**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
INSTITUTO DE ENERGIA E AMBIENTE
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA**

FELIPE DE ALBUQUERQUE SGARBI

**O PLANEJAMENTO ENERGÉTICO BRASILEIRO NA PERSPECTIVA
DA OFERTA E DA DEMANDA DE GÁS LIQUEFEITO DE PETRÓLEO E
ELETRICIDADE**

**SÃO PAULO
2018**

FELIPE DE ALBUQUERQUE SGARBI

O PLANEJAMENTO ENERGÉTICO BRASILEIRO NA PERSPECTIVA DA OFERTA E DA
DEMANDA DE GÁS LIQUEFEITO DE PETRÓLEO E ELETRICIDADE

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação
em Energia do Instituto de Energia e Ambiente da
Universidade de São Paulo para a obtenção de
título de Doutor em Ciências.

Orientador: Prof. Dr. André Felipe Simões

Versão Corrigida

SÃO PAULO
2018

**AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTES
TRABALHOS, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA
FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.**

FICHA CATALOGRÁFICA

Sgarbi, Felipe de Albuquerque.

O planejamento energético brasileiro na perspectiva da oferta e demanda de gás liquefeito de petróleo e eletricidade. / Felipe de Albuquerque Sgarbi; orientador: André Felipe Simões. – São Paulo, 2018.

167 f.: il.; 30 cm

Tese (Doutorado em Ciência) – Programa de Pós-Graduação em Energia – Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo.

1. Mudança climática. 2. Impactos ambientais. 3. Energia – aspectos econômicos. 4. Planejamento energético. 5. Demanda energética. I. Título.

Elaborado por Maria Penha da Silva Oliveira CRB-8/6961

Nome: SGARBI, Felipe de Albuquerque.

Título: O planejamento energético brasileiro na perspectiva da oferta e da demanda de gás liquefeito de petróleo e eletricidade.

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação
em Energia do Instituto de Energia e Ambiente da
Universidade de São Paulo para a obtenção de
título de Doutor em Ciências.

Orientador: Prof. Dr. André Felipe Simões

Aprovado em:

Banca examinadora

Prof. Dr. _____ Instituição: _____

Julgamento: _____ Assinatura: _____

Prof. Dr. _____ Instituição: _____

Julgamento: _____ Assinatura: _____

Prof. Dr. _____ Instituição: _____

Julgamento: _____ Assinatura: _____

Prof. Dr. _____ Instituição: _____

Julgamento: _____ Assinatura: _____

Prof. Dr. _____ Instituição: _____

Julgamento: _____ Assinatura: _____

Prof. Dr. _____ Instituição: _____

Julgamento: _____ Assinatura: _____

AGRADECIMENTOS

Inicialmente, agradeço ao Prof. André Felipe Simões pela orientação acadêmica e por ensinar que a beleza da ciência reside, muitas vezes, no conflito de ideias. Mais importante de tudo, agradeço pela amizade.

Ao Prof. Edmilson Moutinho dos Santos, agradeço pela orientação na fase inicial do doutorado. Estendo meus agradecimentos aos demais professores do Programa de Pós-Graduação em Energia (PPGE) que, cada um à sua maneira, contribuíram para minha formação e crescimento intelectual. Agradeço também ao corpo administrativo do PPGE pelo apoio.

Ao Alberto Fossa, agradeço pelo voto de confiança em mim depositado e pelas ricas oportunidades profissionais proporcionadas.

Ao Sindigás, em especial o Adriano Horta Loureiro e o Aurélio Ferreira, agradeço pelo apoio ao desenvolvimento do trabalho focado em GLP. Ao Instituto Acende Brasil, em especial o Alexandre Uhlig e o Richard Hochstetler, agradeço pelas muitas conversas que tanto contribuíram para ampliar a minha compreensão sobre o setor elétrico. Ambas as instituições proporcionaram experiências profissionais determinantes para a elaboração desta tese.

À toda a equipe do Instituto Acende Brasil agradeço pela amizade e rica convivência ao longo dos últimos anos.

Agradecimentos especiais à Simone Harnik que, muito prestativa e generosamente, sempre se dispôs a ajudar com as metodologias estatísticas que embasaram as análises aqui apresentadas.

Ao Programa de Formação de Recursos Humanos (PRH4) Petrobras/ANP, agradeço pelo apoio à minha pesquisa.

Finalmente, agradeço à minha querida família pelo carinho.

SGARBI, F. A. O Planejamento energético brasileiro na perspectiva da oferta e da demanda de gás liquefeito de petróleo e energia elétrica. 2018. 167 f. Tese (Doutorado em Ciências) – Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2018.

Garantir o suprimento dos insumos energéticos demandados pelos diferentes setores da economia é indispensável para o desenvolvimento socioeconômico e a soberania de uma nação. De maneira geral, a busca pela segurança energética requer o monitoramento contínuo dos diferentes fatores que podem interferir na evolução da demanda e oferta de energia. Pelo lado da demanda, tais fatores incluem a atividade econômica, o desenvolvimento tecnológico (principalmente aquele relacionado à eficiência energética dos processos), a renda e os hábitos de vida da população, entre outros aspectos. Pelo lado da oferta, poder-se-iam citar, por exemplo, as descobertas de novas e o esgotamento de antigas reservas energéticas, mercados nacionais e internacionais de energia, o desenvolvimento de novas tecnologias de conversão energética e a evolução do arcabouço legal que regula esta atividade. O estudo integrado destas variáveis, tal como definido, de forma ampla, pelo termo “Planejamento Energético”, permite que riscos e oportunidades associados à segurança energética sejam antecipados e, assim, evitados, mitigados ou potencializados. Neste contexto, a presente tese é composta por quatro artigos focados em diferentes aspectos da demanda e oferta de energia no Brasil: “A experiência brasileira com o gás liquefeito de petróleo – implicações para políticas públicas”; “Impactos socioeconômicos e ambientais de usinas hidrelétricas”; “O papel do setor elétrico brasileiro no contexto do Acordo de Paris” e “Avaliação da composição dos custos socioambientais de usinas hidrelétricas”. A partir de análises sobre tendências de consumo residencial de gás liquefeito de petróleo (GLP) e o papel da temática ambiental no desenvolvimento da matriz de geração de eletricidade, discutem-se perspectivas para o setor energético brasileiro. Os trabalhos apresentados identificam desafios com os quais o país possivelmente terá que lidar para expandir a sua oferta de energia, e, assim, espera-se, contribuem para solidificar o arcabouço teórico sobre o qual o planejamento energético brasileiro é construído.

Palavras-chave: Segurança energética, energia, Brasil, impacto ambiental, mudanças climáticas.

SGARBI, F. A. Brazilian energy planning in the perspective of supply and demand of liquefied petroleum gas and electricity. 2018. 167 f. Tese (Doutorado) – Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2018.

Ensuring the supply of the energy inputs demanded by the different sectors of the economy is indispensable for the socioeconomic development and the sovereignty of a nation. In general, the search for energy security requires the continuous monitoring of the different factors that may interfere in the evolution of the demand and supply of energy. On the demand side, these factors include economic activity, technological development (mainly the one related to the energy efficiency of processes), income and habits of the population, among other aspects. On the supply side, in can be mentioned, as examples, new discoveries and the exhaustion of old energy reserves, national and international energy markets, the development of new energy conversion technologies and the evolution of the legal framework that regulates this activity. The integrated study of these variables, as broadly defined by the term "Energy Planning", enables risks and opportunities associated with energy security to be anticipated and thus avoided, mitigated or enhanced. In this context, the present thesis is composed of four articles focused on different aspects of demand and supply of energy in Brazil: "*The Brazilian experience with liquefied petroleum gas - implications for public policies*"; "*Socioeconomic and environmental impacts of hydropower plants*"; "*The role of the Brazilian electricity sector in the context of the Paris Agreement*" and "*Evaluation of the composition of the socio-environmental costs of hydropower plants*". Based on analyzes of trends in residential consumption of liquefied petroleum gas (LPG) and the role of environmental issues in the development of the electricity generation mix, Brazilian energy sector perspectives are discussed. The papers presented identify challenges that the country may have to deal with in order to expand its energy supply, and thus contribute to solidifying the theoretical framework on which Brazilian energy planning is built.

Keywords: Energy security, energy, Brazil, environmental impacts, climate change.

SUMÁRIO

1.	APRESENTAÇÃO	11
1.1.	CONTEXTUALIZAÇÃO.....	11
1.2.	ESTRUTURA DO TRABALHO	16
2.	A EXPERIÊNCIA BRASILEIRA COM O GÁS LIQUEFEITO DE PETRÓLEO - IMPLICAÇÕES PARA POLÍTICAS PÚBLICAS	21
2.1.	INTRODUÇÃO	21
2.2.	O HISTÓRICO DO CONSUMO DE GLP NO BRASIL.....	22
2.3.	METODOLOGIA	29
2.3.1.	<i>FONTE DE DADOS</i>	29
2.3.2.	<i>MODELO E MÉTODO DE ESTIMAÇÃO</i>	31
2.3.3.	<i>ANÁLISES DESCRITIVAS</i>	34
2.4.	RESULTADOS E DISCUSSÃO	38
2.4.1.	<i>RENDA DOMICILIAR MENSAL MÉDIA</i>	40
2.4.2.	<i>CONSUMO DOMICILIAR ANUAL DE ALIMENTOS</i>	41
2.4.3.	<i>TIPO DE DOMICÍLIO</i>	43
2.4.4.	<i>NÚMERO DE MORADOR POR DOMICÍLIO</i>	44
2.4.5.	<i>ESTRATO GEOGRÁFICO</i>	45
2.4.6.	<i>POSSE DE FOGÕES A LENHA E A CARVÃO</i>	46
2.4.7.	<i>EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS DE COZINHA</i>	47
2.4.8.	<i>AQUECIMENTO DE ÁGUA A GLP</i>	48
2.4.9.	<i>REGIÃO GEOGRÁFICA</i>	48
2.5.	CONCLUSÕES	49
3.	IMPACTOS SOCIOECONÔMICOS E AMBIENTAIS DE USINAS HIDRELÉTRICAS	53
3.1.	INTRODUÇÃO	53
3.2.	CONTEXTO DA HIDROELETRICIDADE NO BRASIL.....	56
3.3.	METODOLOGIA	61
3.3.1.	<i>INDICADORES ANALISADOS</i>	61
3.3.2.	<i>MUNICÍPIOS E USINAS ANALISADOS</i>	63

3.3.3. ANÁLISES ECONÔMICAS.....	65
3.4. RESULTADOS	66
3.4.1. COEFICIENTES	66
3.5. DISCUSSÃO	68
3.5.1. SAÚDE E SEGURANÇA	68
3.5.2. ATIVIDADE ECONÔMICA	69
3.5.3. FINANÇAS PÚBLICAS	72
3.5.4. EDUCAÇÃO	72
3.5.5. MEIO AMBIENTE.....	73
3.6. CONCLUSÕES	75
4. O PAPEL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO NO CONTEXTO DO ACORDO DE PARIS	77
4.1. INTRODUÇÃO	77
4.2. O CONTEXTO BRASILEIRO DAS EMISSÕES DE GEE	82
4.3. PERFIL DE EMISSÕES DE GEE.....	84
4.4. O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	90
4.4.1. CARACTERIZAÇÃO	90
4.4.2. EXPANSÃO	94
4.5. DESAFIOS OPERACIONAIS ASSOCIADOS À EXPANSÃO DAS FRV E PERSPECTIVAS DE EMISSÕES	97
4.6. CONCLUSÕES	100
5. AVALIAÇÃO DA COMPOSIÇÃO DOS CUSTOS SOCIOAMBIENTAIS DE USINAS HIDRELÉTRICAS	103
5.1. INTRODUÇÃO	103
5.2. HISTÓRICO DO TRATAMENTO DOS CUSTOS SOCIOAMBIENTAIS NO SETOR ELÉTRICO	106
5.2.1. CONTEXTO GERAL	106
5.2.2. O ORÇAMENTO PADRÃO ELETROBRAS (OPE)	109
5.3. METODOLOGIA	113
5.4. RESULTADOS E DISCUSSÃO	115
5.4.1. EVOLUÇÃO DOS CUSTOS SOCIOAMBIENTAIS DE UHES	115
5.4.1.1. AQUISIÇÃO DE TERRENOS E BENFEITORIAS	118

5.4.1.2.	<i>MEIO FÍSICO E BIÓTICO</i>	120
5.4.1.3.	<i>RELOCAÇÕES</i>	122
5.4.1.4.	<i>ESTRUTURA E POTENCIAIS ADEQUAÇÕES DO OPE</i>	123
5.5.	CONCLUSÕES	128
6.	CONSIDERAÇÕES FINAIS	131
6.1.	SÍNTESE	131
6.2.	RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	133
7.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	135
8.	ANEXOS	162
8.1.	ANEXO I - RUBRICAS QUE COMPÕEM A CONTA 10	163
8.2.	ANEXO II - USINAS HIDRELÉTRICAS ABRANGIDAS PELO ESTUDO	165

1. APRESENTAÇÃO

1.1. Contextualização

Em qualquer aspecto da vida humana, os processos envolvidos na produção de bens e serviços demandam alguma fonte de energia (GAYE, 2008). Atividades relativamente corriqueiras e triviais, como o preparo de uma refeição ou a utilização de um refrigerador, e processos complexos que envolvem tecnologias sofisticadas, como o lançamento de satélites ou o funcionamento de um acelerador de partículas, tem em comum o fato de dependerem da disponibilidade energética para produzirem de forma satisfatória os efeitos delas esperados.

Não por acaso, a promoção de fontes de energia “acessíveis e limpas” é elencada como um dos “Objetivos de Desenvolvimento Sustentável” da Organização das Nações Unidas (ONU, 2017a), além de ser considerada essencial para a superação das barreiras ao desenvolvimento econômico e social de uma nação (GOLDEMBERG; JOHANSSON, 1995; LEGROS et al., 2009; OPARAOCHA; DUTTA, 2011; IASA, 2012; NUSSBAUMER; BAZILIAN; MODI, 2012; ALLCOTT; COLLARD-WEXLER; O’CONNELL, 2015). Em uma perspectiva mais ampla, a energia pode ser entendida como um direito básico de todo ser humano (BRADBROOK; GARDAM, 2006).

No Brasil, o consumo energético total cresce em ritmo constante, com exceção em anos de recessões econômicas, como observado, por exemplo, em 2009 e, mais recentemente, em 2015 e 2016 (EPE, 2017a). Desde o início da década de 1970, até 2016, o consumo energético brasileiro praticamente quadruplicou, caracterizando um crescimento médio anual equivalente a 3,9% (EPE, 2017a), conforme ilustrado na Figura 1, a seguir.

Figura 1 – Consumo final energético no Brasil entre 1970 e 2016

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de EPE (2017a).

Obs.: tep – tonelada equivalente de petróleo.

Apesar da crescente demanda observada nas últimas décadas, o consumo *per capita* anual de energia primária do Brasil, equivalente a 1,43 tep, em 2015, é inferior ao da média mundial (1,86 tep) e ao de pares latino-americanos como o México (1,55 tep) e a Argentina (1,98 tep) (IEA, 2017a). Ainda que o perfil de consumo energético de um país dependa de diferentes fatores endógenos e exógenos, como, por exemplo, as suas condições climáticas e a estrutura da economia (GOLDEMBERG; PRADO, 2011; MERTZANIS, 2018; ROSA; MACHLIS; KEATING, 1988; UGURSAL, 2014), o baixo consumo energético observado no Brasil, quando comparado à média mundial e a países minimamente semelhantes em termos socioeconômicos, permite assumir que um crescimento expressivo do consumo energético brasileiro tende a continuar a ser verificado em cenário de curto e médio prazo. De fato, estimativas da Empresa de Pesquisa Energética (2017b) preveem um aumento anual médio do consumo final de energia equivalente a 1,9% entre 2016 e 2026.

A expectativa de aumento contínuo da demanda resulta na necessidade de planejamento da expansão da oferta dos diferentes insumos energéticos consumidos no Brasil. Na medida em que a implantação de empreendimentos de infraestrutura energética sofre, sistematicamente, atrasos e sobrecustos, (SOVACOOOL; GILBERT; NUGENT, 2014; SOVACOOOL; NUGENT; GILBERT,

2014), este planejamento antecipado torna-se fundamental para garantir a segurança energética do país.

Apesar de se tratar de um conceito fluido, desprovido de uma definição precisa e homogeneamente utilizada pela academia e outros atores típicos da área de planejamento energético (como, por exemplo, empresas privadas, governos e organizações não-governamentais) (CHESTER, 2010; LÖSCHEL; MOSLENER; RÜBBELKE, 2010), o termo “Segurança Energética” diz respeito, de forma geral, à garantia de atendimento contínuo e previsível da demanda energética atual e futura de um estado, região, bloco econômico e congêneres geopolíticos (WINZER, 2012). Na medida em que a energia está no cerne de conflitos determinantes para que nações atinjam suas aspirações em termos sociais e econômicos e preservem, assim, a sua autonomia geopolítica (YERGIN, 1988), a busca pela segurança energética tornou-se um dos mais relevantes tópicos de discussão atual da sociedade globalizada (CIUTĂ, 2010; MATSUMOTO; DOUMPOS; ANDRIOSOPOULOS, 2017).

Em linha com o crescente papel que os mercados internacionais de energia, em especial o de petróleo e gás natural, desempenham no atendimento da demanda energética de muitos países (GOLDTHAU; WITTE, 2009), grande parte das análises que abordam temáticas relacionadas à segurança energética é conduzida a partir do ponto de vista de países importadores de energia que dependem de um ou poucos exportadores para suprir parte da sua demanda. Por exemplo, as relações geopolíticas envolvidas na exportação de gás natural da Rússia para os países europeus ou da Bolívia para o Brasil e Argentina têm suscitado a elaboração de diversos trabalhos sobre o tema (*e.g.* KAUP, 2010; CHÁVEZ-RODRÍGUEZ et al., 2016; MATSUMOTO; DOUMPOS; ANDRIOSOPOULOS, 2017).

Contudo, os contextos nos quais a segurança energética pode ser discutida são múltiplos. Temas tão diversos como a qualidade da infraestrutura energética, a proteção das camadas mais pobres da população contra a volatilidade de *commodities* energéticas, a mitigação de riscos ao meio ambiente associáveis ao fornecimento energético, os empecilhos à expansão da oferta de energia a partir de recursos internos e os impactos de fatores climáticos sobre os sistemas de energia são discutidos sob a égide da segurança energética (CHRISTIE, 2009; LÖSCHEL; MOSLENER; RÜBBELKE, 2010; PRADO et al., 2016; SOVACOL, 2011; WINZER, 2012).

A história recente do setor energético brasileiro coleciona episódios que ilustram a diversidade dos desafios envolvidos na busca pela segurança energética de um país.

Ao longo da década de 1970, por exemplo, os dois “choques do petróleo”, que tornaram incerta a oferta internacional deste energético (KESICKI, 2010; SHIBATA, 1983), expuseram o Brasil, em grande medida dependente, à época, de importações para suprir a sua demanda por hidrocarbonetos, ao risco de desabastecimento. Para reduzir a sua dependência do mercado global de petróleo, o governo federal, entre outras medidas, passou a fomentar a produção interna de etanol, visando à substituição da gasolina, por meio da criação, em 1975, do Programa Nacional do Álcool (ProÁlcool) (GOLDEMBERG; COELHO; GUARDABASSI, 2008; HIRA; OLIVEIRA, 2009; LORA; ANDRADE, 2009).

Já no início da década de 1990, a Guerra do Golfo provocou outro desequilíbrio no mercado internacional de petróleo e gás (IEA, 2012). Nesta ocasião, a restrição da aplicação do gás liquefeito de petróleo (GLP) para determinados usos finais não estritamente residenciais foi a estratégia utilizada pelo governo para controlar a demanda do energético e, assim, reduzir os crescentes dispêndios com subsídios que eram direcionados ao energético devido à disparidade entre o preço de compra, no mercado internacional, e venda, no mercado nacional, do energético (SINDIGÁS, 2007; ARAUJO JR., 2017). Apesar de a Guerra do Golfo ter ocorrido há quase 30 anos, determinados usos finais do GLP, como o uso em motores de combustão (com exceção de empilhadeiras) e o aquecimento de água para piscinas e saunas, permanecem proibidos no Brasil.

Mais recentemente, o país teve que lidar, novamente, com uma conjuntura diante da qual a sua segurança energética - desta vez, a elétrica - esteve em risco. Entre o final dos anos 1990 e início dos anos 2000, o setor elétrico brasileiro passou por reformas que visavam, resumidamente, promover o aumento da participação de empresas privadas nos segmentos de geração e transmissão, de forma a promover maior competição entre os agentes e atrair investimentos (SAUER *et al.*, 2003; SOUZA; SOARES, 2007). O consequente reposicionamento da Eletrobras, empresa estatal e responsável por concentrar, até o início da reforma, todo o planejamento estratégico e operação do setor elétrico, ocasionou a falha de coordenação entre os novos atores que integravam o setor (GOLDEMBERG; PRADO, 2003).

A momentânea perda de um agente protagonista, que prejudicou a implementação de projetos de geração e transmissão, aliada à ocorrência de consecutivos anos com baixos níveis de precipitação, tornou necessária a imposição, aos consumidores finais, de um esquema de racionamento no consumo de eletricidade à sociedade (KELMAN *et al.*, 2001). Entre junho de 2001 e fevereiro de 2002, clientes residenciais e comerciais tiveram que reduzir o consumo elétrico

em 20%, enquanto que, para o setor industrial, este valor variou entre 20% e 25% (PIRES, JOSÉ CLAUDIO LINHARES; GIAMBIAGI; SALES, 2002).

Ainda em relação ao setor elétrico brasileiro, porém em uma escala local, o estado de Roraima tem enfrentado desafios relacionados ao fornecimento de eletricidade para os seus consumidores finais. Atualmente, o Sistema Interligado Nacional (SIN) não abrange este estado e a eletricidade que atende Boa Vista, sua capital, advém de termoelétricas movidas a óleo diesel e óleo combustível, assim como de uma linha de transmissão que conecta a cidade ao sistema elétrico venezuelano. No entanto, o país vizinho, frequentemente, não honra os contratos firmados como Brasil e os consumidores do estado se deparam com frequentes cortes de fornecimento não planejados (FIGUEIREDO, 2015). A linha de transmissão projetada para conectar a cidade de Boa Vista ao SIN, popularmente conhecida como “Linhão de Tucuruí”, devido à sua origem, na usina hidrelétrica (UHE) de Tucuruí, poderia regularizar a oferta de eletricidade para a região. No entanto, o empreendimento tem sofrido sucessivos atrasos devido à imbróglis socioambientais relacionados a terras indígenas que seriam afetados por ele.

A complexidade dos sistemas energéticos, incluindo a miríade de variáveis que podem impactar negativamente a qualidade e a segurança do fornecimento de cada tipo de energia demandada (abrangendo, questões de natureza técnica, socioambiental, econômico-financeira, geopolítica e logística, conforme sucintamente ilustrado nos parágrafos anteriores), enseja o constante acompanhamento e estudo do cenário energético de um país (DELLANO-PAZ *et al.*, 2017; MORET *et al.*, 2017). No caso do Brasil, que se inclui no grupo de nações que apresentam consumo *per capita* de energia relativamente baixo, mas possui perspectiva de contínuo crescimento da demanda total no médio prazo, esta necessidade é mais conspícua, pois as condições que devem ser monitoradas, influenciadas pela busca por novos mercados - internos ou externos - fornecedores de energia e formas de geração, se renovam constantemente.

Diante destas constatações, o objetivo central do presente trabalho é discutir perspectivas dos setores de GLP e eletricidade no Brasil face à premissa de priorização da sua segurança energética. Neste contexto, a partir da utilização de metodologias quantitativas pouco utilizadas na área da energia, pretende-se antecipar conjunturas que possam, eventualmente, gerar impactos estruturalmente relevantes sobre estes setores e discutir as implicações dos resultados alcançados à luz das políticas públicas energéticas do país. Em última instância, espera-se contribuir para o

aprimoramento do planejamento energético brasileiro, e, assim, aumentar a sua segurança energética.

A escolha pelo direcionamento da presente tese de doutorado para GLP e a eletricidade decorreu de uma conjunção de fatores, que incluiu a disponibilidade dos dados que foram utilizados nas análises quantitativas desenvolvidas, a representatividade destes energéticos na matriz de consumo de energia total e, especialmente, residencial, brasileira e a vivência profissional do autor no mercado de ambos os energéticos. Este último elemento possibilitou a complementação das análises construídas a partir de técnicas essencialmente acadêmicas com informações e pontos de vista de atores que são diretamente impactados pelas políticas energéticas praticadas no país¹.

Na próxima Seção, são apresentadas considerações sobre a estrutura do trabalho, as metodologias adotadas, assim como os seus objetivos específicos.

1.2. Estrutura do trabalho

Para atingir o objetivo central proposto para esta tese, quatro trabalhos, estruturados no formato de artigos científicos e apresentados nos Capítulos 2 a 5, foram elaborados. Destes, dois foram submetidos a periódicos científicos indexados na base *Qualis Periódicos* da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (Capes), conforme detalha-se adiante². O Capítulo 6 contém conclusões gerais, que extrapolam o âmbito específico das discussões apresentadas anteriormente.

Por terem sido elaborados no formato de capítulos autocontidos, o conteúdo dos Capítulos 2 a 5 pode ser acessado independentemente, sem prejuízo para a compreensão dos demais. No entanto, pretende-se evidenciar a relação – direta ou indireta - existente entre eles nos parágrafos a seguir.

O primeiro trabalho, apresentado no Capítulo 2 e intitulado “*A experiência brasileira com o gás liquefeito de petróleo – implicações para políticas públicas*”, visa à identificação das

¹ No entanto, o fato de esta tese não abranger outros insumos energéticos utilizados no país não significa, de forma alguma, que o autor entenda que os desafios atuais e futuros do cenário energético brasileiro se limitem aos setores de GLP e eletricidade. A diversidade da matriz energética brasileira e as perspectivas de desenvolvimento de setores relevantes em termos de oferta energética atual, como o de petróleo e derivados, gás natural e cana-de-açúcar, por exemplo, representam um terreno fértil para que estudos com enfoques variados sejam desenvolvidos.

² Os demais encontram-se em processo final de preparo para serem submetidos a periódicos igualmente indexados na base *Qualis*.

características domiciliares que expliquem o consumo de GLP no setor residencial. Os resultados são discutidos a partir da ótica das políticas públicas que, historicamente, fomentaram o consumo deste energético nos domicílios brasileiros. Analisa-se, a partir destas informações, as perspectivas do setor.

O segundo, apresentado no Capítulo 3 e intitulado "*Impactos socioeconômicos e ambientais de usinas hidrelétricas*"³, investiga o comportamento de indicadores socioeconômicos e ambientais de municípios diante da construção e operação de UHEs em seus territórios. As análises elaboradas, intui-se, contribuem para mitigar uma lacuna de estudos quantitativos sobre os impactos de UHEs no Brasil, de forma a complementar o conjunto de análises atualmente disponível na literatura (composto, essencialmente, por trabalhos de cunho qualitativo).

Ambos os trabalhos ora citados se alicerçam em metodologias quantitativas consagradas em áreas do conhecimento pertencente ao grupo das ciências exatas, mas que não são comumente empregadas em análises que discutem questões relacionadas ao planejamento energético. Mais adiante, nesta Seção, uma discussão específica sobre os aspectos metodológicos destes dois trabalhos é delineada.

Os trabalhos restantes, apresentados nos Capítulos 4 e 5, abordam temas que decorrem das análises traçadas ao longo do Capítulo 3, porém, a partir de abordagens técnicas qualitativas. Por este motivo, eles são considerados complementares àquele que os precede. É importante ressaltar, no entanto, que esta proposta de hierarquização responde a um critério, acima de tudo, organizacional na medida que tanto as abordagens quantitativas, como as qualitativas, foram adotadas com o intuito de gerar contribuições significativas e originais para o desenvolvimento de políticas públicas que aumentem a segurança energética do país.

O terceiro trabalho, intitulado "*O papel do setor elétrico brasileiro no contexto do Acordo de Paris*", tem como objetivo analisar o compromisso climático brasileiro no âmbito do "Acordo de Paris" e avaliar as potenciais implicações das metas assumidas pelo país sobre o desenvolvimento da matriz de geração elétrica e as emissões de gases do efeito estufa (GEE) do setor.

³ Este artigo foi submetido ao periódico "*Renewable and Sustainable Energy Reviews*" (ISSN: 1364-0321, classificação Qualis A1 na área "Interdisciplinar") com o título "*Sustainability of hydropower plants in Brazil*" (código RSER-D-17-02205) em 15/08/2017 e encontra-se em avaliação.

Por fim, no quarto trabalho, intitulado “*Avaliação da composição dos custos socioambientais de usinas hidrelétricas*”⁴, a evolução dos custos socioambientais de UHEs é analisada. A partir dos resultados alcançados, discute-se a adequação da ferramenta de orçamentação de custos utilizadas durante o planejamento destes empreendimentos de geração, assim como apresentam-se hipóteses capazes de explicar a realidade atualmente observada no setor.

O plano de trabalho que orientou a elaboração desta tese incluía, em sua versão original, a elaboração de um segundo artigo com foco em GLP. No entanto, este trabalho se basearia na edição da Pesquisa de Orçamentos Familiares (POF) que, segundo o seu cronograma oficial de execução (que determina a elaboração da referida pesquisa a cada cinco anos), seria disponibilizada ao público no ano de 2015. No entanto, a crise econômica pela qual o Brasil passa já produzia efeitos negativos sobre as contas do governo federal à época, o que resultou no cancelamento da elaboração desta POF. A ausência de uma versão atualizada da pesquisa impediu a elaboração de um trabalho adicional que apresentasse resultados como aqueles constantes do Capítulo 2, porém a partir de uma perspectiva comparativa e evolutiva.

Por fim, os desafios envolvidos no acesso, compilação, organização e leitura dos dados utilizados nos trabalhos apresentados nos Capítulos 2 e 3 se mostraram significativos e merecem um breve registro nesta Seção.

No caso do estudo focado no consumo residencial de GLP (Capítulo 2), os dados analisados provieram do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), mais especificamente a POF, pesquisa mencionada anteriormente, realizada entre 2008 e 2009 (IBGE, 2010). Assim como outras pesquisas elaboradas pelo IBGE que envolvem grande quantidade de dados, a POF é disponibilizada ao público no formato de “microdados”. De acordo com Barbosa (2013):

Microdados são bancos de dados em que os casos/registros (linhas) são as próprias unidades de coleta de informação. No caso de pesquisas sociais por questionários, trata-se dos indivíduos respondentes (...) A noção de microdados se contrapõe à de dados agregados, nos quais os casos são coletividades ou unidades- resumo das informações obtidas a partir dos

⁴ Este artigo foi submetido ao periódico “*Desenvolvimento e Meio Ambiente*” (ISSN: 1518-952X, classificação Qualis B1 na área “Interdisciplinar”) com o título “*Avaliação da composição dos custos socioambientais de usinas hidrelétricas*” (código 57638-225041-1-SM) em 30/01/2018 e encontra-se em avaliação.

microdados. Tais agregações podem ser, por exemplo, domicílios, setores censitários, áreas de ponderação, distritos, municípios, setores de atividade econômica etc. A partir dos microdados é possível produzir dados agregados.

Na prática, a POF se materializa em arquivos no formato “.txt” contendo centenas de milhares de linhas que, organizadas em linhas e colunas, resultam, *grosso modo*, em tabelas com cerca de 50.000 linhas e centenas de colunas. Os microdados referentes à POF são agrupados em 16 conjuntos de dados. Para a elaboração das análises apresentadas no Capítulo 2, um banco de dados único, composto pelas variáveis de interesse, teve que ser construído a partir das informações originais, distribuídas por estes 16 conjuntos de dados. No entanto, o significativo volume de informações demanda a utilização *softwares* criados com o propósito específico de lidar com grandes bancos de dados. No caso do presente trabalho, lançou-se mão do *software* conhecido como “R” (R CORE TEAM, 2015)⁵.

Uma vez que a utilização deste tipo de *software* não é comumente observada na área da Energia, o autor da presente tese teve que conquistar autocapacitação técnica, ao longo de cerca de 12 meses, a partir de contatos com profissionais de outras áreas do conhecimento, em especial do campo das ciências políticas.

Já em relação ao estudo sobre os impactos socioambientais de UHEs (Capítulo 3), o desafio operacional relacionado aos dados analisados foi ainda maior. Diferentemente do trabalho sobre GLP, que teve a POF como fonte única de dados para análises, o desenvolvimento deste estudo demandou a compilação de informações presentes em cinco fontes de informação independentes, cada uma em um formato distinto (algumas delas, inclusive, continham seus dados organizados no formato microdados, a exemplo da POF).

Neste caso, à dificuldade em relação a procedimentos de leitura de microdados, já discutida nos parágrafos anteriores, somou-se a complexidade envolvida na compatibilização, em um único modelo de banco de dados, de variados formatos de dados. Além disto, o caráter temporal do estudo (que implicou na análise de uma série de dados abrangendo mais de 10 anos), aliado à sua abrangência nacional (ou seja, todos os mais de 5.500 municípios do país), resultou na necessidade

⁵ O “R” (versão 3.2.0) foi acessado a partir de outro software, “R Studio” (versão 0.98.1103), que fornece uma interface mais amigável para a utilização do primeiro.

de manipulação de bancos de dados com mais de 30.000 linhas e dezenas de colunas. Para esta tarefa, o *R* se mostrou, novamente, uma ferramenta oportuna.

Por fim, em ambos os estudos, associações com pesquisadores de áreas como Estatística e Econometria se mostraram necessárias para a execução das análises principais.

Apesar dos desafios embutidos nos métodos quantitativos que orientaram a elaboração dos trabalhos apresentados nos Capítulos 2 e 3, esta opção metodológica se revelou positiva quando observados os resultados que atingidos e as discussões que deles resultaram. O emprego de ferramentas analíticas pouco utilizadas em estudos sobre energia contribuiu para que as realidades dos sistemas energéticos analisados fossem observadas a partir de um ponto de vista inovador.

É expectativa do autor desta tese que o conjunto de trabalhos apresentados a seguir enriqueça o debate sobre o desenvolvimento do setor energético brasileiro, complementando, de forma construtiva, o conjunto de informações e conhecimento já existente sobre os temas abordados.

2. A EXPERIÊNCIA BRASILEIRA COM O GÁS LIQUEFEITO DE PETRÓLEO - IMPLICAÇÕES PARA POLÍTICAS PÚBLICAS

2.1. Introdução

O acesso a fontes modernas de energia pela a população é um passo fundamental em direção a um mais amplo e sustentável desenvolvimento socioeconômico, como demonstram, por exemplo, Goldemberg e Johansson (1995) Legros et al. (2009) IIASA (2012). No entanto, o uso disseminado de biomassas sólidas em países em desenvolvimento normalmente constitui um empecilho relevante para o atendimento destes objetivos. Atualmente, cerca de 3 bilhões de pessoas ainda dependem da utilização de combustíveis sólidos em fogões rudimentares para cocção e aquecimento do ambiente em seus domicílios (OMS, 2016).

Esta prática coloca em risco a saúde das pessoas diretamente envolvidas e também é responsável por uma parcela relevante das emissões de gases poluentes ou associados ao aquecimento global (FOELL *et al.*, 2011). Em 2016, a Organização Mundial da Saúde (OMS) estimou que cerca de 3,8 milhões de mortes, ao redor do planeta, são causadas, anualmente, por problemas respiratórios relacionados à poluição *indoor* causada, principalmente, pela queima de biomassas sólidas (OMS, 2016). Por outro lado, 25% do carbono negro⁶ emitido globalmente origina-se de atividades residenciais, especialmente em função do uso de biomassas sólidas para cocção (BOND, 2004; CORDES, 2011).

O crescente reconhecimento da severidade destes impactos tem motivado governos, empresas públicas e privadas, organismos internacionais e organizações não governamentais a buscar alternativas para combater “práticas rudimentares de cocção”⁷ em países em desenvolvimento. De modo geral, estas iniciativas se valem de informações sobre os fatores que influenciam a opção energética, no plano domiciliar, para planejar ações que aumentem a velocidade da migração de biomassas sólidas tradicionais para combustíveis mais limpos (FARSI;

⁶ O Carbono negro é um composto que desempenha um importante papel na dinâmica das moléculas responsáveis pelo aquecimento global e possui a segunda maior contribuição para a forçante radiativa depois do CO₂ (Ramanathan e Carmichael, 2008 *apud* Foell et al., 2011).

⁷ Entendidas, neste contexto, como a utilização de biomassas sólidas, como lenha, carvão e resíduos agrícolas, em fogões sem nenhum tipo de mecanismo de direcionamento dos gases de combustão.

FILIPPINI; PACHAURI, 2007; GUNDIMEDA; KÖHLIN, 2008; KARIMU; MENSAH; ADU, 2016; OUEDRAOGO, 2006; RAHUT *et al.*, 2014).

No contexto dos esforços de disseminação de práticas de cocção menos impactantes para a sociedade e o meio ambiente, o GLP destaca-se como um combustível capaz de fornecer, com a adoção de tecnologias apropriadas, energia para cocção de forma mais prática e limpa (BUDYA; AROFAT, 2011; GOLDEMBERG *et al.*, 2004; KIMEMIA; ANNEGARN, 2016). Em função destas características, o energético tem sido escolhido em muitas políticas para o deslocamento do uso de biomassas sólidas na cocção em diferentes países (ANDADARI; MULDER; RIETVELD, 2014; BUDYA; AROFAT, 2011; COELHO; GOLDEMBERG, 2013; KIMEMIA; ANNEGARN, 2016; MCDADE, 2004; NAYAK; WERTHMANN; AGGARWAL, 2015).

No Brasil, o GLP tornou-se amplamente utilizado em domicílios ao longo da segunda metade do século XX, e alcançou penetração quase universal (superior a 98%) no setor residencial já no início dos anos 2000 (JANNUZZI; SANGA, 2004). Apesar de o país ter antecipado, em décadas, condições e iniciativas que ainda estão em fase de estudos em outras nações em desenvolvimento, informações sobre o contexto no qual o GLP é consumido em domicílios brasileiros são, paradoxalmente, escassas.

Neste contexto, o objetivo deste trabalho é contribuir para a mitigação desta lacuna de conhecimento e avaliar de forma abrangente os determinantes do consumo residencial de GLP no Brasil. O estudo é composto por cinco itens, além desta Introdução. Na Seção item 2.2, informações que caracterizam o consumo de GLP no setor residencial brasileiro são apresentadas. Na Seção 2.3, é discutida a metodologia empregada neste trabalho. Na Seção 2.4, os resultados são apresentados e discutidos. Finalmente, na Seção 2.5, as conclusões são delineadas.

2.2. O histórico do consumo de GLP no Brasil

O desenvolvimento do consumo de GLP no Brasil remonta ao final da década de 1930, quando um conjunto de cilindros de propano, previamente destinados ao Zeppelin Graf, foi distribuído a alguns domicílios da cidade do Rio de Janeiro em função do cancelamento das viagens deste dirigível (LUCON; COELHO; GOLDEMBERG, 2004). Desde então, o energético foi sendo gradativamente incorporado nos costumes da população.

O caráter doméstico do consumo de GLP se manteve ao longo do tempo. Diferentemente de muitos outros países, onde o uso do GLP abraça vários setores, incluindo casos como a Coreia do Sul e Turquia, nos quais se destaca o uso do GLP como combustível veicular (WLPGA, 2015), no Brasil, consumo do GLP concentra-se de forma mais extensiva no setor residencial. Do total consumido anualmente (cerca de 13,5 milhões de m³, em 2016), 80% destinam-se a domicílios (EPE, 2017a). Este montante é utilizado, quase exclusivamente, para cocção (GELLER et al., 1998; EPE, 2017a). A aplicação do GLP para o aquecimento de água, uso comum deste energético ao redor do mundo (SCOTT; MCKEMEY; BATCHELOR, 2005), é tímida na realidade brasileira⁸. De fato, no país, o termo comumente utilizado para designar o GLP é “gás de cozinha”. Isto é emblemático sob a perspectiva do papel que ele desempenha como fonte de energia principal para cocção residencial.

O GLP constitui uma das bases do consumo energético do setor residencial e respondeu por cerca de 25% da demanda energética deste setor, no Brasil, em 2016, conforme ilustrado na Figura 2 (EPE, 2017a). A sua cadeia logística, que conta com cerca de 36.000 postos de revenda espalhados pelo país (ESTEVES; BICALHO; OLIVEIRA, 2009), é capaz de atender todo o território brasileiro, incluindo comunidades rurais localizadas em áreas remotas da Floresta Amazônica (COELHO; GOLDEMBERG, 2013). Dos principais energéticos considerados “modernos”⁹, o GLP foi aquele que mais cedo se disseminou no país. Enquanto a eletricidade só atingiu ampla penetração no setor residencial por volta de 2010 (COELHO; GOLDEMBERG, 2013), após sucessivas iniciativas de política pública do governo federal (GÓMEZ; SILVEIRA, 2010; OBERMAIER *et al.*, 2012; WINKLER *et al.*, 2011), o GLP abrangia virtualmente todos os domicílios brasileiros já no início dos anos 2000 (JANNUZZI; SANGA, 2004; LUCON; COELHO; GOLDEMBERG, 2004; MODI *et al.*, 2005).

⁸ A preponderância do uso da eletricidade para aquecimento de água no Brasil está associada a um período em que a potência instalada em usinas hidrelétricas era superior à demanda nacional, o que motivou o incentivo ao uso de chuveiros elétricos em domicílios (MARTINS; ABREU; PEREIRA, 2012).

⁹ Apesar de se tratar de um conceito que permite interpretações variáveis de acordo com o contexto em que ele é utilizado, normalmente são considerados energéticos domésticos “modernos” fontes de energia como o GLP, eletricidade, gás natural e, em menor número de casos, o querosene. Em contraposição, são considerados energéticos “tradicionais”: a lenha, o carvão e outras formas de biomassas sólidas (FOUQUET, 2010; HIEMSTRA-VAN DER HORST; HOVORKA, 2008; SGARBI *et al.*, 2013; SMITH *et al.*, 1994).

Figura 2 – Consumo de GLP, eletricidade e lenha e carvão vegetal no setor residencial brasileiro, entre 1970 e 2016

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de EPE (2017a).

Obs.: Tep = tonelada equivalente de petróleo.

O rápido avanço do GLP no setor residencial deveu-se, em grande parte, à intervenção estatal na última metade do século XX. Ao longo deste período, subsídios direcionados ao setor resultaram no controle e uniformização dos preços do energético em todo o território nacional (ESTEVEZ; BICALHO; OLIVEIRA, 2009). Entre 1973 e 2001, por exemplo, o subsídio médio ao GLP correspondeu a 30% e 18% dos preços de refinaria e varejo, respectivamente (JANNUZZI; SANGA, 2004).

Há de se destacar, igualmente, a estruturação, por parte de empresas de distribuição e de revenda, de uma cadeia logística ampla, que garantiu não apenas o suprimento do combustível, mas a assistência técnica aos equipamentos e instalações necessários para a sua utilização (*e.g.* fogões e redes residenciais de distribuição de GLP) (SCHAEFFER *et al.*, 2003).

Além disto, o GLP se beneficiou de um contexto no qual inexistia, no país, concorrência com o gás natural. Este apenas passou a ser consumido, mais extensivamente, em domicílios de grandes

centros urbanos a partir dos anos 1990¹⁰. Demais energéticos normalmente utilizados para cocção em outros países, como o querosene, tem aplicação limitada no Brasil. Mesmo a eletricidade, cuja participação no consumo energético residencial é expressivo (46% em 2016) (EPE, 2017a), atende a outros serviços energéticos. Sua utilização na cocção ainda é reduzida e com dedicações específicas, como é discutido ao longo do texto.

Esta conjuntura, aliada às vantagens do GLP, em termos de praticidade, limpeza e facilidade de uso, com relação à lenha e outras biomassas sólidas utilizadas para cocção, contribuiu para a crescente inserção do GLP nos domicílios urbanos e rurais do Brasil. (BUDYA; AROFAT, 2011; GOLDEMBERG *et al.*, 2004; KIMEMIA; ANNEGARN, 2016; SGARBI *et al.*, 2013)

O incentivo público histórico para a utilização do GLP no Brasil está associado justamente à sua capacidade de deslocar o uso tradicional da lenha, cuja utilização inadequada (por exemplo, em fogões rudimentares) afeta a saúde humana e o meio ambiente, tanto em um contexto local como global (BAZILIAN *et al.*, 2011; CORDES, 2011; FOELL *et al.*, 2011; PINE *et al.*, 2011; SMITH *et al.*, 1994). De fato, a disseminação do GLP entre os domicílios brasileiros acarretou uma profunda redução no consumo residencial de lenha (COELHO; GOLDEMBERG, 2013; EPE, 2017a). Atualmente, raros são os domicílios que dependem, exclusivamente, de biomassas sólidas para cocção em função do acesso facilitado ao GLP (RAMOS *et al.* 2008; IBGE, 2010; WILCOX-MOORE *et al.*, 2011).

No entanto, a partir de meados dos anos 1990, iniciou-se um processo de desregulamentação do preço do GLP que perdurou até 2002. As imperfeições do mecanismo de subsídio vigente até então, marcadas pela ausência de discriminação do benefício, que se estendia a todos os consumidores de GLP, incluindo indústrias, comércios e usuários residenciais de alta renda, e não apenas aqueles de baixa renda, motivaram a revisão da forma como a influência estatal sobre a comercialização do energético se dava (LUCON; COELHO; GOLDEMBERG, 2004).

Como resultado, o preço do GLP, agora estabelecido a partir de um regime distinto, aumentou substancialmente no início de 2002. Embora autores divirjam sobre a dimensão exata do reajuste

¹⁰ O gás natural doméstico passou a ser consumido em residências na cidade do Rio de Janeiro no final dos anos 1980. Já na cidade de São Paulo, esta realidade apenas se materializou a partir do início dos anos 1990. O mercado residencial de gás natural adquiriu maior vigor após 1999, com o início da operação do Gasbol, gasoduto que passou a transportar gás natural da Bolívia para o Brasil (ALMEIDA, JOSÉ RICARDO UCHOA CAVALCANTI, 2008; TIRYAKI *et al.*, 2008). Em 2013, 2,3 milhões de domicílios utilizavam gás natural no Brasil (ABEGAS, 2013), número inferior a 5% dos domicílios totais do país na época. Em 2016, este energético respondeu por apenas 1,4% do consumo energético no setor residencial (EPE, 2017a).

[que pode ter variado entre 17%, de acordo com Jannuzzi e Sanga (2004), e 40%, segundo Esteves et al. (2009)], é certo que as camadas mais pobres da sociedade, apesar de manterem o acesso físico ao combustível, passaram a apresentar maiores dificuldades para consumi-lo. Como consequência, verificou-se, conforme ilustrado na Figura 2, apresentada anteriormente, uma retomada da utilização da lenha para usos domésticos, mais especificamente na cocção

Também no início de 2002, o governo federal, buscando manter o incentivo ao consumo de GLP em domicílios de baixa renda, porém com maior eficácia, implementou um programa de transferência direta de renda para estes usuários denominado “Auxílio-Gás”. Este novo mecanismo, no entanto, não foi capaz de compensar efetivamente o aumento do preço de revenda do GLP. Assim, falhou-se em interromper o processo de migração de usuários residenciais do GLP para a lenha (LUCON; COELHO; GOLDEMBERG, 2004).

Diante do impacto negativo do aumento de preços do GLP sobre o consumo residencial, instituiu-se um novo mecanismo de incentivo, agora baseado no subsídio cruzado entre segmentos de consumo. Este foi formulado tendo como princípio o repasse de parte do custo do GLP comercializado em cilindros de 13 kg (caracteristicamente adquirido para uso domiciliar) para o preço do cilindro de 45 kg ou do GLP vendido a granel (categorias direcionadas, principalmente, para consumidores industriais ou comerciais)¹¹.

A magnitude do incentivo ampliou-se gradativamente ao longo do tempo. Entre 2003 e 2009, por exemplo, a diferença entre o preço do cilindro de 13 kg e das demais formas de comercialização do GLP ampliou-se de 12% para cerca de 50% (ESTEVES; BICALHO; OLIVEIRA, 2009). A política de subsídio cruzado do GLP ainda é vigente no Brasil, embora a relação de preços entre as diferentes formas de comercialização do GLP não seja divulgada regularmente pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), responsável pela regulação do setor de óleo e gás no Brasil.

Conforme também ilustrado na Figura 2, a nova política de incentivos tem apresentado eficácia relativa. Embora o consumo de lenha e carvão vegetal tenha entrado novamente em declínio após a instituição desta política, o consumo de GLP não apresentou crescimento significativo nos últimos anos. As reflexões desenvolvidas no texto procuram iluminar estas

¹¹ Sobre este subsídio cruzado, a Resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) nº4 de 2005 (MME, 2005), indica que é “(...) de interesse para a política energética nacional a prática de preços diferenciados para o GLP destinado ao uso doméstico e acondicionado em recipientes transportáveis de capacidade de até 13 kg”.

relações e buscar um melhor entendimento do mercado energético residencial da cocção. Nesta procura, há de se incluir a eletricidade, cujo consumo residencial apresenta tendências crescentes.

A baixa diversificação dos usos finais do GLP observada no Brasil é resultado, em parte, das mesmas políticas públicas das quais o energético foi alvo ao longo do período de desenvolvimento e amadurecimento de seu mercado. Uma vez que o energético sempre recebeu subsídios do governo federal, desestímulos ou até mesmo proibições para a diversificação de seus usos (por exemplo, em motores de combustão, caldeiras e aquecimento de piscinas e saunas) constituiu uma maneira de reduzir potenciais distorções das políticas com fins sociais (ARAÚJO JR., 2017). De fato, a preocupação governamental sempre se concentrou em promover o acesso da população de baixa renda a um energético “moderno” para fins de cocção em detrimento de proporcionar a expansão da penetração do GLP em outros mercados. Aliás, o mecanismo de incentivo vigente, baseado em subsídios cruzados entre segmentos de consumo (mais especificamente, os setores comercial e industrial subsidiando o residencial), acarreta perda de competitividade do GLP em relação a energéticos concorrentes, em especial o gás natural, em mercados com alto potencial de diversificação de usos.

Ademais, a restrição à diversificação dos usos do GLP também está associada à dependência externa que, historicamente, caracterizou o seu fornecimento. Este fator tornou-se mais marcante ao longo dos dois “Choques do Petróleo”, ocorridos na década de 1970, e durante a “Guerra do Golfo”, em 1991, períodos durante os quais o país importava cerca 30% do GLP consumido internamente (EPE, 2017a) e a oferta internacional de derivados do petróleo se tornou incerta (JOODE *et al.*, 2004; KESICKI, 2010; SHIBATA, 1983).

Além deste desequilíbrio nas transações internacionais, a aplicação do GLP para fins automotivos também foi evitada em função do desenvolvimento de um amplo programa de incentivo ao uso de etanol no setor automobilístico, iniciado a partir de meados da década de 1970 com a criação do ProÁlcool (que consistiu em uma iniciativa do governo brasileiro focada na intensificação da produção de álcool combustível para substituir a gasolina) (GOLDEMBERG; COELHO; GUARDABASSI, 2008; HIRA; OLIVEIRA, 2009; LORA; ANDRADE, 2009).

Atualmente, a dependência de mercados externos para suprir a demanda brasileira por GLP equivale a 25,5% da demanda total em 2016, ou cerca de 9.500 m³/dia (EPE, 2017a). No entanto, dois fatores sugerem tendência de redução da necessidade de importação de GLP no próximo decênio. Em primeiro lugar, espera-se um aumento da produção interna. Esta perspectiva de

crescimento da oferta de GLP está associada à exploração de extensivas reservas de óleo e gás *offshore*, localizadas nos campos da formação conhecida como “Pré-sal” (SANT ANA; JANNUZZI; BAJAY, 2009; GOLDEMBERG et al., 2013; EPE, 2017b). Além da expansão da oferta de GLP, o aumento da produção brasileira de gás natural, associada à expansão de gasodutos de transporte e distribuição, tende a deslocar parte do presente consumo de GLP (EPE, 2017b). Como resultado combinado destas evoluções de mercado, projeta-se uma redução da ordem de 60% no déficit de produção interna de GLP até 2026, quando tendem a ser importados cerca de 4.500 m³/dia, volume equivalente à 10% da demanda projetada (EPE, 2017b).

A redução gradativa da dependência brasileira em respeito ao GLP importado enfraquecerá, em boa medida, um dos principais argumentos que sustentaram políticas históricas de restrições de uso deste gás no país. Como resultado, novas pesquisas e estratégias energéticas precisarão ser concebidas no futuro. No entanto, a existente realidade do mercado de GLP no Brasil ainda exige olhares concentrados nos usos residenciais.

Estudar os determinantes do consumo de GLP no setor residencial brasileiro significa conhecer o resultado de mais de meio século de políticas energéticas direcionadas à promoção de usos finais limpos para a população. Diante do enorme desafio global de reduzir a dependência de mais de 3 bilhões de pessoas em relação a biomassas sólidas (OMS, 2016), entendimentos aprofundados da experiência brasileira de disseminação exitosa do mercado de cocção residencial de GLP podem contribuir para aumentar a efetividade de iniciativas globais (muitas delas capitaneadas, direta e/ou indiretamente, pelas Nações Unidas), ou mesmo subcontinentais (lideradas por blocos de países), direcionadas ao enfrentamento de desafios similares àqueles afrontados pelo Brasil, desde, pelo menos, a segunda metade do século XX.

No âmbito do planejamento energético brasileiro, por outro lado, a análise do consumo residencial de GLP é útil para se diagnosticar riscos e oportunidades relacionadas às perspectivas de desenvolvimento do mercado deste energético, cuja oferta interna irá se tornar mais abundante nos próximos anos. A ampliação dos usos do GLP para além da cocção no setor residencial pode contribuir para diversificação dos usos energéticos no setor residencial e, por consequência, para o aumento da segurança energética do país.

2.3. Metodologia

Esta Seção divide-se em três partes. Na primeira, apresenta-se a principal fonte de dados utilizada neste estudo, qual seja, a POF (IBGE, 2010)¹². Descrevem-se as características que tornam esta base de dados adequada para o atendimento dos objetivos propostos, bem como suas limitações. Na segunda, abordam-se informações sobre o modelo estatístico utilizado para analisar o banco de dados da POF. Por fim, na terceira, apresentam-se análises descritivas da amostra.

2.3.1. Fonte de dados

A POF analisada neste trabalho foi realizada pelo IBGE, entre maio de 2008 e maio de 2009¹³. O desenho amostral da pesquisa abrange 55.970 domicílios. As informações coletadas propiciam análises estatisticamente significativas para as áreas urbanas e rurais de todas as cinco regiões geográficas do Brasil, ou seja, Norte, Nordeste, Centro-Oeste, Sul e Sudeste (IBGE, 2010).

Frisa-se que, das pesquisas organizadas pelo IBGE, apenas a POF coleta informações quantitativas sobre o consumo de GLP nos domicílios amostrados. Este dado foi determinante para torná-la adequada ao atendimento dos objetivos do trabalho. Conforme detalhado na próxima Seção, o consumo residencial de GLP foi utilizado como variável dependente do modelo estatístico adotado.

Adicionalmente, a POF também avalia uma série de características domiciliares intuitivamente relacionadas ao consumo residencial de GLP, como renda, consumo de alimentos e posse de equipamentos de cocção elétricos e fogões a lenha, por exemplo, permitindo a seleção de um amplo conjunto de variáveis descritivas para o modelo.

Dos domicílios amostrados na POF, 49.835 (cerca de 90% do total) apresentaram consumo de GLP. Este conjunto configurou a amostra de interesse do estudo. Destes, 386 (menos de 0,1%

¹² Embora o IBGE realize outras pesquisas também focadas em características domiciliares, com frequência anual e abrangência nacional, como é o caso da Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios (PNAD), optou-se, no presente estudo, por se analisar a POF em função do conjunto de informações contido nela.

¹³ Apesar de possuir periodicidade quinquenal, a última edição da POF é aquela analisada neste estudo. A edição do biênio 2014 - 2015 foi postergada devido à crise econômica brasileira e ao consequente contingenciamento de recursos públicos, impedindo a elaboração de algumas das pesquisas tradicionais, usualmente, realizadas pelo IBGE. Aliás, como demonstrado a seguir, a ausência de uma versão atualizada da POF, que permitisse apresentar os resultados desta pesquisa em um formato comparativo e evolutivo, constitui um dos principais limitantes deste estudo.

da amostra de interesse) foram excluídos do estudo por apresentarem consumo *per capita* anual de GLP superior a 130 kg¹⁴, quantidade equivalente a 10 cilindros de 13 kg. Este volume foi arbitrariamente considerado incompatível com o consumo típico de GLP para fins residenciais, caracterizado, conforme discutido anteriormente, majoritariamente pela cocção.

No total, portanto, foram analisados dados coletados em 49.467 domicílios, representando pouco mais de 49,8 milhões de domicílios e uma população total de, aproximadamente, 170 milhões de pessoas.

De acordo com a metodologia da POF, a aquisição, em quilogramas (kg), de GLP nos três meses anteriores ao da aplicação do questionário é informada pelo entrevistado. Uma vez que o GLP é comercializado, no Brasil, principalmente em cilindros de 13 kg, o valor informado pelos respondentes normalmente equivale a múltiplos de 13. No entanto, cilindros de outros tamanhos (*e.g.* 2 kg, 5 kg, 8 kg, 45 kg) também são encontrados no mercado, o que resulta em uma maior diversidade de respostas.

Para obtenção dos dados anuais analisados no estudo, o consumo trimestral foi multiplicado por quatro. Este procedimento, apesar de necessário para a elaboração do modelo, implica em assumir que a quantidade de GLP adquirida nos três meses que antecedem a aplicação do questionário da POF corresponde exatamente ao consumo relativo àquele período. No entanto, é sabido que alguns consumidores antecipam a compra do GLP que será consumido ao longo de períodos mais longos. Neste caso, a anualização dos dados resulta em uma superestimação do consumo de GLP nestes domicílios¹⁵.

Em função disto, para verificar a consistência da metodologia adotada pela POF, assim como o tratamento dado aos seus dados, realizou-se uma análise de sensibilidade dos resultados da pesquisa comparando-se o consumo residencial total GLP calculado a partir dela e aquele indicado pela agência reguladora do setor de óleo e gás no Brasil (ANP, 2016). O resultado desta análise, referente ao ano de 2009, indicou uma diferença inferior a 10% entre as duas fontes de dados, atestando a efetividade da metodologia adotada na POF¹⁶.

¹⁴ Valor correspondente a pouco mais de quatro vezes o consumo *per capita* médio de GLP no Brasil, equivalente a 34,6 kg (IBGE, 2010). Provavelmente, tratam-se de domicílios cujos donos se dedicam a atividades comerciais em casa, como preparo de marmitas, por exemplo.

¹⁵ Embora tal prática, provavelmente, não seja corriqueira, pois ela significa imobilizar capital na forma de energia (ou seja, o GLP estocado em cilindros), a sua ocorrência poderia distorcer os dados da pesquisa.

¹⁶ De acordo com ANP (2016), em 2009 foram comercializados, no Brasil, 6,7 milhões de toneladas (t) de GLP. Deste montante, cerca de 82% destinou-se ao setor residencial (EPE, 2017a), o que resulta em um consumo de 5,5 milhões

2.3.2. Modelo e método de estimação

A análise estatística envolveu a aplicação de um modelo de regressão logística, que se enquadra na categoria dos modelos lineares generalizados (HOSMER JR.; LEMESHOW; STURDIVANT, 2013; PAULA, 2013). O consumo domiciliar anual de GLP, cujos determinantes se pretende explorar neste estudo, é a variável dependente do modelo. Ela foi classificada em duas categorias: “baixo consumo” domiciliar (até 52 kg anuais) e “elevado consumo” domiciliar (superior a 52 kg anuais). Apesar de o consumo de GLP, medido em massa (kg), ser uma variável contínua, os valores de consumo indicados nos questionários da POF apresentam-se, em grande parte (97,8% do total), como múltiplos de 13 kg, pois conforme, informado anteriormente, cilindros de 13 kg são a principal forma de comercialização de GLP.

Para lidar com uma distribuição de dados atípica, optou-se por analisar a variável dependente na forma de categorias (ou seja, “baixo consumo” e “alto consumo”).

As estimativas do modelo revelam o efeito de cada variável descritiva sobre a variação na chance de um domicílio pertencer à categoria de “baixo consumo” de GLP. Este procedimento foi realizado com cada uma das variáveis individualmente, mantendo-se as demais constantes, possibilitando a elucidação do papel específico de cada variável descritiva sobre o consumo residencial de GLP no Brasil.

Em termos práticos, o modelo desenvolvido simula um “domicílio-controle”, no qual as variáveis descritivas possuem categorias conhecidas¹⁷. Neste caso, a categoria atribuída à variável foi chamada de “categoria de referência”. A partir deste “domicílio-controle” avaliou-se como varia a chance, em %, de um domicílio apresentar “baixo consumo” anual de GLP (ou seja, até 52 kg) quando a variável descritiva se altera da sua categoria de “referência” para as demais categorias, mantendo as demais constantes. Dessa forma, a variação da chance de um domicílio apresentar baixo consumo de GLP é atribuída apenas à mudança de categoria em vista. Na Tabela 1, as categorias das variáveis descritivas são apresentadas (às categorias de referências foram assinalados um asterisco). Na Seção 2.4, a seguir, são apresentados exemplos práticos da forma como os resultados obtidos a partir do modelo são apresentados.

de t. Por outro lado, a aplicação dos procedimentos descritos aos dados da POF resulta em um consumo residencial total aproximado de 5.1 milhões de t.

¹⁷ Para isto, as variáveis descritivas contínuas avaliadas no modelo foram categorizadas.

Tabela 1 – Categorias das variáveis descritivas estudadas

Variável descritiva	Categorias	Observações
Número de morador por domicílio	1*	
	2 ou mais	
Renda domiciliar mensal	Até 1 s.m.*	O salário mínimo (s.m.) vigente no período em que a pesquisa foi realizada era de BRL 415,00 (real brasileiro) (USD 130,84). Taxa de câmbio de 10 de outubro de 2017: 1 BRL = 0,318 USD.
	> 1 s.m. até 2 s.m.	
	> 2 s.m. até 3 s.m.	
	> 3 s.m. até 7 s.m..	
	> 7 s.m.	
Equipamento elétrico de cocção	Não*	Inclui micro-ondas, forno elétrico e/ou grill
	Sim	
Consumo domiciliar anual de alimentos	Até 150 Kg*	Soma dos 20 itens alimentares mais consumidos, em quilogramas, que demandam algum tipo de cocção ²
	> 150 kg até 300 kg	
	> 300 kg até 600 kg	
	> 600 kg	
	Não disponível ¹	
Aquecimento de água a GLP	Sim	Na POF, não se especifica se o domicílio aquece água com gás o faz com GLP ou gás natural. No entanto, uma vez que apenas os domicílios que indicaram algum consumo de GLP foram incluídos na amostra analisada, assumiu-se que GLP era o gás utilizado para aquecimento de água.
	Não*	
Fogão a lenha	Sim	
	Não*	
Fogão a carvão	Sim	
	Não*	
Estrato geográfico	Área urbana*	
	Área rural	
Tipo de domicílio	Casa*	
	Apartamento	
	Cômodo	
Região geográfica	Centro-Oeste*	
	Sudeste	
	Sul	
	Nordeste	
	Norte	

Fonte: Elaboração própria.

Obs.: O asterisco (*) indica a categoria de referência de cada variável, que define o domicílio controle.

¹ 22% dos respondentes não revelou a quantidade de alimento consumida. Estes domicílios, no entanto, não foram excluídos da análise uma vez que isto ocasionaria a perda de uma parcela relevante da amostra. Em função disto, optou-se por agrupá-los em uma categoria específica intitulada “Não disponível”.

² Arroz, leite, farinha de mandioca, carne de frango, feijão, batata, farinha de trigo, ovo, cebola, carne bovina, milho em grão, fubá, macarrão, mandioca, café moído. A lista não totaliza 20 itens porque algumas destas categorias de alimentos possuem subclassificações, o que faz com que eles possam ocupar duas posições na lista (por exemplo, mais de um tipo arroz contam da lista de 20 alimentos mais consumidos).

Conforme discutido anteriormente, a demanda de GLP no Brasil está fortemente associada à cocção, uso final refletido no âmbito das variáveis descritivas abrangidas por este estudo, no consumo de alimento. Diante da elevada homogeneidade do uso deste energético¹⁸, a adoção de uma metodologia capaz de gerar resultados que refletissem o papel individual de cada variável no contexto do consumo residencial deste energético se mostrou especialmente oportuna.

A adoção da quantidade de 52 kg como unidade de análise se baseou no fato de que de 39,2% dos 49,8 milhões de domicílios representados na POF consomem, anualmente, uma quantidade de GLP igual ou inferior a esta. A significativa proporção de domicílios incluída nesta faixa de consumo, além de contribuir para a significância estatística das análises elaboradas, a torna representativa da realidade de grande parte dos domicílios do país.

Cada domicílio é considerado, dadas as variáveis descritivas, independente dos demais e pode ter baixo ou alto consumo anual GLP. O modelo desenvolvido tem a seguinte expressão:

$$\log \left\{ \frac{\pi(x)}{1-\pi(x)} \right\} = \beta_1 + \beta_2 x_2 + \dots + \beta_p x_p \quad (\text{Eq. 1})$$

onde:

$\pi(x)$ é a probabilidade de o domicílio pertencer à categoria de “baixo consumo” anual de GLP;

$\beta_i, i = 1, \dots, p$, são os coeficientes estimados pelo modelo;

$x_i, i = 1, \dots, p$, são os valores das variáveis descritivas (apresentadas na Seção 2.3.3).

A POF é disponibilizada ao público no formato de “microdados” (maior nível de desagregação possível das informações coletadas), organizados em 16 banco de dados distintos.

¹⁸ Enquanto a eletricidade é utilizada, no contexto residencial brasileiro, para uma miríade de usos finais (aquecimento de água, iluminação e refrigeração, em especial), o GLP é quase exclusivamente utilizado para fins de cocção.

Para lidar com estes dados e construir as variáveis descritivas analisadas no estudo foi utilizada a biblioteca “*survey*” do software *R* (versão 3.3.2) na interface do *RStudio* (versão 1.0.136).

2.3.3. Análises descritivas

Informações gerais sobre as variáveis descritivas analisadas no modelo são apresentadas na Tabela 2. Esta caracterização da amostra do estudo representa o ambiente no qual o consumo residencial de GLP ocorre no Brasil e, portanto, contribui para que os resultados das análises estatísticas, apresentados na próxima Seção, sejam melhor contextualizados e compreendidos.

Tabela 2 – Caracterização dos domicílios que utilizam GLP no Brasil

Variável	Estimativa (erro padrão)				
Número de morador por domicílio	3,40 (0,01)				
Renda domiciliar mensal média	R\$ 2.576,48 (27,54)				
Equipamentos elétricos de cocção	36,06 % (0,35)				
Consumo domiciliar anual de alimentos	462,01 Kg (4,04)				
Aquecimento de água a GLP	3,00% (0,11%)				
Posse de fogão a lenha	11,24% (0,18%)				
Posse de fogão a carvão	3,16% (0,09%)				
Estrato geográfico	Urbano		Rural		
	85,96% (0,19%)		14,04% (0,19%)		
Tipo de domicílio	Casa	Apartamento	Cômodo		
	92,52% (0,20%)	6,85% (0,20%)	0,63% (0,05%)		
Região geográfica	Norte	Nordeste	Centro-Oeste	Sudeste	Sul
	7,06% (0,11%)	25,66% (0,25%)	8,03% (0,12%)	43,87% (0,37%)	15,39% (0,22%)

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de IBGE (2010).

A relação entre a renda domiciliar mensal média e o consumo de GLP é ilustrada na Figura 3, que apresenta como as cinco faixas de renda analisadas no estudo se distribuem ao longo de quatro faixas de consumo de GLP. A menor faixa de renda (até 1 s.m. mensal) concentra-se

principalmente na faixa de consumo de GLP mais baixa (55% dos domicílios de renda mais baixa consome até 52 kg de GLP ao ano). A proporção de domicílios de baixa renda decresce à medida em que aumentam as faixas de consumo de GLP. No polo oposto, domicílios com a mais alta renda (superior a 7 s.m. mensais) são os mais representados na faixa mais alta de consumo (cerca de 6% deles consomem mais de 156 kg de GLP ao ano). A observação da distribuição das classes intermediárias de renda ao longo das faixas de consumo de GLP sugere, de forma geral, uma relação diretamente proporcional entre as variáveis.

Figura 3 – Distribuição das faixas de renda nos intervalos de consumo de GLP

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de IBGE (2010).

O perfil de consumo de GLP em áreas urbanas e rurais é apresentado na Tabela 3. Os dados indicam que em ambientes rurais se consome menos GLP que em ambientes urbanos, uma vez que a concentração de seus domicílios na faixa mais baixa de consumo de GLP corresponde a 47% e 38%, respectivamente. A complementação da demanda energética para cocção com combustíveis tradicionais e não plenamente monetizados, a exemplo da lenha e resíduos agrícolas, constitui prática comumente observada em áreas rurais de países em desenvolvimento, incluindo o Brasil, e pode explicar as diferenças registradas (FARSI; FILIPPINI; PACHAURI, 2007; MASERA;

NAVIA, 1997; MASERA; SAATKAMP; KAMMEN, 2000; RAMOS et al. 2008; WILCOX-MOORE *et al.*, 2011).

Tabela 3 – Distribuição das faixas de consumo anual de GLP em áreas urbanas e rurais

	Até 52 kg	Maior que 52 kg até 104 kg	Maior que 104 kg até 156 kg	Maior que 156 kg	Total
Urbano	37,9%	31%	28,1%	2,9%	100%
Rural	46,8%	27,2%	23,7%	2,3%	100%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de IBGE (2010).

Em relação às tecnologias utilizadas para cocção, a Figura 4 mostra que equipamentos elétricos, presentes em cerca de 35% dos domicílios brasileiros (principalmente naqueles situados em áreas urbanas), são os mais disseminados após fogões a GLP.

É necessário lembrar que a amostra analisada neste estudo é composta por domicílios que, necessariamente, apresentam consumo de GLP, razão pela qual, na Figura 4, todas as combinações incluem este energético. De qualquer maneira, conforme indicado anteriormente, o GLP, no caso do Brasil, é virtualmente universal no setor residencial.

A penetração dos equipamentos elétricos praticamente se restringe a áreas urbanas. Os hábitos de vida das pessoas que residem neste ambiente, caracterizado, entre outros aspectos, por um ritmo de vida muitas vezes atribulado e repleto de atividades cotidianas, poderia levar a uma maior procura por aparelhos de cocção menores e mais práticos, como os diferentes equipamentos elétrico disponíveis no mercado. Além disto, a restrição de espaço tipicamente vivenciada em áreas urbanas também pode ajudar a explicar a realidade observada.

A Tabela 4 apresenta dados que fortalecem esta hipótese. Nela explicita-se a maior presença de *grill*, microondas e fornos elétricos (utensílios que constituem a variável “equipamentos elétricos de cocção”) em apartamentos (60,3%), categoria de domicílio tipicamente urbano, do que em casas (34,5%) (IBGE, 2010).

A posse de fogões a lenha, conforme esperado, é mais marcante em áreas rurais. De fato, neste estrato geográfico, domicílios que apresentam equipamentos a GLP e a lenha representam proporção quase equivalente àqueles que adotam GLP exclusivamente. A preponderância do

consumo de lenha em ambientes rurais é fruto de uma conjunção de fatores (MASERA; NAVIA, 1997). Por um lado, a presença de remanescentes vegetacionais próximos aos domicílios e a arquitetura destes (*e.g.* presença de áreas externas como quintais e pomares) favorece a utilização de lenha (SGARBI *et al.*, 2013; WILCOX-MOORE *et al.*, 2011). Por outro, aspectos culturais relacionados ao modo de preparo dos alimentos, aliado a questões de renda também induzem à maior utilização de lenha para cocção (HIEMSTRA-VAN DER HORST; HOVORKA, 2008; NANSAIOR *et al.*, 2011; OUEDRAOGO, 2006)

Figura 4 – Posse de fogões a lenha e equipamentos elétricos de cocção nos domicílios urbanos e rurais do Brasil que utilizam GLP

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de IBGE (2010).

Tabela 4 – Penetração de equipamentos de cocção elétricos, segundo tipo de domicílio

	Não tem equipamento	Tem equipamento
Casa	65,5%	34,5%
Apartamento	39,7%	60,3%
Cômodo	92,2%	7,8%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de IBGE (2010).

2.4. Resultados e discussão

As estimativas do modelo são apresentadas na Tabela 5. Os resultados indicam como varia a chance de um domicílio pertencer à categoria de “baixo consumo” de GLP (até 52 kg por ano) quando a categoria de referência do domicílio controle de uma variável se altera para a categoria cujo impacto sobre o consumo de GLP se deseja aferir.

Tabela 5 – Resultados da modelagem estatística

Variável descritiva	Categoria de referência	Variação da chance de o domicílio apresentar "baixo-consumo" de GLP	Variação	Erro padrão
<i>Renda domiciliar mensal média</i>				
> 1 s.m. até 2 s.m.	Até 1 s.m.	-29,5%	0,705**	0,0689
> 2 s.m. até 3 s.m.	Até 1 s.m.	-48,1%	0,519**	0,0695
> 3 s.m. até 7 s.m.	Até 1 s.m.	-54,5%	0,455**	0,0679
> 7 s.m.	Até 1 s.m.	-56,8%	0,432**	0,0751
<i>Consumo domiciliar anual de alimentos</i>				
> 150kg até 300kg	Até 150 Kg	-21,7%**	0,783**	0,0486
> 300kg até 600kg	Até 150 Kg	-30,2%**	0,698**	0,0473
> 600kg	Até 150 Kg	-34,9%**	0,651**	0,0491
Não disponível	Até 150 Kg	1,1%	1,011	0,0463
<i>Tipo de domicílio</i>				
Apartamento	Casa	83,9%**	1,839**	0,062
Cômodo	Casa	65,0%**	1,65**	0,1803
<i>Número de morador por domicílio</i>				
Cada morador a mais	1	-36,1%**	0,639**	0,0127
<i>Região geográfica</i>				
Nordeste	Centro-oeste	-24,2%**	0,758**	0,0403
Norte	Centro-oeste	35,6%**	1,356**	0,0478
Sudeste	Centro-oeste	5,5%	1,055	0,0417
Sul	Centro-oeste	10,7%*	1,107*	0,0463
<i>Estrato geográfico</i>				
Área rural	Área urbana	25,0%**	1,25**	0,0377
<i>Fogão a lenha</i>				
Sim	Não	107,4%*	0,482**	0,0456
<i>Fogão a carvão</i>				
Sim	Não	87,0%**	0,535**	0,0714
<i>Equipamentos elétricos de cocção</i>				
Sim	Não	13,6%**	1,136**	0,0392
<i>Número de morador por domicílio</i>				
2 ou mais	1	-36,1%**	0,639**	0,0127
<i>Aquecimento de água a GLP</i>				
Sim	Não	-16,4%*	1,197*	0,0872

* - Significativo a 0.05; ** - significativo a 0.01.

Por exemplo, quando se avalia o comportamento da variável “Renda domiciliar mensal média”, verifica-se que a troca da categoria de referência, “Até 1 s.m.”, pela categoria “maior que 7 s.m.” implica em diminuição de 56,8% na chance de um domicílio apresentar baixo consumo de GLP, sugerindo uma relação diretamente proporcional entre as duas variáveis. A seguir, as variáveis descritivas incluídas no estudo são discutidas em itens específicos.

2.4.1. Renda domiciliar mensal média

O consumo de GLP possui relação direta com a renda média mensal domiciliar. À medida que aumenta a renda média do domicílio, diminui a chance de ele apresentar “baixo consumo de GLP” (Figura 5). Domicílios pertencentes à maior faixa de renda mensal (superior a 7 salários mínimos), quando comparados aos domicílios mais pobres, possuem cerca de 60% menos chances de consumir até 52 Kg de GLP em um ano. Estes dados corroboram trabalhos que indicam a mesma relação entre renda e o consumo energético domiciliar geral (BRAVO; KOZULJ; LANDAVERI, 2008; SATHAYE; TYLER, 1991) e sugerem que o GLP não se caracteriza com um bem inferior, cuja demanda tende a diminuir com o aumento de renda.

Figura 5 – Variação da chance de um domicílio pertencer à categoria mais baixa de consumo de GLP em função da renda

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de IBGE (2010).

Portanto, apesar de GLP constituir uma das principais alternativas para substituição de biomassas sólidas em países em desenvolvimento, conforme discutido anteriormente, os resultados ilustram que a sua aptidão como fonte de energia residencial não se limita a usuários de baixa renda.

Do ponto de vista de iniciativas de promoção de formas limpas de cocção, este resultado sugere que elas devem cotejar estratégias alicerçadas na concepção de que o GLP, diferentemente do querosene [combustível líquido comumente caracterizado como um “combustível de transição” (GEBREEGZIABHER *et al.*, 2012; HELTBERG, 2004)], é um energético que pode ser integrado aos hábitos familiares de forma permanente. Afinal, este gás apresenta longevidade de uso ao longo das diferentes classes de renda, não se limitando apenas às aquelas mais baixas.

Esta mudança de perspectiva pode contribuir para aumentar a efetividade de longo prazo destas ações, que passariam a complementar o esforço inicial de inserção do GLP nos seus domicílios-alvo (por exemplo, visando à substituição imediata do uso de lenha e outras biomassas sólidas) com medidas que garantam o acesso ao energético ao longo do tempo (por exemplo, ações de estruturação de mercado, incluindo infraestrutura de distribuição abrangente e mecanismos de subsídios para os mais pobres, tal como foi observado no Brasil).

Conforme apontado por Ruiz-Mercado et al. (2011), para que o combate à poluição *indoor* causada pela combustão de biomassas sólidas para fins de cocção produza resultados efetivos, as alternativas propostas para esta prática não devem estar apenas sujeitas à adoção inicial, mas também ao uso continuado em um cenário de longo prazo.

2.4.2. Consumo domiciliar anual de alimentos

O consumo de GLP e de alimentos estão diretamente relacionados (quanto maior a quantidade de alimentos consumida, menor a chance de o domicílio apresentar “baixo consumo” de GLP) (Figura 6). Analisado à luz do histórico de consumo de GLP no Brasil, descrito na Seção 2.2, este dado indica que o GLP mantém a sua aptidão para cocção mesmo após múltiplas décadas de intensa utilização, reforçando a noção de que este combustível não se comporta como um energético de transição, conforme discutido anteriormente.

Figura 6 – Variação da chance de um domicílio pertencer à categoria mais baixa de consumo de GLP em função do consumo de alimento

Obs.: o resultado da categoria “Não Disponível” não apresentou significância estatística.

Dos diferentes fatores que influenciam o consumo de energia para cocção e o seu eventual impacto sobre a saúde humana e o meio ambiente [*e.g.* tipo e a quantidade do alimento preparado, os equipamentos utilizados, a forma de preparo do alimento, a fonte de energia empregada e hábitos pessoais altamente particulares¹⁹ (HAGER; MORAWICKI, 2013; MARTÍNEZ-GÓMEZ *et al.*, 2016; SAATKAMP; MASERA; KAMMEN, 2000)], apenas uma parcela limitada está refletida no presente estudo – mais especificamente a quantidade de alimentos preparada nos domicílios.

Neste sentido, apesar de esta análise ser útil no sentido de promover reflexões gerais sobre o escopo e estratégias gerais adotadas por iniciativas de promoção de cocção limpa, estudos com abrangência mais restrita, capazes de captar nuances relacionadas aos hábitos de cocção, também são necessários para ampliar a efetividade das ações de mitigação dos impactos decorrentes do consumo de biomassas sólidas para cocção em domicílios. A POF, conforme descrito anteriormente, é uma pesquisa ampla, de abordagem nacional. Estas características a tornam inadequada, portanto, para coletar informações om o grau de especificidade necessário para analisar os aspectos listados no parágrafo anterior.

¹⁹ Por exemplo, utilização de tampas na panela, quantidade de água esquentada e preparo combinado de alimentos.

2.4.3. Tipo de domicílio

Das variáveis descritivas analisadas, o tipo de domicílio é a variável que produz o efeito negativo mais contundente sobre o consumo de GLP. Apartamentos e cômodos, quando comparados a casas, estão, respectivamente, 84% e 65% mais propensos a pertencerem à faixa mais baixa de consumo de GLP. O menor consumo energético de moradores de apartamentos²⁰ já foi observado antes e pode estar relacionado a estilos de vida de grupos sociais que, predominantemente, ocupam este tipo de habitação (HEINONEN; JUNNILA, 2014). No caso do presente estudo, a relação entre estilos de vida associados ao tipo de domicílio e o consumo de GLP não está perfeitamente clara.

De qualquer forma, investigar os motivos que levam moradores a viver em apartamentos ao invés de casas (*e.g.* processos demográficos urbanísticos e custo de moradia, por exemplo) é importante para que projeções sobre o consumo energético residencial para cocção sejam traçadas com maior acurácia. Apesar de mais de 85% da população brasileira viver em áreas urbanas (ONU, 2014a), apenas cerca de 13% dos domicílios são constituídos em apartamentos (IBGE, 2016). Ainda que esta proporção altera-se em ritmo lento (em 2009, 10% dos domicílios eram apartamentos) (IBGE, 2010), o crescimento da proporção de apartamentos no país constitui um potencial vetor relevante de redução da demanda por GLP.

Como era de se esperar, evidências também indicam a menor propensão de apartamentos – (em oposição a casas) apresentarem consumo de lenha (ARABATZIS; MALESIOS, 2011; COUTURE; GARCIA; REYNAUD, 2012), o que torna a variável “tipo de domicílio” igualmente relevante para iniciativas focadas na substituição de lenha por combustíveis mais limpos em países em desenvolvimento.

²⁰ Menos de 1% dos domicílios da amostra está constituído em cômodos (Tabela 2). Em razão disto, optou-se por não apresentar uma discussão específica sobre o resultado relacionado a esta categoria. No entanto, é razoável supor que a discussão desenvolvida a partir do resultado referente a apartamentos pode ser expandida para cômodos.

2.4.4. Número de morador por domicílio

Cada morador a mais em um domicílio reduz, em 36%, a propensão deste se enquadrar no grupo de “baixo consumo” (ou seja, tendem a consumir mais GLP). Conforme discutido na metodologia, o modelo desenvolvido promove a análise individual de cada variável descritiva, mantendo as demais constantes. Isto significa que os domicílios em comparação consomem a mesma quantidade total dos 20 grupos de alimentos mais populares no país.

Levando isto em consideração, poder-se-ia supor que o resultado observado pode estar relacionado ao consumo de outros tipos de alimentos que não foram aferidos neste estudo. Neste caso, o incremento do consumo de alimentos seria marginal, concentrado em itens “supérfluos”, uma vez que a maior parte dos alimentos (ou seja, os 20 grupos mais populares) é consumido em quantidades semelhantes.

No entanto, o desenvolvimento desta hipótese demandaria investigar eventuais fatores que pudessem explicar o motivo pelo qual domicílios com mais de um habitante consumiriam quantidades proporcionalmente superiores de itens alimentares “supérfluos”. Esta investigação, relacionada a temas tão distintos como hábitos de consumo e nutrição familiar, extrapola o escopo deste estudo, apesar de poder revelar aspectos do consumo energético para cocção pouco debatidos atualmente.

A respeito da influência do tema tratado nesta Seção sobre perspectivas de consumo energético para cocção, vale notar que a redução do número de moradores por domicílios acarreta aumento do consumo *per capita* de energia para cocção (GUNDIMEDA; KÖHLIN, 2008; NANSAIOR *et al.*, 2011; SATHAYE; TYLER, 1991). Processos como a urbanização e o aumento de renda média da população normalmente são aqueles associados à redução da ocupação de domicílios em um país (MARTÍNEZ-MONTEJO; SHEINBAUM-PARDO, 2016; VAN RUIJVEN *et al.*, 2011).

No Brasil, a densidade domiciliar vem se reduzindo há décadas. Entre 2000 e 2010, por exemplo, o valor deste indicador reduziu 13,2%, e passou a corresponder a 3,3 pessoas/domicílio (LAURIANO; DUARTE, 2011). Apesar disto, enquanto o número de domicílios total do país é observado nos estudos de planejamento energético elaborados pela EPE (2017b), os cenários de expansão da demanda energética do setor residencial não incluem variáveis relacionadas a ocupação média dos domicílios.

2.4.5. Estrato geográfico

Domicílios rurais estão 25% mais propensos a apresentar baixo consumo de GLP quando comparados a domicílios urbanos. Este resultado confirma o cerne das análises descritivas apresentadas anteriormente, que apontam para uma maior proporção de domicílios rurais na faixa mais baixa de consumo de GLP.

O uso combinado de GLP e lenha, prática comumente observada em áreas rurais do Brasil (HELTBERG, 2004; RAMOS et al, 2008; RAMOS; ALBUQUERQUE, 2012; WILCOX-MOORE *et al.*, 2011), poderia explicar as diferenças observadas. No entanto, é necessário lembrar que a metodologia empregada neste estudo resulta na comparação entre domicílios semelhantes (em relação às variáveis descritivas), exceto pela variável em análise (neste caso, o contexto geográfico). Assim, em princípio, exclui-se a possibilidade de o uso de lenha em áreas rurais explicar o menor consumo de GLP observado nestes locais²¹.

As diferenças na composição da cesta alimentar tipicamente consumida em áreas urbanas e rurais, um reflexo dos diferentes sistemas de produção, distribuição e comercialização de alimentos que atendem estes locais (SATTERTHWAITE; MCGRANAHAN; TACOLI, 2010; SETO; RAMANKUTTY, 2016) pode estar relacionado ao menor consumo de GLP em áreas rurais.

Apesar de que os domicílios em comparação apresentam o mesmo consumo alimentar, em termos de massa, não há garantias de que a proporção dos 20 tipos de alimentos analisados (que compõem a variável “Consumo domiciliar anual de alimentos”) seja a mesma nos dois estratos geográficos. Neste sentido, o menor consumo de GLP em áreas rurais também estaria associado ao consumo predominante de alimentos cujo preparo necessita menor quantidade de energia.

Por outro lado, conforme discutido na Seção anterior, o maior consumo de itens alimentares “supérfluos”, ou seja, que não pertencem ao grupo dos 20 alimentos mais consumidos no Brasil, em grandes cidades também deve ser considerado como hipótese para explicar o resultado observado.

Além do tipo de alimento consumido, diferenças nos hábitos de cocção e nas formas de preparo do alimento observadas entre populações de áreas urbanas e rurais (HAGER;

²¹ A influência da existência de fogões a lenha em domicílios sobre o consumo de GLP, discutida a seguir, também é alvo de análises do presente estudo.

MORAWICKI, 2013) também interfeririam no consumo de energia deste uso final (NOGUEIRA, *et al.*, 2015).

Finalmente, a menor eficiência, ou maior imprevisibilidade, dos sistemas de distribuição de GLP em áreas rurais também é um fator que levaria ao menor consumo do gás. Na prática, assume-se que o consumidor que não possui garantia de que poderá adquirir GLP no exato momento em que o seu botijão chegar ao fim tende a apresentar um perfil de consumo mais econômico ou parcimonioso.

2.4.6. Posse de fogões a lenha e a carvão vegetal

A posse de fogões a lenha e a carvão nos domicílios amostrados aumenta em 107,4% e 87,1%, respectivamente, a probabilidade deles apresentarem baixo consumo de GLP, confirmando evidências de que, no Brasil, a lenha ainda compete com o GLP, apesar da ampla e antiga disseminação deste energético junto ao setor residencial (LUCON; COELHO; GOLDEMBERG, 2004).

A maior parte dos domicílios brasileiros que consomem lenha para cocção também utiliza GLP (RAMOS *et al.*, 2008; RAMOS; ALBUQUERQUE, 2012; WILCOX-MOORE *et al.*, 2011). Em função disto, o intercâmbio entre estes combustíveis constitui, em última instância, uma decisão operacionalmente simples e trivialmente reversível.

O uso de múltiplos combustíveis para cocção, longe de ser uma especificidade do setor residencial brasileiro, é uma prática verificada em diferentes localidades do globo e está associado a fatores como o aumento de segurança energética familiar (a partir da diversificação das fontes de energia consumidas), aspectos econômico-financeiros e preferências culturais (que determinam associações específicas entre determinados pratos e fontes de energia) (JOHNSON; BRYDEN, 2012; KARIMU; MENSAH; ADU, 2016; MEKONNEN; KÖHLIN, 2008; MESTL; ESKELAND, 2009; NANSAIOR *et al.*, 2011; SGARBI *et al.*, 2013; ZULU, 2010).

Em muitos domicílios de países em desenvolvimento, a lenha e outros combustíveis tradicionais, como resíduos agrícolas e até mesmo o esterco (BARNES; FLOOR, 1996; JOON; CHANDRA; BHATTACHARYA, 2009), são adotados como fontes de energia “de base” para a cocção, enquanto que energéticos mais modernos são utilizados de forma mais esporádica (MASERA; NAVIA, 1997; OUEDRAOGO, 2006). Políticas públicas com o objetivo de reduzir o

impacto desta prática sobre a saúde humana e o meio ambiente devem levar em consideração os motivos pelos quais ela persiste ao longo do tempo e, na medida do possível, reduzir a influência dos seus determinantes.

Se os aspectos culturais que levam ao consumo de lenha representam dificuldades para os gestores públicos devido à complexidade dos mecanismos envolvidos (HIEMSTRA-VAN DER HORST; HOVORKA, 2008; MASERA; SAATKAMP; KAMMEN, 2000), os aspectos econômicos podem ser solucionados a partir de políticas de subsídios adequadas.

2.4.7. Equipamentos elétricos de cocção

Domicílios que possuem equipamentos elétricos apresentam maior tendência de se situarem na faixa inferior de consumo de GLP quando comparados a domicílios desprovidos destes equipamentos (14% superior).

Apesar disto, no Brasil, diferentemente de países como a África do Sul, onde a eletricidade é, tipicamente, utilizada para cocção (DAVIS, 1998; KIMEMIA; ANNEGARN, 2016), ainda esta prática é considerada insipiente e sequer é levada em conta em estudos focados em usos finais elétricos (ELETROBRAS, 2008; GHISI; GOSCH; LAMBERTS, 2007; JANNUZZI; SCHIPPER, 1991).

O presente estudo indica que o consumo de GLP tende a ser reduzido nos domicílios que possuem equipamentos elétricos para cocção. Os resultados apresentados sugerem que o papel da eletricidade no uso final da cocção pode estar sendo subestimado no Brasil, principalmente quando se leva em conta que os dados analisados datam dos anos de 2008 e 2009. Neste interim, a posse, assim como a diversidade, de equipamentos elétricos de cocção no setor pode ter expandido.

Conforme apontado por Sanches-Pereira et. al (2016), o setor residencial brasileiro ainda apresenta significativas carências em termos de posse de equipamentos, o que sugere que o aumento de renda da população observados nos últimos 10 anos pode ter sido parcialmente revertido em um conjunto mais completo de equipamentos elétricos nos domicílios, incluindo aqueles utilizados para cocção. Ainda assim, é interessante notar que o impacto da utilização de lenha e carvão sobre o consumo de GLP é mais significativo que o do consumo de eletricidade, sugerindo um papel ainda secundário da eletricidade na cozinha.

2.4.8. Aquecimento de água a GLP

Domicílios tendem a consumir mais GLP quando também fazem uso deste energético para aquecer água para banho (redução de 16,4% da chance de apresentarem baixo consumo deste energético quando comparados a municípios controle). Este resultado, de certa maneira esperado, possui relevância atual reduzida, uma vez que a prática de aquecimento de água a partir de GLP no Brasil é limitada. De fato, enquanto a utilização de chuveiros elétricos é observada em mais de 90% dos domicílios que aquecem água para banho (ELETROBRAS, 2008), a utilização de GLP para este fim não ultrapassa 3% (IBGE, 2010). No entanto, como perspectiva de desenvolvimento de mercado futuro, o aquecimento de água é um uso final que pode demandar significativos volumes de GLP caso seja explorado consistentemente pelos agentes do setor. Conforme indicado anteriormente, os dados avaliados neste estudo não abrangem os municípios onde há consumo de gás natural.

Embora o uso de GLP para aquecimento de água nunca tenha sido desestimulado pelo governo, diferentemente do que ocorreu com outros usos, conforme discutido na Seção 2.2, o emprego da eletricidade em chuveiros elétricos foi, durante as décadas de 1960 e 1970, estimulada como estratégia para lidar com a excessiva oferta de eletricidade (MARTINS; ABREU; PEREIRA, 2012). Jamais o país adotou qualquer medida de incentivo tecnológico focada em aquecedores a gás, os quais quase sempre são importados. Mesmo em momentos de menor abundância de oferta elétrica, o país não deixou de adotar incentivos aos chuveiros elétricos, que tendem a ser a opção tecnológica mais barata para o aquecimento de água em domicílios. Esta prática permanece sendo amplamente adotada, o que explica a tímida utilização de GLP para o aquecimento de água no Brasil, uso comumente dado a este energético ao redor do mundo (SCOTT; MCKEMEY; BATCHELOR, 2005).

2.4.9. Região geográfica

A análise da variável “região geográfica” revela que há heterogeneidade espacial no consumo residencial de GLP. Quando comparados a domicílios localizados na Região Centro-Oeste (categoria de referência), domicílios das regiões Norte e Sul tendem a consumir menos GLP (chance 35% e 10% maior de pertencerem à faixa mais baixa de consumo, respectivamente). Por

outro lado, domicílios da Região Nordeste, estão menos propensos a apresentar baixo consumo de GLP (chance 25% inferior). Por fim, domicílios da Região Sudeste não apresentaram resultados estatisticamente significativos daqueles da Região Centro-Oeste.

De modo geral, estudos sugerem que diferenças no consumo energético residencial entre regiões de um mesmo país estão associadas a condições climáticas tipicamente díspares, aspectos de urbanização, renda, acesso às diferentes fontes de energia e costumes e hábitos locais (NGUI *et al.*, 2011; PACHAURI; JIANG, 2008).

No caso da presente análise, o aprofundamento do estudo sobre os fatores mencionados no parágrafo anterior, em especial aqueles relacionados a costumes e hábitos locais, contribuirá para elucidar a dinâmica regional do consumo de GLP. A cocção é, dos usos finais residenciais, aquele mais sujeito a influências de aspectos culturais, que podem influenciar desde a opção pelo energético utilizado, até as práticas de cocção, como formas de preparação do alimento e utensílios utilizados (ALBERTS; MOREIRA; PEREZ, 1997; GUNDIMEDA; KÖHLIN, 2008; HIEMSTRA-VAN DER HORST; HOVORKA, 2008; MASERA; SAATKAMP; KAMMEN, 2000; NANSIAIOR *et al.*, 2011).

Uma vez que o GLP é prioritariamente utilizado para cocção no Brasil, aspectos climáticos não teriam influência marcante sobre o seu consumo.

2.5. Conclusões

Desde que o GLP passou a ser consumido no Brasil, a partir da segunda metade do século XX, as políticas energéticas e sociais direcionadas a este combustível direcionam a sua utilização ao setor residencial. Como resultado, quase todos os mais de 60 milhões de domicílios do país, incluindo aqueles localizados suas em áreas mais remotas, possuem acesso a GLP e o utilizam principalmente para cocção. Os diferentes mecanismos de subsídios – que, ao longo deste período, permitiram que mesmo as camadas mais pobres da população consumissem GLP –, foram efetivos para reduzir o consumo de lenha no país. Atualmente, mesmo nos poucos domicílios onde a cocção é realizada, prioritariamente, a partir de lenha, o GLP, normalmente, se apresenta como fonte de energia complementar.

A cocção constitui, mais que um simples procedimento necessário para o preparo de alimentos, uma forma de expressão da cultura (ALBERTS; MOREIRA; PEREZ, 1997;

GUNDIMEDA; KÖHLIN, 2008; HIEMSTRA-VAN DER HORST; HOVORKA, 2008; MASERA; SAATKAMP; KAMMEN, 2000). Iniciativas focadas do deslocamento de combustíveis tradicionais para cocção que ignoram esta característica, normalmente, apresentam resultados aquém do esperado, pois definem suas estratégias de ação com base na expectativa de obterem um retorno imediato e definitivo (MASERA; NAVIA, 1997; NANSIAIOR *et al.*, 2011; RUIZ-MERCADO *et al.*, 2011).

A experiência brasileira indica que, ao contrário, incentivos de longo prazo, capazes de promover efeitos estruturais, são necessários para que práticas de cocção sustentáveis do ponto vista da saúde humana e do meio ambiente sejam paulatinamente disseminadas. A resiliência de combustíveis tradicionais, exemplificada pelo recrudescimento do uso da lenha quando o preço do GLP deixou de ser subsidiado, ressalta a necessidade de adoção de esforços de transição energética permanentes, mesmo após longos períodos de intervenção.

O histórico de desenvolvimento do mercado de GLP no Brasil é um exemplo de sucesso de política pública de ampliação do acesso a usos finais limpos no setor residencial. Atualmente, este energético integra os hábitos de domicílios de diferentes classes de renda e contextos geográficos. Os tópicos discutidos ao longo do trabalho, portanto, podem contribuir para aumentar a chance de sucesso das diversas iniciativas com objetivos semelhantes que se desenvolvem em outros países.

Contudo, ao mesmo tempo em que as políticas públicas brasileiras direcionadas ao GLP possibilitaram a sua ampla penetração em domicílios, elas tornaram o mercado do combustível demasiadamente dependente do setor residencial. A atual política de subsídio ao GLP, conforme apontado no início deste trabalho, erode a sua competitividade nos setores comercial e industrial.

Os riscos da reduzida diversificação de usos do GLP se fazem notar atualmente, quando mudanças nos hábitos de vida da população e, especificamente, de consumo energético começam a sugerir a necessidade de se discutir o posicionamento do combustível em outros mercados. Neste caso, os malefícios da eventual perda de participação do GLP na matriz energética, com a obsolescência da sua infraestrutura de distribuição (estruturada com participação indireta de investimentos públicos na forma de subsídios ao longo de décadas) e consequente aumento de custos logísticos, afetariam justamente os usuários residenciais mais vulneráveis sob a perspectiva socioeconômica – grande parcela dos quais passariam a utilizar lenha novamente.

O deslocamento do uso residencial de GLP em função da posse de equipamentos elétricos é um exemplo de tendência com potenciais impactos relevantes. Apesar de o impacto da cocção elétrica sobre o consumo de GLP ainda se revelar de forma branda, a crescente participação da eletricidade na matriz energética residencial, associada ao fato de que a penetração de equipamentos elétricos ainda é limitada a cerca de um terço dos domicílios, sugere que este efeito pode se magnificar no futuro. O aumento da parcela de domicílios constituídos em apartamentos e a redução da taxa de ocupação dos domicílios integram, em conjunto com a prática de cocção elétrica, o grupo de variáveis que poderão causar mudanças relevantes na estrutura de consumo residencial de GLP no futuro.

A revisão do mecanismo de incentivo vigente, com a proposição de uma alternativa à política de subsídios cruzados (a partir da qual o preço do GLP residencial é mantido artificialmente baixo às custas do GLP utilizado em comércios e indústrias), permitirá que os agentes do setor se posicionem mais adequadamente diante das transformações esperadas para o mercado de GLP. A modificação aqui discutida, no entanto, deve ser conduzida de forma que os consumidores residenciais, que ainda dependem de algum tipo de assistência para utilizar GLP, continuem sendo alvo de políticas públicas específicas.

De qualquer maneira, o próprio setor residencial ainda apresenta oportunidades, relacionadas ao aquecimento residencial de água, que ainda são pouco exploradas pelos agentes da indústria do GLP e podem contribuir para a diversificação dos usos deste combustível.

O trabalho evidenciou relações entre diferentes características domiciliares e o consumo de GLP até então pouco conhecidas pela ciência. Estas informações constituem elementos que contribuirão para que a realidade e evolução das condições de consumo residencial de GLP seja melhor compreendida pelos agentes comerciais e de planejamento energético do país. A partir disto, reforçam-se as possibilidades de antecipação de modificações de mercado que possam colocar em risco as conquistas, em termos de usos finais residenciais limpos, que foram alcançadas a partir da implantação de políticas públicas que marcaram a história do setor energético brasileiro. No entanto, reconhece-se o caráter exploratório deste estudo. Análises específicas sobre cada uma das variáveis cujo comportamento se mostrou relevante para explicar o consumo de GLP são necessárias para que as hipóteses levantadas ao longo do texto sejam verificadas.

Por fim, cabe ressaltar que o estudo não foi capaz de traçar análises em um formato comparativo e tendencial. O cancelamento, por parte do governo brasileiro, da elaboração da

pesquisa que forneceria os dados adicionais necessários para tais análises foi o principal motivo desta fragilidade.

Trabalhos futuros, realizados após a disponibilização de novos dados da POF poderão suprir esta lacuna e, assim, reforçar a base sobre a qual o consumo residencial de GLP no Brasil é estudado.

3. IMPACTOS SOCIOECONÔMICOS E AMBIENTAIS DE USINAS HIDRELÉTRICAS²²

3.1. Introdução

A história do setor elétrico do Brasil está intimamente associada ao aproveitamento dos seus abundantes recursos hídricos para geração de eletricidade. Até o final do século XIX, porém, era pífia a participação da eletricidade como fonte energética porque, até então, a base econômica do país era, tipicamente, agrária não industrializada. A partir da década de 1920, com o desenvolvimento mais expressivo de infraestruturas diversas de cidades como São Paulo e Rio de Janeiro, e com o correlato aumento da industrialização, o número de usinas hidrelétricas (UHEs) passou a crescer de modo constante. Logo, a expansão da geração elétrica no Brasil sempre se orientou pela construção de UHEs. Em 2014, o país ocupava o terceiro lugar nas listas de países com maiores produção hidrelétrica e capacidade instalada em UHEs (373 TWh e cerca de 90 GW, respectivamente) (IEA, 2017b).

Entretanto, nos últimos anos, o perfil de geração elétrica vem passando por mudanças estruturais. Esta transição, amplamente discutida na literatura (IEA, 2013; NOGUEIRA *et al.*, 2014; PRADO *et al.*, 2016; SANTOS, *et al.*, 2013), pode ser caracterizada por três aspectos gerais inter-relacionados: i) o aumento da participação de fontes renováveis variáveis, em especial a energia eólica; ii) redução do ritmo de construção de novas UHEs de modo geral e, mais intensamente, daquelas com reservatórios; e iii) o aumento da geração elétrica em UTEs.

Desde a criação, pelo governo federal, do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), em 2002²³, e com o correspondente aumento de iniciativas privadas, emerge o vigente contexto de exploração sistemática do potencial eólico da costa brasileira (particularmente, na Região Nordeste). No entanto, usinas eólicas, assim como outras fontes renováveis, como a solar fotovoltaica, dependem da disponibilidade instantânea do recurso natural que será convertido em eletricidade, o que define o seu caráter intermitente ou variável (JONG *et al.*, 2017). Com o avanço da participação desta fonte na matriz elétrica, e considerando a

²² Este artigo foi desenvolvido no âmbito do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento regulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) (PD-0678-0214-2014) com recursos das empresas EDF Norte Fluminense, Energest, Foz do Chapecó Energia, Itá Energética, Engie e AES Tietê.

²³ Lei Nº 10.438, de 26 de abril de 2002.

impossibilidade de controle do seu despacho, o sistema de geração passou a contar com maior flutuação diária da oferta de eletricidade (PSR, 2016).

Paralelamente, à medida que se intensificou a exploração do potencial hidrelétrico localizado na Região Amazônica (em função do gradual esgotamento dos potenciais das demais regiões do país), usinas com reservatórios passaram a enfrentar maiores dificuldades de viabilização em função de preocupações de movimentos ambientalistas com os potenciais impactos destes empreendimentos sobre a dimensão socioambiental dos locais em que elas seriam construídas. Como consequência, alguns projetos de hidrelétricas com reservatórios [cujas possibilidades de armazenamento de energia e despacho da geração as tornam apropriadas para responder à variação de fontes variáveis (HIRTH, 2016)] têm sido cancelados.

O plano de aproveitamento do potencial hidrelétrico do rio Xingu, na Amazônia, é um exemplo desta nova orientação. Apesar de o inventário realizado no rio ter identificado a possibilidade de implementação de até duas novas UHEs com reservatórios de acumulação²⁴, apenas a usina de Belo Monte, com 11.181 MW de potência instalada e regime de operação a fio d'água (ou seja, sem capacidade de armazenamento de energia), foi considerada apta para ser construída. Com isso, o sistema elétrico deixou de contar com 2.555 a 3.559 MW de potência instalada e oferta adicional de 12 a 17 TWh anuais (variando de acordo com a conformação que seria escolhida para as demais usinas) (ELETROBRAS *et al.*, 2006; EPE, 2015).

Do ponto de vista sistêmico, a razão entre a quantidade máxima de energia armazenada em reservatórios e a carga elétrica mensal demandada no país tem se reduzido gradativamente. Desde o início dos anos 2000, esta métrica apresentou queda superior a 25% e equivale, atualmente, a cerca de 4,5 (CASTRO; BRANDÃO; DANTAS, 2010).

A relevância das hidrelétricas com reservatórios de acumulação como alternativas para lidar com variação da geração de fontes renováveis variáveis é ressaltada quando se observa a quantidade de energia potencialmente armazenada por estas estruturas. A usina de Três Marias, por exemplo, localizada na Região Sudeste do Brasil, possui 396 MW de potência instalada e um reservatório que se estende por pouco mais de 1.000 km². Com base em sua produtividade, calculada a partir dos modelos utilizados para gerir as diferentes unidades geradoras conectadas ao sistema elétrico brasileiro²⁵, estima-se que esta usina seja capaz de armazenar cerca de 1,8 milhões

²⁴ UHEs Altamira e São Félix.

²⁵ *Decomp* e *Newave*. Ver Ferreira et al. (2015) para mais detalhes sobre estes modelos.

de MWh, montante equivalente a mais de 22 mil “sistemas de bateria em escala de concessionária”²⁶ com capacidade de armazenamento de 80 MWh cada²⁷.

Em um cenário de crescente demanda por eletricidade (com exceção de anos em que o país passou por crises econômicas, conforme ocorrido em 2009 e 2015, por exemplo), de redução da capacidade de armazenamento de energia em reservatórios e de necessidade de complementação da geração variável, usinas térmicas, em especial aquelas movidas a gás natural e outros combustíveis fósseis, têm adquirido relevância no cenário de geração elétrica (Figura 7).

Do ponto de vista ambiental, a principal consequência destas modificações está relacionada ao aumento do fator de emissão de GEE do setor elétrico brasileiro. Entre 2006 e 2015, por exemplo, este fator de emissão de GEE passou de 0,03 para 0,12 tCO₂ / MWh²⁸ (BRASIL, 2016).

Figura 7 – Oferta de eletricidade no Brasil entre 1970 e 2016

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de EPE (2017a).

Obs.: “Outras renováveis” inclui geração eólica e solar.

²⁶ “Utility-scale batteries storage systems”.

²⁷ Apesar de as aplicações das energias armazenadas em reservatórios de hidrelétricas e em baterias poderem ser bastante distintas, esta comparação é útil para se colocar em perspectiva a capacidade de armazenamento de energia em hidrelétricas diante de tecnologias cada vez mais empregadas no setor elétrico.

²⁸ A título de comparação, em 2008 o fator de emissão de GEEs associado à geração de energia elétrica na China, Estados Unidos e Europa equivaliam, respectivamente, a 0,97, 0,82 e 0,55 tCO₂/MWh (BRANDER *et al.*, 2011), o que denota, no jargão coloquial, o quão “limpa” ou “renovável”, historicamente, é considerada a matriz de oferta de energia elétrica do Brasil.

O foco deste trabalho, no contexto do processo de transição pelo qual o setor elétrico brasileiro passa, incide sobre a restrição à construção de novas UHEs. Seu objetivo é examinar os impactos socioambientais decorrentes das fases de construção e operação do conjunto de usinas hidrelétricas do setor elétrico brasileiro sobre os municípios em que elas se localizam.

Apesar de as condições bióticas, socioeconômicas e geográficas locais, assim como as características do projeto do empreendimento, influenciarem os impactos ambientais causados por usinas hidrelétricas, a natureza dos efeitos destes empreendimentos raramente são local-específicos (BECK; CLAASSEN; HUNDT, 2012). Neste sentido, dados sobre o desempenho socioambiental das UHEs no Brasil, um dos principais atores globais em termos de aproveitamento de energia hídrica para geração de eletricidade (assim como Rússia, Canadá, Estados Unidos e China, em especial), podem contribuir para o enriquecimento do debate sobre a oportunidade ou mesmo viabilidade da implementação de novos projetos ao redor do mundo.

Este tema é especialmente importante para países em emergentes, onde a crescente demanda por energia elétrica para reduzir a pobreza da população e sustentar o desenvolvimento industrial e de infraestrutura, associada à restrição de crédito e acesso a financiamento, formam um contexto em que usinas hidrelétricas tornam-se prioritárias para o desenvolvimento socioeconômico local (BECK; CLAASSEN; HUNDT, 2012; SICILIANO *et al.*, 2015).

Este estudo está dividido em seis itens, além desta Introdução. Na Seção 3.2 discute-se o desenvolvimento recente do setor elétrico no Brasil. A Seção 3.3 detalha a metodologia empregada no estudo. Na Seção 3.4 apresentam-se os resultados atingidos, que são discutidos na Seção 3.5. Por fim, na Seção 3.6, as conclusões do trabalho são traçadas.

3.2. Contexto da hidroeletricidade no Brasil

O aproveitamento de recursos hídricos para geração de eletricidade no Brasil iniciou-se no final do século XIX, quando foi inaugurada a primeira UHE considerada de grande porte do país, com potência instalada equivalente a 250 kW (GOMES *et al.*, 2002). Desde então, a capacidade de geração hidrelétrica multiplicou-se substancialmente, atingindo a marca de cerca de 100 GW, em 2016 (ANEEL, 2017a). Em 2016, 68,1% da eletricidade gerada no país originou-se de UHEs (EPE, 2017a).

Inicialmente, as usinas hidrelétricas foram construídas próximas aos polos econômicos da Região Sudeste, onde a eletricidade era demandada para atender a incipiente atividade industrial do país. No entanto, com a gradual exaustão dos potenciais hidrelétricos mais atrativos do ponto de vista econômico, e com a consolidação e aprimoramento de tecnologias de transmissão de eletricidade por longas distâncias, os rios localizados em regiões mais distantes passaram a ser cotejados e, num segundo momento, explorados para aproveitamento energético.

Atualmente, a fronteira de exploração dos recursos hídricos para geração de eletricidade situa-se na bacia amazônica (JAICHAND; SAMPAIO, 2013; LEES *et al.*, 2016; MANYARI; CARVALHO JR, 2007; RITTER *et al.*, 2017; WINEMILLER *et al.*, 2016). Apesar de a primeira UHE ter sido construída na região ainda na década de 1970 (SOITO; FREITAS, 2011), apenas recentemente a exploração dos recursos hídricos passou a ser feita no local de forma sistemática. Nos últimos 10 anos, mais de 75% dos quase 30 GW de potência instalada em hidrelétricas agregada ao sistema elétrico adveio de aproveitamentos localizados na Amazônia (ANEEL, 2017a). A Figura 8, apresentada a seguir, ilustra o histórico de construção de UHEs no Brasil a partir da década de 1960 até 2015. Nota-se, com o passar do tempo, a aproximação das novas UHEs (representadas nos mapas pelos pontos negros) da Região Norte do país.

Figura 8 – Evolução da localização do aproveitamento do potencial hidrelétrico no Brasil a partir da década de 1960 até 2015

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de Aneel (2016a, 2017a).

Em relação ao tratamento institucional da questão ambiental de UHEs, a avaliação de impacto ambiental e o licenciamento ambiental de atividades “efetiva ou potencialmente poluidoras” foram formalmente introduzidos no Brasil em 1981, por meio da Lei 6.938 (IBAMA, 1995). Desde então, sucessivas leis e outros instrumentos legais complementares passaram a aperfeiçoar e tornar mais completo e complexo o processo de avaliação ambiental de empreendimentos de grande porte.

No entanto, apenas no início da década de 1990 o licenciamento ambiental passou a constituir, de fato, uma ferramenta efetiva de avaliação de impacto ambiental (IBAMA, 1995). Fonseca et al. (FONSECA; SÁNCHEZ; RIBEIRO, 2017) descrevem, detalhadamente, a estrutura atual do licenciamento ambiental brasileiro, incluindo suas três fases (marcadas pela emissão das licenças prévia, de instalação e de operação) e a intrincada rede de instituições públicas e privadas que, direta ou indiretamente, participam do processo.

Os diversos estudos de impacto ambiental (EIA) de UHEs elaborados desde a década de 1990, além de estudos capitaneados pela academia (universidades e institutos públicos de pesquisa) focados no tema, permitiram que os impactos causados por estes empreendimentos fossem melhor compreendidos e, por consequência, mitigados, minimizados e/ou compensados mais adequadamente.

Antes do estabelecimento da obrigatoriedade dos EIAs, no entanto, o processo de implementação de algumas hidrelétricas gerou impactos socioambientais negativos relevantes. A UHE de Tucuruí (4.240 MW), por exemplo, teve sua construção iniciada ainda na década de 1970 – anteriormente, portanto, ao estabelecimento do processo de licenciamento ambiental – e diversos impactos inesperados são atribuídos ao empreendimento (SOITO; FREITAS, 2011). Entre eles, podem ser citados o isolamento de populações ribeirinhas após o enchimento do reservatório, conflitos pelo uso da água, assentamentos irregulares e desorganizados, perda de áreas de pesca a jusante do reservatório, intensificação de desmatamento ilegal na região e a emissão de GEE na superfície do reservatório.

Deste então, o processo de implementação de UHEs no Brasil incorporou, gradativamente, o aprendizado adquirido ao longo da história do aproveitamento hídrico para geração elétrica. Em 2016, o Brasil contava com mais de 650 UHEs, a maior parte delas construída a partir dos anos 1980 (ANEEL, 2017a). Andrade e Santos (2015) apontam os recentes avanços ocorridos no licenciamento ambiental destes empreendimentos no Brasil. Entre outros aspectos, os autores

mencionam a necessidade de aquisição e proteção permanente de áreas naturais no entorno dos reservatórios; mudanças no processo de licitação de projetos de usinas – que passaram a ocorrer apenas após a obtenção de licença prévia do empreendimento; avanços na utilização de modelagem para antecipar impactos sobre a qualidade da água do rio a ser barrado; necessidade de cadastramento prévio da população que será afetada pelo empreendimento; e a adoção de sistemas de transposição de peixes como escadas, elevadores e canais.

Atualmente, o processo de licenciamento ambiental de UHEs, devido à complexa dinâmica ambiental e social, é considerado mais rigoroso que o de usinas térmicas (ALVES; UTURBEY, 2010), a segunda principal forma de geração de eletricidade no Brasil (Figura 7).

Apesar da evolução dos mecanismos de controle e monitoramento, hidrelétricas, assim como outros empreendimentos de grande porte, acarretam impactos ambientais de diferentes naturezas sobre os ambientes em que elas se inserem. Diversos autores têm investigado a relação entre usinas hidrelétricas e os sistemas biótico, físico e socioeconômico e produzido revisões sobre o tema baseadas em estudos de caso de diferentes países (BECK; CLAASSEN; HUNDT, 2012; BOTELHO *et al.*, 2016; TILT; BRAUN; HE, 2009; VON SPERLING, 2012).

No Brasil, estudos desta natureza focam prioritariamente a Amazônia, região que se configura como a atual fronteira de expansão da geração elétrica a partir de hidrelétricas, conforme apontado anteriormente. Além dos impactos tipicamente presentes em discussões sobre a implementação de UHEs – tais como a perda de terras e consequente impacto sobre a atividade econômica local, as alterações no regime de cheias dos cursos d'água barrados e o deslocamento de populações ribeirinhas – a biodiversidade local e as comunidades tradicionais (em especial as indígenas) são questões consideradas especialmente sensíveis na Amazônia (JAICHAND; SAMPAIO, 2013; LEES *et al.*, 2016; MANYARI; CARVALHO JR, 2007; RITTER *et al.*, 2017; WINEMILLER *et al.*, 2016).

Atualmente, a Amazônia representa cerca de 40% do total de florestas tropicais remanescentes no mundo (PERES, 2005) e possui a maior biodiversidade de plantas e vertebrados entre todos os biomas conhecidos (MITTERMEIER *et al.*, 2003). Ao mesmo tempo, a região é considerada pouco conhecida para a ciência em termos de descrição de espécies (PERES, 2005) (o que sugere que o seu potencial para a preservação natural é ainda maior do que aquele atualmente reconhecido) e sofre com o desmatamento, principalmente em função da criação de gado, do tráfico ilegal de madeira e da expansão de fronteiras agrícolas (NEPSTAD *et al.*, 2009; RODRIGUES,

2004; TOLEDO *et al.*, 2017). Em relação às comunidades tradicionais, a Amazônia abriga quase 200 povos indígenas distintos, distribuídos em 420 reservas (ISA, 2014). Em conjunto com unidades de conservação, estas terras indígenas abrangem uma área de cerca de 200.000.000 hectares (ou 2 milhões de km²), o equivalente a 40% da Amazônia legal brasileira (ISA, 2014) ou a uma área superior ao território do México.

3.3. Metodologia

3.3.1. Indicadores analisados

O objetivo deste trabalho é avaliar de forma ampla e quantitativa os impactos socioeconômicos e ambientais de UHEs sobre os municípios abrangidos por estes projetos. Neste sentido, definiu-se que, de acordo com disponibilidade de indicadores municipais, o maior número possível de usinas seria incluído na análise.

A seleção de indicadores foi orientada pela representatividade espacial (nível municipal) e temporal dos mesmos. Inicialmente, 37 variáveis, agrupadas em cinco eixos temáticos potencialmente impactados por usinas (Saúde e Segurança Pública; Finanças Públicas; Atividade Econômica; e Educação e Meio Ambiente) foram identificadas.

Entretanto, algumas das variáveis apresentaram significativa quantidade de valores nulos e, em função disto, tiveram que ser analisadas em conjunto com outras correlatas. Além disto, as três variáveis que compõem o grupo “Atividade Econômica” foram analisadas tanto agregadamente quanto para cada setor da economia (atividades agropecuárias e extrativistas; indústria e construção civil; serviços)²⁹.

No total, o painel de dados analisados contou com 28 indicadores. O período de tempo coberto é diferente para cada indicador, mas permanece no intervalo dos 23 anos compreendidos entre 1991 e 2014.

Na Tabela 6 são apresentadas as informações sobre os indicadores estudados.

²⁹ Também reconhecidos no Brasil como 1º, 2º e 3º setores, respectivamente.

Tabela 6 – Resumo descritivo dos indicadores analisados

Tema	Indicador	Período	Fonte
Saúde e Segurança	Parasitoses tropicais	1998 - 2011	Datasus ¹
	(Casos de esquistossomose, leishmaniose e malária)		
	Doenças sexualmente transmissíveis	1998 - 2011	Datasus
	(Casos de sífilis, gonorreia e HIV)		
	Doenças de veiculação hídrica (Casos de febre tifoide, amebíase, gastroenterite e cólera)	1998 - 2011	Datasus
	Fecundidade	1998 – 2011	Datasus
	Abortos	1998 - 2011	Datasus
	Maternidade na adolescência – mães com até 19 anos (% de nascimentos totais)	1998 – 2011	Datasus
	Casos de internação por agressão	1998 – 2011	Datasus
	Casos de internação por ferimentos de arma fogo	1998 – 2011	Datasus
	Mortalidade	1991 – 2011	Datasus
	Mortalidade infantil	1991 – 2011	Datasus
Finanças públicas	Receita orçamentária total (log de BRL em 2000)	1991 – 2011	Receita Federal ²
	Mercado imobiliário (arrecadação de imposto sobre imóveis) (log de BRL em 2000)	1991 – 2011	Receita Federal
	Prestação de serviço (Arrecadação de imposto sobre serviços) (Log de BRL em 2000)	1991 – 2011	Receita Federal
Atividade Econômica	Emprego formal geral (log)	1995 – 2010	MTPS ³
	Emprego formal - 1º, 2º e 3º setor (log)	1995 – 2010	MTPS
	Número de empresas geral (log)	1995 – 2010	MTPS
	Número de empresas - 1º, 2º e 3º setor (log)	1995 – 2010	MTPS
	Salário médio formal geral (log de BRL em 2000)	1995 – 2010	MTPS
	Salário médio formal - 1º, 2º e 3º setor (log de BRL em 2000)	1995 – 2010	MTPS
Educação	Matrículas no ensino fundamental público (log)	1996 – 2006	Censo Escolar ⁴
	Matrículas no ensino fundamental privado (log)	1996 – 2006	Censo Escolar
	Matrículas no ensino médio público (log)	1996 – 2006	Censo Escolar
	Matrículas no ensino médio privado (log)	1996 – 2006	Censo Escolar
	Escolas com acesso a água (% do total)	1996 – 2006	Censo Escolar

Meio Ambiente	Escolas com acesso a eletricidade (% do total)	1996 – 2006	Censo Escolar
	Escolas com acesso a rede de esgoto (% do total)	1996 – 2006	Censo Escolar
	Taxa Anual de Desmatamento (% da área com cobertura florestal no ano anterior)	2000 – 2014	Prodes ⁵
	Cobertura florestal (% da área do município com cobertura florestal)	2000 – 2014	Prodes

Fonte: Elaboração própria.

Obs.: ¹ <http://www2.datasus.gov.br/DATASUS/index.php?area=0203>;

² http://www3.tesouro.fazenda.gov.br/estatistica/est_estados.asp;

³ Ministério do Trabalho e Previdência Social - <https://www.rais.gov.br/sitio/index.jsf>

⁴ <http://portal.inep.gov.br/basica-levantamentos-acessar>

⁵ Projeto de Monitoramento do Desmatamento na Amazônia Legal - <http://www.dpi.inpe.br/prodesdigital/prodesmunicipal.php>.

3.3.2. Municípios e usinas analisados

Todas as UHEs com potência superior a 100 MW que estavam em fase de construção e/ou operação durante o período abrangido pelos indicadores relacionados na Tabela 6 foram incluídas no estudo.

Os municípios abrangidos pelos reservatórios destas usinas caracterizam a unidade de análise dos modelos desenvolvidos. Informações como o nome, localização, datas de início da construção e operação, área do reservatório e potência instalada das usinas foram compiladas a partir de consultas junto ao banco de dados da agência reguladora do setor elétrico brasileiro (ANEEL, 2016a, 2017a) e aos planos anuais de expansão da geração elétrica elaborados, até 2004, pela Eletrobras, empresa estatal do setor elétrico e, a partir de 2005, pela EPE.

A fim de evitar distorções em análises referentes a municípios que, ao longo do período de tempo abrangido pelo estudo, tenham, eventualmente, passado por alteração de área em função de divisão ou fusão, adotou-se como unidade de análise o conceito de “Áreas Mínimas Comparáveis (AMCs)”, que expressam divisões territoriais artificiais que permitem a comparação temporal de um mesmo município que passou por modificação de área ao longo do tempo. No caso de municípios que não tiveram seus territórios modificados, a AMC corresponde à sua área original. Portanto, deste ponto em diante o termo “município” será utilizado para fazer referência à “Área Mínima Comparável”.

No total, o estudo abrangeu 355 municípios, afetados por 93 usinas distintas. De acordo com o indicador e a etapa do processo de implementação da usina, os grupos “Tratamento” (municípios cuja resposta à construção e à operação de usinas foi aferida – ou seja, municípios analisados) e “Controle” (municípios que possuíam potencial hidrelétrico identificado, mas que não chegaram a receber usinas) incorporaram diferentes municípios. Conforme exemplificado na Figura 9, o histórico de uma usina pode coincidir, de diferentes formas, com o período de disponibilidade de dados de um determinado indicador ou variável. No exemplo apresentado, foi avaliado o impacto da construção e operação da usina “y” sobre a variável “x”. Já no caso da variável “z”, apenas o impacto da operação da usina “y” foi estudado.

Figura 9 – Exemplo de seleção de municípios avaliados de acordo com indicadores distintos

Fonte: Elaboração própria.

Na Tabela 7 são apresentados os municípios analisados em cada eixo temático. O tamanho reduzido da dimensão “Meio Ambiente” deve-se à disponibilidade limitada de dados, que apenas são coletados nos municípios que pertencem à região conhecida como “Amazônia Legal”, composta por nove estados brasileiros pertencentes à bacia do rio Amazonas.

Tabela 7 – Quantidade de municípios analisados no âmbito de cada eixo temático

Tema	Municípios (usinas presentes neles)	
	Tratamento	Controle
Saúde e Segurança (mortalidade e mortalidade infantil)	203 (34)	140 (54)
Saúde e Segurança (exceto mortalidade e mortalidade infantil)	169 (25)	110 (49)
Finanças Públicas	203 (34)	140 (54)
Atividade Econômica	218 (33)	111 (50)
Educação	111 (24)	168 (57)
Meio Ambiente	36 (7)	66 (21)

Fonte: Elaboração própria.

3.3.3. Análises econométricas

Foram analisados os efeitos da construção e operação de UHEs sobre os indicadores selecionados. Apesar de o descomissionamento de usinas também acarretar impactos socioambientais (KIRCHHERR; POHLNER; CHARLES, 2015), apenas UHEs de pequeno porte já foram submetidas a este processo no Brasil (HERNANDEZ, 2012), razão pela qual o estudo não o abrangeu.

A comparação entre os grupos “Controle” e “Tratamento” foi realizada utilizando-se o método “Diferenças-em-Diferenças” (ANGRIST; PISCHKE, 2008). Em linhas gerais, esta técnica, utilizada para avaliar o efeito causal de um fenômeno (*e.g.* a construção de UHEs) sobre o comportamento de determinadas características (*e.g.* atividade econômica municipal), calcula a diferença do comportamento, em relação aos indicadores pré-selecionados, dos grupos “Controle” e “Tratamento” antes e depois do fenômeno cujo efeito se deseja avaliar. No caso do presente trabalho, uma vez que os grupos “Controle” e “Tratamento” se diferenciam pelo fato de o segundo envolver UHEs em construção ou operação, a diferença do comportamento observada entre eles é atribuída justamente ao fenômeno observado: a presença de UHEs (em construção ou operação).

A aplicação do método “Diferenças-em-Diferenças” foi feita com a técnica “Propensity Score Matching” (PSM) (ROSENBAUM; RUBIN, 1983). Na prática, o PSM forma um grupo “Controle” que possui características semelhantes ao grupo de “Tratamento” segundo características predeterminadas. Neste caso, foram utilizadas as seguintes variáveis explicativas

para definição do “Controle”³⁰: potência instalada e área inundada da UHE potencialmente construída, população municipal em 1991 (ano em que houve contagem da população no âmbito do Censo Demográfico) e região dos municípios.

Na prática, o PSM refina o grupo “Controle” original, selecionando os municípios que mais se parecem aos do grupo “Tratamento” levando em conta as características mencionadas no parágrafo anterior.

3.4. Resultados

3.4.1. Coeficientes

Os resultados da análise dos impactos decorrentes da construção e operação de usinas hidrelétricas sobre os indicadores socioambientais são apresentados na Tabela 8. Uma vez que as variáveis possuem unidades distintas, a variação do coeficiente não reflete o comportamento do grupo Tratamento uniformemente. Em razão disto, foi incluída nas tabelas uma coluna que explicita, em termos percentuais, o comportamento médio anual das variáveis dependentes. Essas variações refletem a diferença média anual do indicador socioambiental observada ao longo do período da etapa da usina em estudo (construção ou operação) quando o grupo de “Tratamento” é comparado ao de “Controle”.

Por exemplo, a variação positiva, de 5%, de um indicador na fase de construção indica que, durante esta fase, o valor deste indicador é 5% superior em municípios do grupo “Tratamento”, quando comparado ao grupo “Controle”. Não se trata, portanto, de crescimento anual de 5%, mas de uma diferença positiva e anual de 5% do grupo “Tratamento” sobre o grupo “Controle” ao longo do período em análise.

³⁰ A partir da utilização de modelos *Probit*, próprios para escolhas binárias.

Tabela 8 – Impactos da construção e operação de usinas hidrelétricas sobre indicadores socioambientais

Tema	Variável dependente	Fase da usina	Coefficiente	Desvio-padrão do coeficiente	Comportamento da variável dependente (Tratamento em relação ao Controle)
Saúde e Segurança	Taxa de natalidade	Construção	- 1,805**	0,885	- 6,62%
	Taxa de natalidade	Operação	- 2,061*	1,057	-7,44%
Finanças Públicas	Prestação de serviço (arrecadação de imposto sobre serviços)	Construção	0,615**	0,254	61,50%
Atividade Econômica	Emprego formal geral	Construção	0,197**	0,092	19,70%
	Emprego formal – 3º setor	Construção	0,374***	0,11	37,40%
	Número de empresas geral	Construção	0,086*	0,049	8,60%
	Salário médio formal geral	Construção	0,105***	0,038	10,50%
	Salário médio formal – 3º setor	Construção	0,116**	0,054	11,60%
	Emprego formal – 1º setor	Operação	- 0,416***	0,146	- 41,60%
	Emprego formal – 3º setor	Operação	0,249*	0,142	24,90%
	Salário médio formal geral	Operação	0,125**	0,051	12,50%
	Salário médio formal – 3º setor	Operação	0,157**	0,069	15,70%
Educação	Matrículas no ensino fundamental público	Construção	- 0,142**	0,07	- 14,20%
	Matrículas no ensino fundamental público	Operação	- 0,167**	0,072	- 16,70%

Fonte: Elaboração própria.

Nota: apenas os resultados significativos a 0,1 ou menos são apresentados.

* significativo a 0,1; ** significativo a 0,05; *** significativo a 0,01.

3.5. Discussão

3.5.1. Saúde e Segurança

Apesar de uma ampla diversidade de indicadores relacionados à saúde e segurança ter sido analisada, apenas um deles – taxa de fecundidade - apresentou diferença estatisticamente significativa entre os grupos “Tratamento” e “Controle”. As diferenças foram observadas tanto na etapa de construção como de operação e equivalem a - 6,62% e - 7,44%, respectivamente, indicando a redução do número de nascimentos em municípios com usinas hidrelétricas.

Apesar de os mecanismos socioeconômicos capazes de explicar tal comportamento não estarem perfeitamente claros, a menor taxa de natalidade da população, ao menos durante a fase de obras, pode estar relacionada à imigração (para os municípios onde as UHEs são construídas) de pessoas com menor propensão a ter filhos (quando comparadas à média do município).

Informações anedóticas, porém, indicam que uma das principais consequências da aglomeração de um grande número de trabalhadores engajados em obras de infraestrutura é o alto índice de gestações não planejadas. O resultado discutido, em conjunto com a ausência de significância estatística do indicador de gravidez na adolescência, sugere que, no caso das UHEs analisadas, esta percepção não é captada pelos indicadores analisados.

Os indicadores relacionados a doenças tampouco apresentaram comportamento significativo. Normalmente, o aumento da prevalência de diferentes doenças, em especial aquelas de veiculação hídrica, parasitoses e HIV/Aids, é apontado como impacto negativo associado à construção de hidrelétricas, o que acarreta, inclusive, sobrecarga do sistema de saúde pública (LERER; SCUDDER, 1999). Frequentemente, no entanto, esta relação é estabelecida a partir de evidências pouco contundentes (CAPIK; YILMAZ; CAVUSOGLU, 2012; KAYGUSUZ, 2009; TAHSEEN; KARNEY, 2017).

Hunter, Rey e Scott (1982) e Fearnside (2005) indicam que a construção de reservatórios no Brasil está associada ao aumento do número de casos de malária, doenças de Chagas, leishmaniose e outras parasitoses. Apesar de o presente estudo ter avaliado o impacto da construção e operação

de usinas sobre a incidência de algumas destas doenças, não foram encontradas evidências que corroboram os trabalhos citados³¹.

Destaca-se, por fim, que a relação entre mortalidade, mortalidade infantil e abortos e a implantação de usinas não é alvo de análises frequentes. Dentre os poucos estudos ligados ao tema, pode-se citar aquele desenvolvido há 22 anos por Clark et al. (CLARK *et al.*, 1995), que indica que o reassentamento de famílias em decorrência da implantação de reservatórios acarreta aumento da mortalidade de idosos. O estudo, entretanto, foca a implantação de reservatórios para abastecimento de água na África nos anos 1950, dificultando o estabelecimento de relação direta com os processos de implantação das usinas recentes, reguladas por legislação socioambiental específica.

3.5.2. Atividade Econômica

Atividade econômica é o tema que responde de forma mais clara e padronizada às etapas de construção e operação de usinas. Durante a construção, o número geral de empregos do grupo Tratamento se mostra quase 20% superior quando comparado ao grupo Controle. Este crescimento privilegia, acentuadamente, as atividades do terceiro setor da economia, único que apresenta resultados estatisticamente significativos (37,4%).

De forma análoga, nos municípios nos quais hidrelétricas estão sendo construídas, o salário médio geral é 10,5% superior. Novamente, o terceiro setor se destaca por ser o único com comportamento significativo, com crescimento acima da média da economia (11,6%). Ainda durante a fase de construção, o número geral de registros de empresas é 8,6% superior. Este incremento, diferentemente daqueles observados nos casos anteriores, não está concentrado em nenhum dos três setores da economia.

Os resultados referentes à fase de operação das UHEs indicam que esta etapa também beneficia a atividade econômica, em especial o terceiro setor, cujos indicadores de emprego e salário são 24,9% e 15,7% superiores, respectivamente.

³¹ Há de se considerar que o estudo de Hunter, Rey e Scott (1982) (HUNTER; REY; SCOTT, 1982) foi elaborado há 25 anos, em um período em que o procedimento formal de licenciamento ambiental acabava de ser introduzido no Brasil.

No entanto, o incremento do número de empregos é acompanhado por brusca e significativa redução, também de empregos, no primeiro setor (cerca de 40%). Isto sugere uma dinâmica econômica mais complexa do que aquela observada na fase de construção: haveria uma transição de empregos de um setor da economia para outro, ao invés da simples criação de novos postos de trabalho. Apesar do crescimento e redução do número de empregos no terceiro e primeiro setor, respectivamente, a variação do número de empregos geral não apresentou significância estatística nesta etapa.

Além da transição intersetorial de vagas de trabalho, a redução do número de empregos no setor primário pode estar relacionada à perda de terras produtivas para a formação do reservatório das usinas. Este fenômeno foi observado, por exemplo, na usina chinesa de Três Gargantas, onde a perda de quase 30.000 hectares de campos produtivos afetou a oferta local de arroz (JACKSON; SLEIGH, 2000). No entanto, esta usina é a maior do mundo em termos de potência instalada e foi implantada em uma área densamente povoada, acarretando o deslocamento de mais de um milhão de pessoas (WILMSEN, 2016). Não há registros de situação semelhante no Brasil, país cuja densidade demográfica é quase seis vezes inferior à da China (BANCO MUNDIAL, 2015)³². Por outro lado, há casos em que UHEs, ao viabilizarem a implantação de projetos de irrigação em locais com restrição hídrica, podem estimular a produção de alimentos (SEVERNINI, 2012).

As atividades do setor agropecuário estão fortemente associadas a condições físicas, climáticas e sociais locais. Portanto, análises orientadas para casos específicos podem fornecer resultados mais assertivos a respeito do impacto de usinas hidrelétricas sobre a produção e oferta de alimentos nos municípios abrangidos por elas. Esta característica é especialmente relevante em países com dimensão territorial extensa e grande variação socioeconômica, como é o caso do Brasil. Levando isto em consideração, os resultados discutidos neste trabalho são úteis para fornecer uma visão panorâmica, sobre a questão, não podendo, no entanto, ser generalizados para usinas específicas em operação ou construção no país.

Em relação aos salários, a mesma dinâmica observada na fase de construção (aumento do salário médio e, especialmente, do salário do setor terciário) foi constatada. Neste caso, as variações corresponderam a 12,5% e 15,7%, respectivamente. Os resultados apresentados para este item demonstram que os impactos positivos de ordem econômica são mais evidentes durante a

³² As densidades demográficas do Brasil e da China correspondiam, em 2015, a 25 e 146 pessoas / km², respectivamente.

construção de usinas, conforme apontado em outros estudos (LERER; SCUDDER, 1999; RANDELL, 2016; VON SPERLING, 2012). No entanto, estes benefícios, em especial aqueles relacionados a salários mais altos, extrapolam o período de obras e também são observados durante a operação de usinas hidrelétricas.

O estudo não detectou variações significativas dos indicadores econômicos do segundo setor, segmento ao qual a construção civil pertence. Isto pode estar relacionado ao fato de que as pesquisas públicas nas quais as informações sobre os indicadores de atividade econômica se baseiam refletem dados de empresas, ao invés de localidades. Ainda que um pequeno município do interior da Amazônia receba milhares de trabalhadores durante o período de obras de uma UHE, as análises não registrarão tal incremento, pois as sedes das empresas (ou consórcios de empresas) contratantes normalmente se localizam em grandes centros urbanos, distantes dos pontos de implementação das usinas.

Neste sentido, os dados avaliados neste estudo tendem a refletir questões econômicas locais influenciadas pela construção e operação de usinas (por exemplo, aumento da demanda por serviços locais), mas não captam o efeito específico da contratação (e posterior desligamento) de trabalhadores sobre a oferta de empregos e os salários nos municípios que as recebem.

O fato de os dados de empregos fazerem referência ao município sede da empresa empregadora, e não ao local de trabalho, impõe limitações às conclusões que o estudo pode alcançar. Por exemplo, afirmações a respeito do risco socioambiental relacionado à atração de trabalhadores durante a construção de usinas e ao desemprego observado após a sua finalização – temas considerados relevantes para se avaliar o processo de implementação de usinas (FEARNSIDE, 2014; LERER; SCUDDER, 1999) – não são bem representadas pelos dados discutidos nesta Seção.

No entanto, por ilustrar apenas aspectos da economia baseada em empresas locais, os dados contribuíram para que fossem captados e discutidos aspectos relacionados à atividade econômica que se desenvolve associada, mas à margem, de grandes empreendimentos (e que, normalmente não é alvo de análise em estudos sobre impactos de usinas, tais como atividade hoteleira e de restaurantes). Esta abordagem permitiu revelar o impacto positivo do processo de implementação de UHEs sobre a economia local, normalmente conduzida por empreendedores de pequeno porte.

3.5.3. Finanças Públicas

O aumento de 61,5% da arrecadação de impostos sobre atividade de serviços durante a construção de usinas foi a única variação significativa identificada no âmbito dos indicadores relacionados às finanças municipais.

Apesar de expressivo, este aumento não provoca mudanças significativas na receita orçamentária total dos municípios durante as obras de usinas, provavelmente devido à limitada participação do imposto sobre serviços na receita total dos municípios [inferior a 10% (OZAKI; BIDERMAN, 2004)].

A maior arrecadação do imposto sobre serviços condiz com os resultados discutidos na Seção anterior, que demonstram efeitos positivos da construção de hidrelétricas sobre a atividade econômica e, especialmente, sobre o setor de serviços.

Esta constatação ocorre apesar de os dois conjuntos de dados citados (Economia e Finanças Públicas) possuírem origens distintas, o que aumenta a segurança das análises desenvolvidas.

3.5.4. Educação

Dos resultados referentes ao tema “Educação”, apenas o número de matrículas no Ensino Fundamental em escolas públicas apresentou variação significativa. Durante a construção e operação de usinas, o número de matrículas nos municípios onde estes empreendimentos são instalados é 14,2% e 16,7% menor, respectivamente, do que aquele observado nos municípios do grupo de comparação.

A explicação para o efeito em discussão ter se mostrado significativo apenas em escolas públicas pode estar associada ao fato de que a rede pública normalmente recebe alunos de famílias pertencentes às faixas mais baixas de renda da população. Em um contexto de aquecimento da atividade econômica, fenômeno ressaltado anteriormente, os responsáveis pelos estudantes estariam mais propensos a retirá-los da escola para permitir que eles se engajassem em atividades econômicas.

Conforme discutido anteriormente, o setor de serviços é beneficiado durante a fase de construção de usinas e pode se constituir no destino destes alunos. Em outras palavras, estudantes da rede pública, quando comparados aos da rede privada, apresentam maior vulnerabilidade a

pressões externas (neste caso, necessidade de complementação de renda) que demandam, por vezes, o abandono dos estudos.

Além disto, também é possível assumir que a própria obra da usina absorva parte destes alunos, mais especificamente a parcela que, apesar de estar matriculada no ensino fundamental, possui idade mínima para estar formalmente empregada (equivalente a 16 anos no Brasil). No entanto, como as variáveis de atividade econômica não captam a criação de empregos especificamente relacionados às obras das UHEs, conforme discutido anteriormente, esta relação pode não estar clara a partir apenas da observação dos resultados do presente estudo.

Com relação ao ensino médio, a ausência de significância estatística dos seus indicadores pode ser explicada pelo reduzido número de escolas que oferecem este grau de ensino em municípios de pequeno porte no Brasil (onde UHEs, normalmente, são construídas). Esta escassez de amostras reduziria a precisão das análises elaboradas.

A discussão sobre a relação entre o acesso à educação e a implementação de usinas hidrelétricas pode ser enriquecido partir de diferentes perspectivas. Do ponto de vista de famílias reassentadas, Wang et al. (2013) apontam que a perda de “*relational wealth*” (que inclui, na definição utilizada pelos autores, tanto infraestrutura social – *e.g.* as redes sociais de uma pessoa, seus costumes e idiomas – como física – *e.g.* transporte e assistência à saúde) provocada pela desorganização das relações interpessoais pode impor dificuldades para que famílias acessem recursos de educação nos novos locais de vida. Por outro lado, há relatos de que residentes de áreas impactadas por hidrelétricas podem direcionar parte do dinheiro recebido como compensação financeira para melhorar as condições educacionais de seus filhos (DIDUCK *et al.*, 2013).

3.5.5. Meio ambiente

A construção e operação de UHEs não está associada a uma variação estatisticamente significativa dos indicadores de desmatamento e cobertura vegetal. Isto sugere que os impactos de hidrelétricas sobre os ambientes terrestres naturais respondem a uma dinâmica mais complexa que aquela comumente divulgada, que muitas vezes relacionam estes empreendimentos ao aceleração do processo de desmatamento local.

No entanto, este resultado também deve ser interpretado levando-se em conta as suas particularidades metodológicas. Conforme informado anteriormente, os indicadores relacionados

ao meio ambiente, diferentemente dos demais, estão disponíveis apenas para alguns municípios da Região Norte do Brasil, mais especificamente aqueles que integram os limites formais da Amazônia. Neste sentido, a discussão desenvolvida nesta Seção diz respeito apenas a uma reduzida parcela do conjunto de usinas hidrelétricas instaladas no Brasil³³.

Incertezas sobre a relação entre a construção e operação de UHEs e o desmatamento também foram detectadas em outros estudos. Assunção, Szerman e Costa (2016), avaliando, caso a caso, UHEs também localizadas na Região Amazônica, encontraram realidades heterogêneas. Enquanto alguns dos empreendimentos estudados se mostraram associados à redução do desmatamento no entorno de seus reservatórios, outros resultaram em aumento da retirada de vegetação local. No cômputo geral, as 10 usinas estudadas³⁴ acarretaram, em conjunto, a perda de cerca de 2.800 km² de vegetação nativa entre 2003 e 2011, incluindo aquela presente na área que veio a ser ocupada pelos seus próprios reservatórios. Durante o mesmo período, o desmatamento total na Região Amazônica atingiu uma área 46 vezes superior, com perda de pouco mais de 130.000 km² de florestas (INPE, 2017). Conforme apontado anteriormente, criação de gado é o principal vetor de desmatamento da Floresta Amazônica (NEPSTAD *et al.*, 2009; TOLEDO *et al.*, 2017).

Com base nestas análises, pode-se afirmar que a natureza da relação entre UHEs e o desmatamento depende, em grande parte, das condições ambientais prévias nos seus locais de implantação. Usinas construídas em regiões anteriormente utilizadas para a criação extensiva de gado, por exemplo, tendem a impactar positivamente a cobertura florestal local em função da obrigatoriedade de preservação (ou constituição) de uma faixa de vegetação no entorno do reservatório.

Por outro lado, caso a implantação ocorra em regiões preservadas, atividades intrínsecas ao processo de construção (como a abertura de acessos, desflorestamento da região do reservatório e do local de estabelecimento do canteiro de obras) provavelmente resultarão em um saldo negativo de cobertura vegetal, que exigirá ações e políticas públicas de restabelecimento da cobertura original (SARKAR; KARAGOZ, 1995).

³³ Mais especificamente: Colíder, Dardanelos, Estreito, Peixe Angical, Santo Antônio do Jari, São Salvador e Teles Pires. Quatro outras UHEs com mais de 100 MW de capacidade instalada foram completa ou parcialmente construídas na Amazônia entre 2000 e 2014 (Belo Monte, Santo Antônio, Jirau e Ferreira Gomes). No entanto, os municípios onde elas se localizam já possuíam uma UHEs em operação anteriormente. Em razão disto, seguindo a metodologia adotada no estudo, elas não puderam ser incluídas nas análises.

³⁴ Santo Antônio do Jari, São Salvador, Estreito, Dardanelos, Santo Antônio, Jirau, Belo Monte, Ferreira Gomes, Colíder e Teles Pires.

3.6. Conclusões

UHEs desempenham um papel central no contexto do desenvolvimento do setor elétrico brasileiro há mais de um século. Nos próximos anos, a Região Amazônica (onde se localizam os principais potenciais hidráulicos remanescentes do Brasil em termos de potência e custo de geração) deverá receber a grande maioria das barragens de médio e grande porte que serão construídas no país.

Em virtude da elevada sensibilidade socioambiental da região, o processo de implementação destes novos projetos deve incorporar as melhores práticas de mitigação de impactos ambientais consolidadas ao longo das últimas décadas e prever medidas capazes de reverter efeitos indesejados ainda observados. Neste contexto, este estudo contribui para a construção de um diagnóstico sobre o processo histórico de exploração dos recursos hídricos para geração de eletricidade no Brasil.

Os resultados apresentados neste estudo dizem respeito aos efeitos diretos e indiretos da construção e operação de UHEs sobre a população, os municípios e o meio ambiente. Para isto, um conjunto de indicadores, representando temas ligados a saúde e segurança, economia, finança pública, educação e meio ambiente foi analisado.

Foi verificado que a atividade econômica é a principal dimensão beneficiada, em especial durante a etapa de construção, quando empregos, salários e o número de empresas apresentam crescimento. Por outro lado, houve redução dos indicadores de educação e fecundidade, o que sugere que estes temas demandam ações de controle e mitigação de impactos complementares àquelas atualmente adotadas.

A maior parte dos indicadores, no entanto, não foram impactados pelos processos avaliados neste estudo (construção e operação de UHEs). Conclui-se, portanto, que, no âmbito das dimensões abrangidas pelo estudo, a implantação destes empreendimentos não produz efeitos exacerbados ou marcantes de longo prazo, sejam eles positivos ou negativos, sobre aspectos socioeconômicos dos municípios em que elas são construídas. Em outras palavras, o processo de licenciamento ambiental destes empreendimentos, apesar de necessitar ajustes, tem, em grande medida, sido capaz de garantir a normalidade das condições socioeconômicas e ambientais dos locais de inserção de usinas.

A esfera na qual as análises apresentadas neste estudo foram desenvolvidas contribui para que seus resultados enriqueçam o processo de formulação de políticas públicas municipais voltadas para a redução dos riscos e maximização das oportunidades relacionadas à implantação de UHEs. No entanto, para que isto ocorra adequadamente, deve-se levar em conta que, apesar da diversidade de indicadores analisados, não foram avaliadas interferências tipicamente atribuídas a UHEs devido à carência de indicadores municipais. Entre tais interferências, pode-se citar a influência sobre a atividade de pesca, modificações nos regimes de cheias e na qualidade da água dos rios barrados, redução da biodiversidade, interrupção das rotas de peixes migratórios, emissão de GEE, e impactos sobre os meios de vida de comunidades tradicionais.

Neste sentido, deve-se levar em conta que este trabalho abrange apenas uma parcela da complexa rede de interações na qual UHEs se inserem. Abordagens alternativas e complementares, construídas a partir de metodologias distintas, mas igualmente abrangentes, podem enriquecer o debate sobre a sustentabilidade socioambiental de UHEs, permitindo que o tema seja discutido de forma ampla e objetiva.

4. O PAPEL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO NO CONTEXTO DO ACORDO DE PARIS³⁵

4.1. Introdução

A base física do efeito estufa foi descoberta em 1859, quando o cientista britânico John Tyndall (1820-1893), motivado pela hipótese de que “*os raios do sol (...) atingiam a terra (...) com maior facilidade que os raios emanados da terra voltavam para o espaço*” (tradução livre), realizou um experimento que permitiu deduzir que moléculas de dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) e vapor d’água absorviam maior quantidade de calor radiante que o oxigênio e nitrogênio presentes na atmosfera (HULME, 2009). Neste contexto, também é interessante mencionar o trabalho do químico sueco Svante August Arrhenius (1859-1927) que, em 1886, afirmou que a quantidade de CO₂ na atmosfera tinha relação direta com sua temperatura (ARRHENIUS, 1896)³⁶.

Estes trabalhos estabeleceram as bases para que, ao longo das décadas subsequentes, a comunidade científica discutisse a relação entre as atividades antrópicas, mais especificamente aquelas que resultam nas emissões de gases como o CO₂ e CH₄, e o aquecimento da terra (NICHOLLS, 2007). Na década de 1970, apesar do reconhecimento de que as atividades antrópicas da época ainda não constituíam um risco imediato, já se previa que, em um cenário de 40 anos, as emissões antrópicas de CO₂ já poderiam surtir efeito sobre a temperatura média global (SAWYER, 1972).

Desde então, governos nacionais, entidades supranacionais, o setor privado e organizações não-governamentais têm debatido, com crescente intensidade, o efeito das ações humanas sobre o clima e alternativas de mitigação e adaptação a este fenômeno. No âmbito destas discussões, a Organização das Nações Unidas (ONU) protagoniza um papel de centralização das informações produzidas sobre o tema e produção de uma “constituição” para o regime internacional das mudanças climáticas (BODANSKY; RAJAMANI, 2016). Em 1994, como resultado da Conferência das Nações Unidas sobre o Meio Ambiente e o Desenvolvimento (também conhecida

³⁵ Uma versão anterior deste trabalho foi publicada no formato de *White Paper* (INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2017a).

³⁶ Arrhenius também afirmou que o consumo de combustíveis fósseis influenciava o processo de aquecimento e, por isto, é considerado, por parte da comunidade científica internacional, como o precursor do conceito de aquecimento global.

como Eco-92), a instituição chancelou a entrada em vigor da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima (UNFCCC)³⁷, cujo objetivo é “*estabilizar a concentração de gases do efeito estufa em um nível que evite interferência antrópicas perigosas (...) com o sistema climático*” (ONU, 2017b) (tradução livre)³⁸.

Para avaliar o efeito das medidas adotadas no sentido de atingir os objetivos da UNFCCC e discutir o desenvolvimento e a adoção de políticas internacionais, a ONU organiza, anualmente, desde 1995, a Conferência das Partes (COP)³⁹.

Em 1997, ano em que ocorreu a 3ª COP, foi negociado o Protocolo de Kyoto, o mais abrangente tratado internacional focado em emissões de GEE até então (AICHELE; FELBERMAYR, 2013; ALMER; WINKLER, 2017). Apesar de ter sido aberto para assinaturas em dezembro de 1997, somente em fevereiro de 2005, devido à adesão oficial da Rússia (em novembro de 2004), o acordo climático entrou em vigor⁴⁰.

De acordo com as regras do Protocolo de Kyoto, as nações consideradas “desenvolvidas” (integrantes do Anexo I do acordo) se comprometeram a reduzir seus níveis de emissão de dióxido de carbono equivalente (CO₂e) observados, em 1990, em 5,2% durante o primeiro período de compromisso (entre 2008 e 2012). Durante o segundo período de compromisso (2013 a 2020), a parcela de redução passaria a ser equivalente a 18%, sempre em relação a 1990 (ONU, 2014b).

Parte dos países signatários, a maioria destes pertencentes à União Europeia, foram capazes de atingir, e até mesmo superar, as metas de redução de emissão referentes ao primeiro período do protocolo. Tal êxito, em princípio, pode ser atribuído a dois fatores, quais sejam: (1) mudanças estruturais na economia destes países signatários, que se tornaram gradativamente menos energo-intensivas; e (2) a crise global em 2008, que reduziu a atividade econômica e, consequentemente, as emissões de GEE da maior parte dos países desenvolvidos (GRUNEWALD; MARTINEZ-ZARZOSO, 2016; MOREL; IGOR, 2014; PAVESE; TORNEY, 2012).

A despeito do êxito de alguns países no cumprimento (e, por vezes, superação) de suas metas de redução de GEE, as emissões globais de GEE aumentaram em 10,2% ao longo dos anos que

³⁷ Acrônimo para o termo em inglês “*United Nations Framework Convention on Climate Change*”.

³⁸ Frisa-se que a UNFCCC, tacitamente, explicita uma distinção entre a “mudança climática” devido a atividade humana alterando a composição da atmosfera, e a “variabilidade climática” atribuída a causas naturais.

³⁹ Acrônimo para o termo em inglês “*Conference of the Parties*”.

⁴⁰ Para tanto, de acordo com o regimento do acordo, seria necessário que 55 países, que juntos, gerassem 55% das emissões globais de GEE o ratificassem.

caracterizam o primeiro período de compromisso do Protocolo de Kyoto (2008 a 2012) (BODEN; MARLAND; ANDRES, 2017).

De fato, qualitativamente, o Protocolo de Kyoto malogrou como uma ferramenta multinacional para deter o aumento ou estabilizar a concentração de GEE na atmosfera⁴¹ (CASTILLA, 2015). As crescentes emissões de GEE dos países em desenvolvimento, em especial a China, que não tiveram compromissos mandatórios de redução de emissões estabelecidos pelo Protocolo de Kyoto⁴², foram determinantes para o aumento das emissões de GEE verificado (GRUNEWALD; MARTINEZ-ZARZOSO, 2016; SAVARESI, 2016).

Em decorrência da identificação da necessidade de ajustes nos mecanismos de cooperação internacional relacionados às mudanças climáticas, diferentes acordos complementares, mas de impacto limitado, foram materializados nas edições das COPs que sucederam aquela em que o Protocolo de Kyoto foi adotado, tais como o “*Momentum for Change*” e o Acordo de Cancun. Informações sobre o histórico dos acordos e tratados realizados no âmbito das COP podem ser encontradas em ONU (2014c) e Gupta (2010).

Apenas após um lapso de 18 anos, contados a partir da concepção do Protocolo de Kyoto, outro mecanismo com potencial de contribuição efetiva para os esforços de mitigação das mudanças climáticas foi desenvolvido. Conhecido como “Acordo de Paris”, este tratado foi firmado em 2015, na 21ª edição da COP, e prevê que as nações participantes da UNFCCC assumam metas individuais “*para manter, no século atual, o aumento da temperatura global inferior a, no mínimo, 2°C em relação à temperatura global da era pré-industrial*” (tradução livre). Em um cenário mais agressivo, pretende-se limitar este aumento a 1,5 °C (UNFCCC, 2015).

Além do objetivo geral de limitar o aumento da temperatura média global a 2° C em relação à temperatura da era pré-industrial, prevê-se a identificação e promoção de ações de fortalecimento da capacidade dos países para lidar com os impactos do aquecimento global (UNFCCC, 2014). Segundo o texto aprovado, o acordo, considerado exitoso em termos de negociação climática e diplomacia internacional (DIMITROV, 2016), entraria em vigor 30 dias após 55 países signatários (representando, no mínimo, 55% das estimativas de emissões globais) garantirem a sua adesão (ou

⁴¹ No entanto, aspectos positivos podem ser destacados como, por exemplo, a consolidação da diplomacia internacional como esfera central de enfrentamento da mudança climáticas e a concretude da penetração, nas matrizes energéticas global, das energias renováveis.

⁴² Segundo o princípio das “responsabilidades comuns, mas diferenciadas”.

seja, a ratificação). Este marco foi atingido no início de outubro de 2016 e o acordo passou a vigorar a partir de novembro do mesmo ano (UNFCCC, 2017).

O mecanismo por meio do qual os países signatários do acordo de Paris formalizam suas propostas de redução das emissões de GEE e mitigação do aquecimento global perante a comunidade internacional é conhecido como “Contribuições Pretendidas Determinadas Nacionalmente” (iNDC)⁴³. Estas contribuições refletem as ações que cada governo pretende adotar em função do seu perfil de emissões, contexto econômico e demais fatores internos.

Diferentemente do Protocolo de Kyoto, no âmbito do Acordo de Paris não há distinção entre os compromissos dos países em função de suas características socioeconômicas. Neste sentido, é observada uma grande variedade de iNDC em termos de metas, prazos e anos-base. A data de início das iNDC é 2020, quando se encerra, oficialmente, o segundo período do Protocolo de Kyoto. A partir do momento em que cada país ratifica o Acordo de Paris, suas iNDC perdem caráter “intencional” ou “pretendido” e passam a ser designadas como “NDC”. No caso do Brasil, isto ocorreu em 2016, um ano após a submissão formal das suas iNDC ao UNFCCC.

O Brasil determinou como objetivo principal de sua NDC a redução de 37% das emissões de GEE até 2025, assumindo como linha de base o ano de 2005. Complementarmente, a NDC brasileira contém outras medidas relacionadas à sua meta de redução das emissões de GEE que abrangem diferentes setores da economia.

Em relação ao setor energético, mais especificamente o segmento de eletricidade, estabeleceu-se como meta o aumento “*da parcela de energias renováveis (além da energia hídrica) no fornecimento de energia elétrica para ao menos 23% até 2030, inclusive pelo aumento da participação de eólica, biomassa e solar*” (BRASIL, 2015).

A expansão da participação de fontes renováveis variáveis (FRV), a exemplo das fontes eólica e solar, na matriz de geração de eletricidade implica a necessidade de ampliação da capacidade instalada de fontes passíveis de serem despachadas sob demanda, com o objetivo de regularizar a geração variável (DROUINEAU; MAÏZI; MAZAURIC, 2014; ESMAP, 2015; FRANÇOIS *et al.*, 2014). Contudo, a atual conjuntura do setor elétrico brasileiro sugere que, cada vez mais, a necessidade de complementação das FRV tende a ser atendida por usinas térmicas, em

⁴³ Acrônimo para o termo em inglês “*intended Nationally Determined Contribution*”. Este termo foi traduzido oficialmente pelo governo brasileiro como “Pretendida Contribuição Nacionalmente Determinada” (Brasil, 2015). Adota-se, no presente trabalho, nomenclatura distinta da tradução oficial por se entender que esta não reflete da melhor forma o seu correspondente original.

especial aquelas movidas a gás natural (NOGUEIRA *et al.*, 2014). Neste sentido, o crescimento da geração a partir de FRV pode gerar consequências negativas em termos de emissões de GEE do setor elétrico. Este impacto, embora já esteja surtindo efeitos perceptíveis nos últimos anos (OBSERVATÓRIO DO CLIMA, 2016), tende a se intensificar com o aumento da penetração das FRV. Tal efeito não tem sido suficientemente debatido e parece não estar completamente mapeado e compreendido pelos diversos agentes engajados na definição de estratégias para cumprimento da NDC brasileira.

Este trabalho, neste contexto, discute o compromisso firmado pelo Brasil no âmbito do Acordo de Paris, mais especificamente aquele que se refere ao perfil atual e futuro de sua matriz de oferta de energia elétrica. A partir da análise do histórico recente de estruturação e desenvolvimento do setor elétrico brasileiro e as suas perspectivas de expansão, os riscos e oportunidades das mudanças estruturais necessárias para o atendimento da meta de ampliação da participação de FRV são explorados a partir da ótica das emissões de GEE, da segurança energética e da otimização operacional.

O conteúdo do trabalho está organizado da seguinte forma: nos itens 4.2 e 4.3 o conteúdo da NDC brasileira e o padrão de emissões de GEE nacional são apresentados. Na Seção 4.4, o setor elétrico é caracterizado, incluindo a sua conformação atual e as perspectivas de desenvolvimento. Na Seção 4.5, discutem-se os desafios operacionais associados à expansão das FRV na matriz elétrica brasileira e as implicações sobre a perspectiva das emissões de GEE. Por fim, na Seção 4.6, as conclusões são apresentadas.

4.2. O contexto brasileiro das emissões de GEE

A meta principal da NDC brasileira prevê a redução, no cenário de 2025, de 37% das emissões totais de GEE do Brasil (considerando-se o ano de 2005 como linha de base). No horizonte de 2030, estabeleceu-se como meta secundária, de caráter apenas indicativo, a redução de 43%, sempre em relação a 2005 (BRASIL, 2015). Os compromissos brasileiros expressos em sua NDC “*compreendem o conjunto da economia*” (EPE, 2016a), significando que, *a priori*, não há metas setoriais específicas a serem cumpridas.

Para que as metas propostas pelo Brasil sejam cumpridas, as viabilidades técnica, econômica e socioambiental das potenciais contribuições de mitigação de cada setor, idealmente, deverão ser avaliadas. Neste sentido, o governo federal, por meio de parceria entre o Ministério do Meio Ambiente (MMA) e o Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID), está elaborando uma estratégia para a implementação e financiamento da NDC do país. O documento resultante desta iniciativa – em desenvolvimento até o término da elaboração do presente estudo⁴⁴ – há de encerrar as contribuições potenciais de cada setor da economia para o alcance das metas brasileiras (MMA, 2017).

Além de expressar a intenção de redução das emissões de GEE, a NDC brasileira contém medidas adicionais, relacionadas à meta principal, que abrangem os setores de florestas e uso do solo, agrícola, industrial, transportes e energético.

No que diz respeito ao setor energético, a NDC do Brasil prevê⁴⁵:

- *Aumentar a participação de bioenergia sustentável na matriz energética brasileira para aproximadamente 18% até 2030, expandindo o consumo de biocombustíveis, aumentando a oferta de etanol, inclusive por meio do aumento da parcela de biocombustíveis avançados (segunda geração), e aumentando a parcela de biodiesel na mistura do diesel;*
- *(...) alcançar uma participação estimada de 45% de energias renováveis na composição da matriz energética em 2030, incluindo:*
 - *Expandir o uso de fontes renováveis, além da energia hídrica, na matriz total de energia para uma participação de 28% a 33% até 2030;*

⁴⁴ Ou seja, janeiro de 2018.

⁴⁵ Texto retirado de Brasil (2015).

- Expandir o uso doméstico de fontes de energia não fóssil, aumentando a parcela de energias renováveis (além da energia hídrica) no fornecimento de energia elétrica para ao menos 23% até 2030, inclusive pelo aumento da participação de eólica, biomassa e solar;

- *Alcançar 10% de ganhos de eficiência no setor elétrico até 2030.*

O grau de dificuldade das medidas adicionais assumidas pelo Brasil pode ser avaliado a partir da observação do patamar atual dos indicadores para os quais as metas foram impostas. Em relação à participação de bioenergia sustentável na matriz energética, que, de acordo com a NDC, deve atingir 18% até 2030, apenas o etanol e seus derivados (*i.e.* bagaço de cana) já contabilizavam 17,5% da oferta interna de energia no Brasil, em 2016 (EPE, 2017a). Se for levado em conta que o todo óleo diesel consumido no país contém 8% de biodiesel (OLIVEIRA, FERNANDO C.; COELHO, 2017), e que este combustível é o principal derivado do petróleo consumido no país (EPE, 2017a), verifica-se que tal meta já é atendida atualmente.

Por outro lado, a participação de energias renováveis no consumo total de energia do país, que deverá corresponder a 45% no cenário final da NDC (*i.e.* 2030), já equivalia a 43,5% em 2016 – um valor já muito próximo da meta almejada (EPE, 2017a). Excluindo-se a energia hidráulica, este montante reduz-se para 30,9%, patamar superior àquele almejado segundo a NDC.

A geração elétrica a partir de “fontes renováveis (além da energia hídrica)” (BRASIL, 2015), prevista para atingir ao menos 23%, em 2030, correspondeu a 13,6% do total em 2016 (EPE, 2017a). Por fim, não está claro como os ganhos de eficiência no setor elétrico serão aferidos, tampouco contra qual linha de base estes ganhos serão comparados.

Com base nestes números, à primeira vista fica evidente que a NDC brasileira não é tipicamente ambiciosa (ou seja, as metas propostas já estão quase todas atendidas ou próximas disto), e que os principais desafios impostos ao planejamento energético do país estão relacionados ao setor elétrico.

4.3. Perfil de emissões de GEE

Em termos absolutos, o Brasil é o sétimo maior emissor de GEE do mundo, atrás da China, Estados Unidos, União Europeia⁴⁶, Índia, Rússia e Indonésia (WRI, 2015). Os dados oficiais sobre as emissões de GEE do país são publicados pelo Ministério de Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI). De acordo com a “Terceira Comunicação Nacional do Brasil à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima” (MCTI, 2016), o Brasil emitiu, em 2010, pouco mais de 1,3 bilhão de toneladas de CO₂e. Os principais setores emissores são “Agropecuária” (35%), “Energia” (27%) e “Uso da terra, mudanças do uso da terra e floresta” (26%), conforme ilustrado na Figura 10.

Figura 10 – Perfil brasileiro de emissão de GEE, em 2010, por setor da economia

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de MCTI (2016). Métrica de conversão: GWP.

⁴⁶ Inclua, no ano de coleta dos dados citados, os seguintes países: Alemanha, Áustria, Bélgica, Bulgária, Chipre, Croácia, Dinamarca, Eslováquia, Eslovênia, Espanha, Estônia, Finlândia, França, Grécia, Hungria, Irlanda, Itália, Letônia, Lituânia, Luxemburgo, Malta, Países Baixos, Polónia, Portugal, Reino Unido, República Checa, Roménia e Suécia.

A descrição dos setores de acordo com os quais as emissões brasileiras são inventariadas é apresentada na Tabela 9.

Tabela 9 – Descrição dos setores emissores de GEE no Brasil

Energia	Emissões antrópicas (resultantes da ação humana) devido à produção, transformação e consumo de energia. Inclui emissões resultantes da queima de combustíveis fósseis (tanto para conversão de energia primária em secundária como para uso final) e de fugas na cadeia de extração, transporte e processamento de petróleo e gás natural e no processo de mineração e beneficiamento de carvão mineral.
Agropecuária	Emissões resultantes de processos como fermentação entérica (típicos de herbívoros ruminantes), manejo de dejetos de animais, cultivo de arroz, queima de resíduos agrícolas e emissões de N ₂ O provenientes de solos agrícolas.
Processos Industriais	Emissões antrópicas resultantes dos processos produtivos nas indústrias, incluindo o consumo não energético (<i>e.g.</i> matéria-prima, combustíveis), mas excluindo a queima de combustíveis para geração de energia, pois estas são contabilizadas no setor "Energia". Na edição mais recente do inventário de GEE brasileiro, utilizada como fonte de informação para este documento, o subsetor relativo à indústria química incorpora as emissões do que seria o setor de "Uso de Solventes e Outros Produtos".
Resíduos	Emissões relacionadas à disposição de resíduos sólidos (principalmente devido à decomposição anaeróbica de matéria orgânica em lixões e aterros sanitários) e tratamentos de efluentes.
Uso da Terra, Mudança do Uso da Terra e Florestas	Emissões e remoções de GEE associadas ao aumento ou diminuição do carbono na biomassa acima ou abaixo do solo pela substituição de um determinado tipo de uso da terra por outro, como, por exemplo, a conversão de floresta em agricultura ou pecuária, ou a substituição de lavoura por reflorestamento.

Fonte: MCTI (2016).

Na Tabela 10, a divisão subsetorial de emissões de CO₂ do setor energético brasileiro é apresentada. Diferentemente da Figura 10, em que se utiliza a unidade CO₂e, os dados a seguir se restringem às emissões de CO₂. Isto se deve ao fato de que, no inventário nacional, os valores relativos aos subsetores são apresentados separadamente por tipo de GEE. Neste caso, os dados discutidos fazem referência ao CO₂, principal GEE em termos quantitativos e de taxa de crescimento (GRUNEWALD; MARTINEZ-ZARZOSO, 2016).

O subsetor de transportes, responsável por aproximadamente 50% das emissões de CO₂ do setor energético, destaca-se entre os demais. A preponderância dos transportes nas emissões do setor energético brasileiro está relacionada à priorização histórica dada ao modal rodoviário no país

(em detrimento de alternativas, usualmente, menos intensivas em carbono, como os modais hidro e ferroviário, por exemplo) e à pequena contribuição, sempre em termos relativos, da atividade de geração de energia elétrica.

De fato, as “Centrais elétricas de serviço público” e “Centrais elétricas autoprodutoras”, responsáveis pela geração de eletricidade no país, contribuem com 10,3% (7,6% e 2,7%, respectivamente) das emissões de CO₂ do setor energético MCTI (2016). Em relação às emissões totais do país em 2010 – 739,7 milhões de toneladas MCTI (2016) – a geração de energia elétrica corresponde a menos de 5% do total.

Tabela 10 – Emissões de CO₂ dos subsetores do setor energético brasileiro em 2010

	Emissões de CO ₂ (t)	Participação nas emissões de CO ₂ do setor energético (%)	Participação nas emissões totais de CO ₂ do Brasil (%)
Subsetor Transporte (uso final de combustíveis fósseis para transporte rodoviário, ferroviário, aéreo e hidroviário)	168.364.000	48,4%	22,8%
Subsetor Industrial (uso final de combustíveis fósseis)	68.306.000	19,6%	9,2%
Subsetor energético	58.857.000	16,9%	8,0%
<i>Centrais elétricas de serviço público</i>	26.592.000	7,6%	3,6%
<i>Centrais elétricas autoprodutoras</i>	9.445.000	2,7%	1,3%
<i>Carvoarias</i>	0	0,0%	0,0%
<i>Consumo setor energético (produção, processamento e transporte de petróleo e gás natural)</i>	22.820.000	6,6%	3,1%
Subsetor Residencial (uso final de combustíveis fósseis)	17.249.000	5,0%	2,3%
Subsetor Agropecuário (uso final de combustíveis fósseis)	17.346.000	5,0%	2,3%
Emissões Fugitivas	15.214.000	4,4%	2,1%
Subsetor Comercial (uso final de combustíveis fósseis)	1.446.000	0,4%	0,2%
Subsetor Público (uso final de combustíveis fósseis)	1.192.000	0,3%	0,2%
Total Setor Energético	347.974.000	100,0%	47,0%

Fonte: MCTI (2016)

Obs.: Embora o inventário brasileiro não especifique exatamente o que o segmento “Consumo Setor Energético” represente, a definição apresentada na tabela foi convencionada a partir de análises do documento em que as informações citadas foram originalmente apresentadas. Com base nas definições dos setores inventariados apresentadas por MCTI (2016, p. 33 e 34), as emissões decorrentes da “produção, processamento e transporte de petróleo e gás natural” poderiam estar representadas tanto no segmento “Consumo do setor energético” quanto no segmento “Emissões fugitivas”. Contudo, consta da página 95 do mesmo documento: “O uso de óleo e gás natural, ou de seus derivados, para uso interno na produção, processamento e transporte de óleo e gás é considerado como combustão e, portanto, tratado em outra seção do setor energético”. A partir desta informação, atribuiu-se, nesta tabela, as emissões decorrentes destas atividades ao segmento “Consumo Setor Energético”.

A adoção de diferentes conceitos de setores econômicos e unidades de contabilização de GEE impõe desafios ao exercício de contextualização das emissões brasileiras diante da média global. Por exemplo, enquanto que no 5º Relatório de Avaliação do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC, 2014)⁴⁷ as emissões das atividades de produção de eletricidade e calor são contabilizadas juntas, no inventário brasileiro, conforme evidenciado na Tabela 10, as emissões decorrentes da produção de energia elétrica são analisadas separadamente. Por outro lado, na divisão setorial adotada pelo IPCC, as emissões associadas ao uso final da energia (ou, mais especificamente, combustíveis fósseis) são atribuídas aos setores responsáveis pelo seu consumo (por exemplo, transportes, indústrias ou edificações). Já no caso do Brasil, estas emissões são atribuídas ao setor energético. Em relação às unidades utilizadas, enquanto as emissões setoriais globais são discutidas pelo IPCC em termos de CO₂e, o inventário brasileiro apresenta os dados setoriais “*apenas em unidades de massa de cada gás de efeito estufa [CO₂, CO, CH₄ etc.]*” (MCTI, 2016 p. 54).

Apesar das dificuldades anteriormente descritas (associáveis a diferenças metodológicas e de unidades entre os dados de emissão global e nacional), qualquer que seja a referência adotada permite concluir que o setor elétrico brasileiro possui um desempenho em termos de emissões de GEE bastante favorável quando comparado à média global. Conforme apresentado anteriormente, enquanto o setor elétrico brasileiro foi responsável por menos de 5% das emissões totais de CO₂ do Brasil, em 2010, a geração de eletricidade e calor responde por 25% das emissões globais CO₂e, no mesmo ano.

Apesar de se tratar de unidades distintas, a comparação entre as emissões de CO₂ e de CO₂e do setor energético brasileiro é possível uma vez que os processos de conversão que integram este setor emitem, essencialmente, CO₂ (IEA, 2017b). Assim, a diferença entre as emissões de CO₂ e CO₂e do setor tende a ser reduzida uma vez que o peso dos GEE diferentes do CO₂ no perfil de emissões do setor energético é bastante reduzido. A análise das emissões de CO₂ (347,9 milhões de t) e CO₂e (374,5 milhões de t) do setor energético brasileiro, com variação inferior a 8%, corrobora este entendimento (MCTI, 2016).

Ainda que a participação da geração de energia elétrica nas emissões totais de CO₂ do Brasil seja relativamente baixa quando comparada aos demais setores da economia, a observação do

⁴⁷ Acrônimo para o termo em inglês “*Intergovernmental Panel on Climate Change*”.

histórico do perfil brasileiro de emissões revela que esta proporção era ainda menor. No início dos anos 1990, por exemplo, a atividade de geração de energia elétrica correspondia, conforme ilustrado na Figura 11, a menos de 1% das emissões totais de CO₂.

Em termos absolutos, a quantidade de CO₂ oriunda do parque gerador elétrico em operação no Brasil tem aumentado sistematicamente nas últimas décadas. De acordo com MCTI (2016), entre 1990 e 2010, as emissões do setor passaram de cerca de 8,5 milhões de t para 36 milhões de t, configurando uma taxa de crescimento anual composta de 7,5%. Neste mesmo período, as emissões totais de CO₂ do Brasil foram reduzidas de cerca de 970 milhões de t para 740 milhões de t, particularmente em função do maior controle sobre o desmatamento e queimadas nos biomas Amazônia e Cerrado (MCTI, 2016). Estas dinâmicas opostas determinaram o ganho da relevância relativa das emissões do setor elétrico brasileiro (SEB).

Já entre 2010 e 2015, período não abrangido pelo inventário oficial de emissões de GEE, mas alvo de estimativas elaboradas pelo Observatório do Clima (2016), as emissões de CO₂ decorrentes da geração de energia elétrica aumentaram em ritmo superior ao que vinha sendo observado anteriormente e passaram a representar cerca de 10% das emissões totais brasileiras. Em termos absolutos, essa porcentagem equivale a 77,3 milhões de t de CO₂.

Os motivos que conduziram ao aumento das emissões de GEE do SEB são apresentados e analisados na próxima Seção.

Figura 11 – Emissões totais de CO₂ decorrentes de atividades de geração de energia elétrica no Brasil, entre 1990 e 2015 (estimativa)

Fonte: 1990 a 2010 - MCTI (2016); 2015 – estimativas do Observatório do Clima (2016).

4.4. O setor elétrico brasileiro

4.4.1. Caracterização

Historicamente, a matriz brasileira de geração de energia elétrica sempre contou com elevada participação de fontes renováveis – particularmente a hídrica - em sua estrutura. Durante o período compreendido entre meados da década de 1970 e final dos anos 1990, as usinas hidrelétricas (UHEs) foram responsáveis pela geração de mais de 90% da eletricidade consumida no Brasil (EPE, 2017a)⁴⁸.

No final dos anos 1990, o setor passou por reformas estruturais que visavam, entre outros objetivos, à desverticalização da sua estrutura organizacional, ao aumento de investimentos

⁴⁸ Ao se analisar os dados da matriz de energia elétrica, é relevante observar a distinção entre a participação das diferentes fontes em relação a duas bases: a capacidade instalada e geração de eletricidade em um determinado ano. Enquanto a capacidade instalada diz respeito à soma das potências disponibilizadas no conjunto de unidades geradoras de eletricidade, a geração de energia elétrica representa a energia efetivamente gerada em um dado período, que responde à lógica de despacho das unidades geradoras. O parque gerador de eletricidade do Brasil contava, no final de 2016, com cerca de 150 GW de potência instalada (ANEEL, 2017a).

privados e ao fomento à competição (FILHO *et al.*, 2001; SOUZA; SOARES, 2007). Apesar de surtir os efeitos desejados, as modificações institucionais culminaram, no curto prazo, na desarticulação do setor e, conseqüentemente, em perda momentânea da capacidade de planejamento da expansão da oferta (GOLDEMBERG; PRADO, 2003). Esta conjuntura, associada à ocorrência de secas que prejudicaram a produtividade das usinas hidrelétricas (SILVA; NETO; SEIFERT, 2016), concorreram para a instalação de uma crise de fornecimento de eletricidade. A partir deste período, iniciou-se um processo de transição caracterizado, em linhas gerais, pela diversificação da matriz elétrica e redução gradual da relevância da hidroeletricidade.

Desde a identificação dos primeiros indícios da necessidade de racionamento de energia elétrica (decretado, pelo governo federal, em julho de 2001), o incremento da capacidade de geração térmica a partir de fontes não-renováveis, em especial o gás natural, foi a medida eleita como principal pilar da estratégia de fortalecimento do sistema de fornecimento de eletricidade (KELMAN *et al.*, 2001). Entre 2000 e 2010 – no âmbito, em especial, do Plano Prioritário de Termelétricas (PPT) – a penetração desta fonte de geração na matriz elétrica aumentou de 1% para 7% (Figura 12). Informações detalhadas sobre o assunto podem ser obtidas em Filho *et al.* (2001), França (2007), Goldemberg e Prado (2003), Kelman *et al.* (2001) e Souza e Soares (2007).

Se, por um lado, a utilização de usinas térmicas movidas a gás natural caracterizou a resposta “imediata” ao desequilíbrio entre oferta e demanda pelo qual o setor elétrico passou, fontes renováveis passaram a receber estímulos específicos em um segundo momento. O Proinfa, criado pelo governo federal, em 2002, com o objetivo de incentivar a construção de pequenas centrais hidrelétricas, usinas eólicas e empreendimentos termelétricos a biomassa (ANEEL, 2015a), marcou o início do processo de inserção sistemática de FRV na matriz elétrica brasileira (FREITAS; KANEKO, 2011; PEREIRA, ENIO B. *et al.*, 2013). No entanto, a dificuldade de obtenção de financiamentos e a escassez na oferta de aerogeradores resultaram em atrasos na implantação dos projetos incentivados pelo Proinfa (DUTRA; SZKLO, 2008; SILVA, NEILTON FIDELIS DA *et al.*, 2013), de forma que o seu efeito sobre a geração eólica apenas passou a ser perceptível a partir de 2010 (Figura 12). Entre este ano e 2016, por exemplo, a penetração desta fonte na matriz saltou de menos de 1% para 6%.

Nos últimos anos, a participação da geração termelétrica a gás natural e outros combustíveis fósseis foi intensificada, conforme ilustrado na Figura 12. É possível observar, na mesma figura,

que este período também foi marcado pelo aumento da geração a partir de térmicas movidas a biomassa.

Figura 12 – Geração de eletricidade no Brasil nos anos 2000, 2010 e 2016

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de (EPE, 2017a).

Obs.: A categoria “Outras renováveis” é apresentada junto com a eólica por possuir representatividade muito limitada, inferior a 0,5%, da matriz elétrica. Para todos os efeitos, os valores apresentados na figura podem ser atribuídos inteiramente à energia eólica.

Em 2016, UHEs responderam por pouco mais de 65% da geração de energia elétrica no Brasil. Apesar de significativa, a atual participação de hidrelétricas na geração total de eletricidade é uma das menores já observada na história recente do setor elétrico (Figura 13) (EPE, 2017a). Ainda assim, este percentual projeta o Brasil no grupo dos países que geram a maior parte da eletricidade demandada a partir de aproveitamentos hidrelétricos, em conjunto com a Noruega, Venezuela e Canadá⁴⁹, por exemplo. Também é possível observar, na Figura 13, que, após o início dos anos 2000, quando o país passou, conforme apontado anteriormente, por uma crise de abastecimento de eletricidade, a hidroeletricidade não retornou ao patamar de participação na geração elétrica total anteriormente observada.

Por outro lado, usinas térmicas movidas a gás natural e outros combustíveis fósseis responderam por 17% da geração de eletricidade no Brasil, em 2016. Diferentemente da geração hidrelétrica, a participação destas fontes é a terceira maior já observada, inferior apenas às de 2014 e 2015, equivalentes a 24% e 23,5%, respectivamente.

⁴⁹ Noruega, Venezuela e Canadá geram, respectivamente, 96%, 67% e 60% da eletricidade a partir de usinas hidrelétricas (IEA, 2017b).

A Figura 13 também é útil para caracterizar a complementariedade existente entre usinas hidrelétricas e térmicas no Brasil. Esta relação é facilmente observada no período final da série histórica apresentada, quando cerca de quatro anos de hidrologia desfavorável, com redução da geração hidrelétrica e aumento da geração térmica, foram sucedidos por um ano de hidrologia favorável, em que a geração hidrelétrica voltou a crescer, reduzindo a utilização de usinas térmicas (SILVA; NETO; SEIFERT, 2016).

Por fim, usinas eólicas atingiram seu pico de representatividade na matriz elétrica em 2016 (6%), após sucessivos anos de crescimento contínuo estimulado, conforme apontado anteriormente, pelo Proinfa.

Figura 13 – Participação da geração hidrelétrica, térmica não-renovável e eólica na geração total de eletricidade no Brasil

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de (EPE, 2017a).

A descrição das modificações pelas quais a matriz elétrica vem passando nas últimas décadas faz-se necessária na medida em que contribui para elucidar a trajetória crescente de emissões de GEE do setor de geração de energia elétrica discutida na Seção anterior. Neste contexto, pode-se atribuir, ao menos em parte, o aumento das emissões totais de GEE no Brasil ao incremento da geração termelétrica a partir de combustíveis fósseis (em particular, no caso, o gás natural) e à redução da participação de geração energética com base em hidrelétricas na matriz. Na Seção

seguinte, discutem-se os motivos pelos quais usinas eólicas possuem um potencial limitado de mitigação de emissões de GEEs no setor elétrico.

O comportamento do fator médio anual de emissão de CO₂ do SEB, que aumentou de 0,03 tCO₂/MWh, em 2006, para 0,12 tCO₂/MWh, em 2015 (BRASIL, 2016), ilustra o impacto da geração termelétrica sobre as emissões de CO₂. Ainda assim, o fator de emissão de CO₂ do SEB permanece sensivelmente inferior ao dos observados em outros países. Por exemplo, o fator de emissão da geração de energia elétrica na China, Estados Unidos e Europa equivalem, respectivamente, a 0,97, 0,82 e 0,55 t CO₂/MWh (BRANDER *et al.*, 2011).

4.4.2. Expansão

Em termos de capacidade instalada, a EPE, órgão vinculado ao governo federal responsável, entre outras atividades, pelo planejamento da expansão da oferta de energia no Brasil, indica que, em cenário de referência projetado até 2026, usinas hidrelétricas⁵⁰ continuarão a perder participação na matriz elétrica e passarão a responder por 56% do total de cerca de 210 GW de potência instalada prevista para o final do cenário (EPE, 2017b). A contribuição de usinas térmicas movidas a gás natural não sofre alterações significativa e evolui, neste cenário, para 8%.

Diferentemente, as FRV, mais especificamente a eólica e a solar, mantém a tendência de crescimento descrita na Seção anterior e passam a corresponder por 13% e 5%, respectivamente, da eletricidade gerada no país (Tabela 11).

O destacado avanço das FRV, no entanto, implica em aumento de apenas 1% na penetração de fontes renováveis em geral (incluindo energia hídrica) na matriz elétrica (de 81%, em 2016, conforme indicado anteriormente, para 82%, em 2026), explicitando o fato de que o aumento da penetração das FRV ocorre, em grande parte, em detrimento de UHEs. O próprio conteúdo da NDC brasileira que, de um lado, prevê o crescimento da geração eólica, solar e a biomassa e, de outro lado, promove distinção entre hidrelétricas e estas tecnologias renováveis, é considerado um endosso da atual tendência de rejeição a hidrelétricas de uma forma geral (PSR, 2016).

Por fim, também é interessante notar que a penetração de FRV superará a capacidade instalada de usinas térmicas movidas a combustíveis fósseis (grupo composto por térmicas movidas

⁵⁰ Incluindo Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e a parcela da eletricidade gerada pela usina hidrelétrica binacional de Itaipu que é importada do Paraguai.

a óleo combustível, óleo diesel, gás natural e outros combustíveis menos representativos). Caso o aumento da participação das fontes eólica, solar e térmica a biomassa prevista no cenário estudado pela (EPE, 2017b) se concretize, a matriz elétrica contará, em 2026, com 26% de renováveis diferentes da fonte hídrica, ultrapassando (e antecipando) a meta da NDC brasileira de 23% de “renováveis (além da energia hídrica)” em 2030 (BRASIL, 2015).

Atualmente, a realização de leilões focados em eletricidade gerada a partir de parques eólicos e solares, associados à disponibilização de linhas de crédito específicas para estes empreendimentos, constitui os instrumentos utilizados pelo governo para promover a ampliação da participação de fontes renováveis na matriz elétrica (AQUILA *et al.*, 2017). O recém-lançamento do “Programa de Financiamento para Energia Sustentável”⁵¹, endereçado ao fomento de projetos de geração de eletricidade a partir de fontes renováveis e eficiência energética (BNDES, 2016), é um exemplo desta estratégia.

Tabela 11 – Conformação da matriz elétrica brasileira, em 2026, segundo cenário de referência desenvolvido pela EPE

Fonte de geração	Participação (%)
Hidrelétrica	56%
Eólica	13%
Biomassa	8%
Solar	5%
Nuclear	2%
Gás natural	8%
Outras térmicas	3%
Alternativas para ponta ¹	6%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de (EPE, 2017b).

¹ Pode contemplar usinas térmicas com ciclo aberto, usinas reversíveis, motorização adicional de hidrelétricas, baterias ou gerenciamento da demanda.

Apesar de o Brasil responder por, aproximadamente, 100 GW de potência instalada em hidrelétricas, ainda há um potencial estimado em 150 GW hidrelétrico não explorado (ELETROBRAS, 2015). Na Região Amazônica, onde grande parte deste potencial está concentrado, a implantação de hidrelétricas tem enfrentado crescentes dificuldades de viabilização

⁵¹ Com dotação orçamentária da ordem de US\$ 750 milhões, o “Programa de Financiamento para Energia Sustentável”, objetiva “financiar micro, pequenas e médias empresas no desenvolvimento de projetos sustentáveis e inovadores nas áreas energias renováveis e eficiência energética” (SENADO FEDERAL, 2017).

técnica e econômica, devido à existência de unidades de conservação e comunidades indígenas cada vez mais mobilizadas e sensíveis do ponto de vista socioambiental (LATRUBESSE *et al.*, 2017; PERES, 2005; PRADO *et al.*, 2016; SCHWARTZMAN; ZIMMERMAN, 2005). Por outro lado, a topografia da região é pouco favorável à formação de grandes reservatórios (SANTOS *et al.*, 2013). Adicionalmente, as extensas linhas de transmissão necessárias para conduzir a energia gerada nesta região até os grandes centros consumidores impõem dificuldades logísticas adicionais (INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2015; MANYARI; CARVALHO JR, 2007; ZURN *et al.*, 2017). Há, portanto, incertezas sobre a viabilidade de se desenvolver o potencial hidrelétrico da Amazônia.

O recente arquivamento do processo de licenciamento da UHE Tapajós (IBAMA, 2016) e a paralisação das obras da linha de transmissão entre Manaus e Boa Vista em função da resistência de povos indígenas ao empreendimento (SEVERIANO, 2017), refletem as dificuldades de licenciamento ambiental de empreendimentos na região.

Em síntese, o processo de transição da matriz elétrica, que migra de um modelo predominantemente hídrico para um modelo hidrotérmico (ou termo-hídrico) com elevada penetração de fontes renováveis variáveis, está associado, de modo geral, a três aspectos inter-relacionados: 1) a gradual exaustão dos potenciais hídricos mais atrativos do ponto de vista de custo de geração nas regiões próximas aos principais centros de carga; 2) a crescente dificuldade de viabilização, do ponto de vista socioambiental, de UHEs com reservatórios; e 3) o planejamento da expansão da oferta com grande foco em fontes renováveis variáveis, em especial a eólica (IEA, 2013; NOGUEIRA *et al.*, 2014; PRADO *et al.*, 2016; SANTOS *et al.*, 2013).

As transformações pelas quais o setor vem passando, no entanto, tendem a implicar em uma redução apenas parcial da participação das hidrelétricas na geração de eletricidade total. Comparado com outros países, o Brasil, provavelmente, há de continuar a apresentar uma das matrizes de geração elétrica com maior participação desta fonte, apesar dos fenômenos – discutidos nos três parágrafos anteriores – que contribuem para a diminuição da inserção de hidroeletricidade no país. Neste sentido, o regime hidrológico seguirá constituindo um elemento com influência sobre a geração de eletricidade do país (MENDES; BELUCO; CANALES, 2017) e, consequentemente, no que se refere às emissões de GEE inerentes ao setor elétrico.

Na prática, é razoável assumir que as emissões de GEE relacionadas à eletricidade passarão a apresentar maior volatilidade, uma vez que, cada vez mais, o acionamento de usinas térmicas

movidas a combustíveis fósseis responderá de forma direta ao regime de operação das fontes de geração variável em decorrência da redução da capacidade de armazenamento de energia em reservatórios.

4.5. Desafios operacionais associados à expansão das FRV e perspectivas de emissões

Apesar da tendência de crescimento da participação de FRV na matriz elétrica (e da manutenção da penetração de fontes renováveis em um sentido amplo, ou seja, incluindo as hidrelétricas), projeções sobre a evolução das emissões de GEE do setor elétrico indicam que, em determinados cenários, o aumento verificado na intensidade de carbono da eletricidade gerada no país, descrito na Seção 4.3, pode, nos próximos anos, continuar ocorrendo (EPE, 2017b). A observação do caráter variável das principais fontes renováveis de geração de eletricidade que vêm sendo adotadas no Brasil (com exceção das usinas térmicas movidas a biomassa) contribui para elucidar a relação entre o processo de transição do setor elétrico (iniciado, conforme discutido na Seção anterior, a partir do início da década de 2010, e com tendência de prosseguir até 2030⁵²) e seus efeitos sobre as emissões de GEE.

Usinas eólicas, solares e hidrelétricas a fio d'água (ou seja, que não possuem reservatórios de acumulação) operam apenas nos momentos em que há disponibilidade do recurso natural primário que, via conversão energética, há de gerar eletricidade (COCHRAN *et al.*, 2015). A dependência de fatores climáticos alheios ao controle dos operadores do sistema elétrico caracteriza a variabilidade de geração destas fontes renováveis (DROUINEAU *et al.*, 2015; MA *et al.*, 2013). Portanto, do ponto de vista de planejamento e operação do sistema elétrico brasileiro, é fundamental considerar que as fontes variáveis, com maiores perspectivas de crescimento nos próximos dez anos, tendência expressa inclusive na NDC brasileira, nem sempre são passíveis de gerar eletricidade no momento em que a demanda do sistema impõe tal necessidade.

A fim de se garantir o atendimento da demanda por eletricidade, o aumento da participação de usinas eólicas na matriz de geração deve ser acompanhado, necessariamente, pelo aumento da capacidade de geração a partir de usinas flexíveis com despacho programável, como é o caso de UHEs com reservatório ou turbinas a gás (DROUINEAU; MAÏZI; MAZAUIC, 2014; ESMAP,

⁵² Prazo final para o atendimento dos compromissos expressos na iNDC.

2015; FRANÇOIS et al., 2014). Neste caso, essas usinas atuam como *back up* das FRV tanto em uma perspectiva diária como sazonal.

No entanto, as crescentes dificuldades de construção de hidrelétricas com reservatórios de acumulação têm provocado consequências estruturais sobre o setor elétrico. Conforme ilustrado na Figura 14, a relação entre a capacidade de armazenamento de energia em reservatórios de hidrelétricas e a carga do sistema elétrico tem sido sistematicamente reduzida desde o início dos anos 2000.

Figura 14 – Estimativas de evolução da Energia Armazenada Máxima relativo à Carga (EArm_{máx}/Carga)

Fonte: Elaboração própria a partir de ONS (2017).

Obs.: EArm_{máx}/Carga = razão entre a energia armazenada máxima em reservatórios e a carga no SIN.

A redução da capacidade de armazenamento de energia em reservatórios compromete a possibilidade de complementação ou regularização da geração variável das usinas eólicas. Este efeito é mais contundente nos períodos secos, quando os níveis dos reservatórios atingem seus valores mínimos. Em relação a perspectivas para o setor, Dantas et al. (2017) apontam para a continuidade deste processo nos próximos anos.

Com aumento da penetração de FRV, especialmente a eólica, no setor elétrico, e face à gradual perda de capacidade de complementaridade das usinas hidrelétricas, a utilização de usinas térmicas a gás natural com despacho flexível se coloca como alternativa para garantir a normalidade dos parâmetros operacionais do sistema e a segurança energética dos consumidores finais (NOGUEIRA, *et al.*, 2014; PSR, 2016). Embora usinas hidrelétricas reversíveis e sistemas de armazenamento de eletricidade a base de baterias também possuam as características necessárias para lidar com variabilidade da geração renovável discutida neste trabalho, estas alternativas apresentam limitações relacionadas a potenciais de geração e custos operacionais que as tornam, diante do atual estágio de desenvolvimento tecnológico, impróprias para ser empregadas em larga escala no Brasil.

A opção termelétrica, no entanto, determina fatores de emissão de GEE do setor elétrico mais altos (PRADO *et al.*, 2016). Faria e Jaramillo (2017), trabalhando com cenários de desenvolvimento da matriz elétrica brasileira indicam que, de fato, nas hipóteses em que usinas hidrelétricas são preteridas por usinas eólicas, é observado aumento das emissões de GEE do setor em função da necessidade de despacho termelétrico complementar⁵³.

Nos últimos anos, o modelo de desenvolvimento da matriz elétrica adotado pela Alemanha tem suscitado discussões análogas sobre alternativas de complementação de FRV e emissões de GEE no setor elétrico. Após o acidente que culminou na fusão dos reatores da usina nuclear de Fukushima, no Japão, a Alemanha optou, em 2011, pelo gradual descomissionamento de suas usinas nucleares até 2022 (JOAS *et al.*, 2016). Paralelamente, tem-se observado a expansão da geração a partir de FRV, em especial a eólica, processo que se iniciou antes mesmo da decisão de abandono da energia nuclear (FISCHER *et al.*, 2016). No entanto, a *Energiewende* (transição energética), nome dado ao conjunto de medidas de visam à redução da intensidade de carbono do setor energético alemão (SCHMID; KNOPF; PECHAN, 2016), produziu um efeito não antecipado nas emissões de GEE do setor elétrico do país.

⁵³ Adicionalmente, sistemas elétricos com alta penetração de geração variável, em momentos de baixa demanda, ou quando há restrições na capacidade de transmissão de eletricidade, correm o risco de estarem sujeitos a *curtailment* (ou “corte de geração”), fenômeno caracterizado pela redução, tipicamente de forma involuntária, da produção de um gerador em uma situação em que ele poderia estar gerando mais eletricidade dado os recursos disponíveis no momento (BIRD; COCHRAN; WANG, 2014). A recorrência do *curtailment*, além de prejudicar os fundamentos econômico-financeiros dos projetos de geração, torna as tecnologias renováveis menos eficazes como estratégia de abatimento de emissões do setor elétrico (IEA, 2016b).

Em função redução da geração de base (uma vez que as usinas nucleares elas se encontram em processo de descomissionamento) e diante da crescente necessidade de regularizar a geração das FRV, o país tem utilizado usinas térmicas a carvão e lignito como principal opção de despacho de base e complementar⁵⁴. Dado que estes combustíveis, diferentemente daquele utilizado em usinas nucleares, consideradas “limpas” em termos de emissões de GEE, apresentam altos níveis de emissão de CO₂, o setor elétrico não tem apresentado a melhoria de desempenho ambiental esperada. Entre 2010 e 2012, por exemplo, apesar do incremento, de cerca de 30%, na geração a partir de FRV, as emissões de plantas térmicas aumentaram quase 4% (GROSSI; HEIM; WATERSON, 2017). Comportamento semelhante foi observado no período 2011-2013 (RENN; MARSHALL, 2016). Apesar de haver autores que apontem que, no médio e longo prazo, as emissões do setor podem apresentar redução (REHNER; MCCAULEY, 2016), não há consenso de que as metas de emissões da política da *Energiewende* serão atingidas caso o programa não passe por revisões focadas no ritmo de expansão das FRV (QUITZOW *et al.*, 2016; THE ECONOMIST, 2016).

No paralelo traçado, a opção, no Brasil, pela restrição ao crescimento da capacidade instalada de UHEs com reservatórios em favor de FRV, pode ser considerada, guardadas as particularidades de cada fonte, análoga, no contexto alemão, ao descomissionamento das usinas nucleares em um momento de crescimento da penetração de FRV. Em ambos os casos, a redução da capacidade de geração de base e de complementação das FRV a partir de fontes pouco⁵⁵ ou nada intensivas em carbono vem sendo compensada pelo despacho de usinas térmicas movidas a combustíveis fósseis. Além do impacto negativo sobre o fator de emissão de GEE dos sistemas elétricos, conforme apontado anteriormente, o aumento da tarifa paga pelo consumidor final também vem sendo apontado como consequência do modelo de desenvolvimento atual das matrizes elétricas alemã e brasileira (GROSSI; HEIM; WATERSON, 2017; PSR, 2016).

4.6. Conclusões

⁵⁴ Apesar de serem menos poluentes, térmicas a gás natural, cujo custo de operação é comparativamente superior, são preteridas em função do mecanismo de despacho por ordem de mérito (GROSSI; HEIM; WATERSON, 2017).

⁵⁵ Embora também apresentem emissões de GEE, particularmente em decorrência da decomposição de matéria orgânica presente na área do reservatório em ambiente anaeróbico, usinas hidrelétricas possuem fator de emissão (CO₂ / por unidade de energia gerada), via de regra, sensivelmente inferior ao de UTEs (SANTOS, MARCO AURÉLIO *et al.*, 2017).

Os compromissos climáticos internacionais assumidos pelo Brasil impõem ao país o desafio de compatibilizar o incremento da participação de FRV na matriz de geração elétrica com o atendimento aos critérios de segurança de fornecimento no médio e longo prazo e a manutenção do baixo nível de emissão de GEE do seu setor elétrico (quando comparado ao de outros países).

A crescente dificuldade de viabilização de hidrelétricas com reservatórios confere grande complexidade à busca pelo equilíbrio entre estas três variáveis. Apesar de o país ainda contar com uma relevante capacidade de geração instalada em UHEs, a relação entre a energia potencialmente armazenada por essas usinas e a carga demandada pelo sistema vem caindo sistematicamente nos últimos anos.

Se o sistema elétrico necessita, cada vez mais, de flexibilidade de despacho para complementação da crescente inserção de FRV, a diminuição relativa da capacidade de armazenamento de energia em reservatórios deve ser compensada pelo aumento da capacidade instalada de outro tipo de fonte que atenda a esses critérios de flexibilidade operacional. Conforme discutido, usinas térmicas movidas a gás natural são, hoje, a principal alternativa para atender a esta necessidade. Como consequência, o cenário que se desenha para o setor elétrico aponta para intensificação das emissões de GEE. O conteúdo da NDC brasileira, portanto, indica que este efeito parece não estar completamente mapeado e compreendido por diversos agentes engajados na definição de estratégias para o seu cumprimento.

As análises apresentadas neste trabalho têm o objetivo de evidenciar a relação entre o modelo adotado para nortear a expansão da geração elétrica e seus efeitos sobre as emissões de GEE do setor elétrico. Neste sentido, não se busca promover uma determinada tecnologia de geração em detrimento de outra.

Todas as fontes de energia com as quais se pode contar no Brasil aportam atributos importantes para a matriz elétrica e devem ser valorizadas por suas contribuições do ponto de vista de operação do sistema. Como exemplo, no dia 11 de outubro de 2016, a geração eólica respondeu por 48% da carga média diária do subsistema Nordeste. Essa diversidade de fontes foi essencial para o atendimento do consumidor da Região Nordeste do país em um momento de vazões naturais muito abaixo das médias históricas e de níveis de armazenamento reduzidos nos reservatórios hidrelétricos. De acordo com ONS (2016), fazendo referência a este evento específico, “*esta situação extremamente desfavorável só não se transformou em uma ameaça para o abastecimento*

energético porque a região Nordeste passou por uma mudança em seu perfil de geração nos últimos anos, com a instalação de usinas termelétricas e parques geradores eólicos”.

Neste sentido, reconhece-se que a conformação da matriz precisa ser planejada de forma a otimizar seus diferentes atributos. E quando se trata de política nacional de emissões de GEE, a equação se torna ainda mais complexa em função das escolhas e *tradeoffs* discutidos ao longo deste documento. Esta deve ser uma discussão técnica, ambiental e econômica.

Feitas estas ressalvas, e considerando que o aumento da penetração de FRV requer aumento de fontes despacháveis sob demanda (que, no atual contexto brasileiro, emitem quantidades não desprezíveis de GEE por, tipicamente, envolverem acionamento de usinas térmicas movidas a combustíveis fósseis), a contribuição do setor elétrico para redução das emissões tende a ser muito menor do que a desejada.

Consequentemente, a redução líquida das emissões de GEE pelo Brasil, meta principal da NDC do país, deverá ser cumprida a partir de ações concentradas em outros setores da economia. Aliás, há de se reconhecer que a participação da geração de eletricidade nas emissões de GEE do Brasil indica que o setor elétrico possui relevância limitada para os esforços de abatimento de emissões do país.

Atividades econômicas e/ou setores como transporte, agricultura, uso da terra e indústria, diante da intensidade de carbono que apresentam, em princípio, são aquelas com maior potencial de contribuição para o alcance da meta de redução de emissões de GEE. Esta flexibilidade é possível devido ao fato de que a meta de redução de emissões estabelecida na NDC não está vinculada a setores específicos da economia.

No entanto, é importante mencionar que as, tipicamente, pouco expressivas emissões de GEE inerentes ao setor elétrico frente às correlatas emissões de outros países e a outros setores econômicos do país não devem ser entendidas como um sinal para que o modelo de expansão da matriz elétrica brasileira seja excluído das agendas de discussão das políticas climáticas voltadas ao cumprimento dos compromissos internacionais assumidos pelo Brasil.

5. AVALIAÇÃO DA COMPOSIÇÃO DOS CUSTOS SOCIOAMBIENTAIS DE USINAS HIDRELÉTRICAS⁵⁶

5.1. Introdução

O setor elétrico brasileiro, mais especificamente o seu segmento de geração, estruturou-se a partir da construção de UHEs (GOMES *et al.*, 2002). Até os anos 1990, por exemplo, a participação mínima de UHEs na geração total de eletricidade correspondeu a impressionantes 88% (EPE, 2017a), ilustrando a relevância histórica desta fonte de geração para o país.

Recentemente, um processo de gradual diversificação das fontes de geração da matriz, com redução da representatividade da hidroeletricidade⁵⁷ e aumento da penetração de fontes renováveis variáveis (FRV), em especial a eólica, vem sendo observado (IEA, 2013; NOGUEIRA *et al.*, 2014; JONG *et al.*, 2016). Ainda assim, UHEs hão de figurar, no médio prazo, como principais fontes de geração de eletricidade do Brasil (EPE, 2017b). Por exemplo, é esperado que, até 2026, 15 novos aproveitamentos acrescentem cerca de 3000 MW à matriz elétrica, configurando um cenário em que UHEs responderão por pouco mais de 55% de toda a capacidade instalada do setor elétrico brasileiro (EPE, 2017b). Ademais, UHEs com reservatórios (assim como usinas térmicas) estão se tornando cada vez mais relevantes em termos de segurança operacional do sistema elétrico dado a sua capacidade de regularizar a crescente geração intermitente das fontes renováveis variáveis (FRV) (DROUINEAU; MAÏZI; MAZAURIC, 2014; FRANÇOIS *et al.*, 2014).

Assim como qualquer atividade efetiva ou potencialmente poluidora, a construção e operação de UHEs, no Brasil e na grande maioria dos países do mundo, deve ser precedida de um processo de avaliação de impacto ambiental⁵⁸ (CONAMA, 1997; BANCO MUNDIAL, 2012; LEITE, 2013). Desde a instituição da sua obrigatoriedade, no início da década de 1980 (IBAMA, 1995), o licenciamento ambiental - processo no âmbito do qual a avaliação de impacto ambiental ocorre - de projetos de infraestrutura do setor elétrico tem se tornado, gradativamente, mais abrangente e robusto à medida que diferentes instrumentos legais vêm complementando a sua estrutura (SOITO;

⁵⁶ Uma versão anterior deste trabalho foi publicada no formato de *White Paper* (INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2017b).

⁵⁷ Em 2016, a penetração de UHEs na matriz elétrica já correspondia a 66% (EPE, 2017a).

⁵⁸ A Avaliação de Impacto Ambiental (AIA) pode ser definida como uma série de procedimentos legais, institucionais e técnico-científicos, com o objetivo caracterizar e identificar impactos potenciais na instalação futura de um empreendimento, ou seja, estimar a magnitude e a importância destes impactos (BITAR; ORTEGA, 1998).

FREITAS, 2011). Este processo ocorreu com maior ênfase sobre UHEs, que, dentre as tecnologias de geração de eletricidade que compõem a matriz elétrica brasileira, é aquela cujo licenciamento ambiental se tornou mais complexo e rígido com o passar do tempo, devido à complexidade e magnitude das interferências causadas por ela sobre os meios biótico, físico e socioeconômico (ALVES; UTURBEY, 2010).

No entanto, apesar do longo histórico brasileiro de utilização do potencial hidráulico para a geração de eletricidade, que resultou na construção de cerca de 650 aproveitamentos hidrelétricos⁵⁹ até o momento da redação final do presente trabalho (ANEEL, 2017a), mesmo face à evolução da legislação ambiental, o desempenho ambiental de UHEs permanece sendo alvo de intenso questionamento por parte dos atores envolvidos nos correlatos processos de implantação destes empreendimentos. De modo geral, considera-se que os impactos socioambientais negativos associados a estes empreendimentos não têm recebido tratamento adequado (HOCHSTETLER, 2011; SCABIN; JUNIOR; CRUZ, 2014). Tais impactos dizem respeito, principalmente, ao deslocamento de pessoas (PASE *et al.*, 2016; ROQUETTI; MORETTO; PULICE, 2016), perda de biodiversidade (LEES *et al.*, 2016; RITTER *et al.*, 2017), interferência com os modos de vida de povos tradicionais (FEARNSIDE, 2015; JAICHAND; SAMPAIO, 2013), alteração dos parâmetros físico-químicos dos cursos d'água (LATRUBESSE *et al.*, 2017; MANYARI; CARVALHO JR, 2007) e incidência de parasitoses tropicais sobre moradores de áreas afetadas (HUNTER; REY; SCOTT, 1982; RODRIGUES, 2011).

Portanto, a observação da atual conjuntura do setor elétrico revela uma situação paradoxal, no âmbito da qual o aumento da rigidez do arcabouço regulatório ambiental, observado nas últimas décadas, não tem proporcionado um ambiente institucional propício à discussão da viabilidade de UHEs livre de litígios e insatisfação generalizada. Como resultado, a implantação de UHEs tem se mostrado cada vez mais imprevisível e judicializada (BANCO MUNDIAL, 2008; PEREIRA *et al.*, 2012; IEA, 2013; NOGUEIRA *et al.*, 2014; SCABIN; JUNIOR; CRUZ, 2014).

Diante do reconhecimento da relevância de UHEs para a expansão da oferta de eletricidade no Brasil e a segurança operacional do sistema elétrico, e considerando a percepção de que os impactos socioambientais destes empreendimentos não são adequadamente tratados, alternativas para o aprimoramento do processo de inserção de UHEs no parque gerador de eletricidade

⁵⁹ Incluindo UHEs e pequenas centrais hidrelétricas (PCHs).

brasileiro têm sido avaliadas. Normalmente, estudos com este intuito têm seu foco voltado para o licenciamento ambiental (ANDRADE; SANTOS, 2015; HOCHSTETLER, 2011; NASCIMENTO; FONSECA, 2017; PIAGENTINI; BENASSI; PENTEADO, 2014; RITTER *et al.*, 2017; SANTOS, 2017; SCABIN; JUNIOR; CRUZ, 2014; VERONEZ; MONTAÑO, 2017). Embora gerem contribuições relevantes para o debate, especialmente em termos de identificação de oportunidades de melhorias processuais, estes estudos adotam abordagens essencialmente qualitativas, que, eventualmente, não transparecem com precisão a dimensão da temática ambiental para o setor elétrico.

Por outro lado, existem abordagens complementares, porém menos exploradas, baseadas na análise dos custos socioambientais de UHEs (*e.g.* EPE, 2005; BANCO MUNDIAL, 2008; PIRES *et al.*, 2010). Parte integrante do “Orçamento Padrão Eletrobras” (OPE), desde o início da década de 1990 (COMASE, 1994), os custos socioambientais refletem a complexidade e a amplitude das medidas necessárias para prevenir, mitigar e compensar os impactos decorrentes da implantação e operação de projetos do setor elétrico. Uma vez que estas medidas são definidas no âmbito do licenciamento ambiental, os seus custos de execução constituem um indicador quantitativo do desafio envolvido no atendimento das demandas dos órgãos ambientais no momento em que as UHEs estão sendo planejadas.

Neste sentido, a avaliação da composição dos custos socioambientais e da sua evolução ao longo do tempo pode contribuir com uma perspectiva adicional para a elucidação das causas pelas quais a avaliação da viabilidade socioambiental⁶⁰, apesar do seu gradativo avanço em termos qualitativos, permanece sendo um dos principais gargalos para a construção de empreendimentos de geração de eletricidade, em especial de UHEs.

No entanto, os estudos sobre custos socioambientais de UHEs disponíveis na literatura fornecem apenas um retrato da situação no momento em que os mesmos foram elaborados, o que tende a impedir que se discutam tendências e que se tracem paralelos entre as modificações pelas quais o licenciamento ambiental passou nas últimas décadas e os investimentos com medidas preventivas, mitigadoras e compensatórias socioambientais. Com o intuito de complementar as informações existentes sobre os custos socioambientais de UHEs no Brasil, as análises

⁶⁰ O termo “avaliação da viabilidade socioambiental” diz respeito, neste trabalho, aos diferentes procedimentos formalmente estabelecidos com o intuito de avaliar a interferência de projetos de elevado potencial poluidor sobre os meios físico, biótico e socioeconômico, tais como o Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e a Avaliação de Impacto Ambiental (AIA).

apresentadas no presente trabalho buscam atender a dois objetivos principais: 1) discutir a evolução dos custos socioambientais de UHEs ao longo das últimas décadas; e 2) avaliar a ferramenta de orçamentação de custos socioambientais utilizadas durante o planejamento de UHEs.

O conteúdo deste trabalho está dividido em quatro itens, além desta Introdução. Na Seção 5.2 é apresentado um panorama histórico do tratamento da questão ambiental no âmbito do setor elétrico. Na Seção 5.3, descreve-se a metodologia empregada no estudo. Na Seção 5.4, os resultados das análises elaboradas são apresentados e discutidos. Finalmente, na Seção 5.5, apresentam-se as conclusões do trabalho.

5.2. Histórico do tratamento dos custos socioambientais no setor elétrico

5.2.1. Contexto geral

A preservação do meio ambiente passou a integrar as discussões sobre temas econômicos à medida que a sustentabilidade foi reconhecida como um valor relevante para a sociedade. O conceito de sustentabilidade, por sua vez, ficou amplamente conhecido no mundo a partir da publicação do documento intitulado “*Our Common Future*”⁶¹, em 1987, que definiu o desenvolvimento sustentável como “o desenvolvimento que satisfaz as necessidades presentes sem comprometer a capacidade das gerações futuras de suprir suas próprias necessidades” (BRUNDTLAND, 1987).

Desde então, o conceito de sustentabilidade vem sendo amplamente discutido e adequado aos diferentes contextos aos quais ele é aplicado. Globalmente, o debate sobre o tema gerou “uma nova percepção das organizações que, atreladas às restrições legais, começam a elaborar novas estratégias organizacionais” (ALMEIDA,; CÂMARA, 2013). Na prática, este fenômeno acarretou a intensificação da adoção de medidas de controle dos impactos socioambientais⁶² inerentes às atividades empresariais e a consequente incorporação dos custos destas medidas no valor final de seus produtos e serviços.

⁶¹ Também conhecido como “Relatório Brundtland”.

⁶² Apesar de o termo “impactos socioeconômicos e ambientais” refletir mais precisamente a natureza dos impactos decorrentes da implantação de empreendimentos elétricos, “impactos socioambientais” é o termo mais comumente utilizado no setor.

Paralelamente, no início da década de 1980, a Lei 6.938 instituiu a Política Nacional de Meio Ambiente, que estabeleceu a obrigatoriedade do licenciamento ambiental de atividades “potencialmente poluidoras ou utilizadoras de recursos naturais” no Brasil (FUCHS, 2016). A partir desta lei, a avaliação de impactos passou a fazer parte do ordenamento jurídico do país, implicando a necessidade de adequação do processo de implementação dos empreendimentos alcançados por ela (MILARÉ, 2006).

Em resumo, a internalização dos conceitos fundamentais da sustentabilidade nas práticas empresariais, aliada à necessidade de atendimento dos requisitos impostos pelo licenciamento ambiental, causou transformações no ambiente de negócios do Brasil. No âmbito do setor elétrico, mais especificamente nos segmentos de geração e transmissão, as respostas às demandas socioambientais surgidas no período se traduziram, em um primeiro momento, na criação de fóruns para debater os impactos decorrentes das atividades setoriais e propor alternativas para mitigá-los e/ou compensá-los.

O primeiro resultado da “mudança cultural” pela qual o setor elétrico passou, neste contexto, se materializou em 1986, ano em que foi elaborado o “Manual de Estudos de Efeitos Ambientais dos Sistemas Elétricos”. De forma geral, este manual uniformizou as diretrizes para elaboração dos estudos de impacto ambiental de UHEs e UTEs diante do que estabelecia a Resolução 001/86⁶³ do Conselho Nacional do Meio Ambiente (Conama) (MENKES, 2004).

No mesmo ano, foi criado, na Eletrobras, o Comitê Consultivo de Meio Ambiente (CCMA), cuja função era aconselhar a diretoria executiva da empresa sobre temas socioambientais. Neste período a Eletrobras propôs o “Plano Diretor para Proteção e Melhoria do Meio Ambiente nas Obras e Serviços do Setor Elétrico” (I PDMA), que configurou o marco inicial do processo de produção de uma política ambiental para o setor elétrico.

Em 1988, o Comitê Coordenador de Atividades de Meio Ambiente do Setor Elétrico (Comase) foi instituído para assessorar o Grupo Coordenador de Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS)⁶⁴. Dentre as funções do Comase, destacava-se a inclusão das questões ambientais nos planos de expansão do setor elétrico (MENKES, 2004; EPE, 2005).

⁶³ Resolução que dispõe sobre os critérios e diretrizes para a avaliação de impacto ambiental de “atividades modificadoras do meio ambiente”.

⁶⁴ O GCPS era o organismo responsável pela previsão de evolução da demanda e planejamento da expansão da oferta de energia elétrica (ELETROBRAS, 1991).

Apesar destas iniciativas, os impactos decorrentes dos empreendimentos elétricos somente passaram a ser efetivamente tratados como uma política ambiental estruturada a partir da elaboração do II Plano Diretor de Meio Ambiente do Setor Elétrico (II PDMA), publicado, em dois volumes, em 1991 e em 1993 (ELETROBRAS, 1991, 2017). Entre outros aspectos, o II PDMA apresenta e discute alternativas para se promover o tratamento adequado das demandas socioambientais no âmbito do planejamento do setor elétrico (ELETROBRAS, 1991).

Os debates sobre os impactos da infraestrutura de geração e transmissão de eletricidade que sucederam a criação dos diferentes fóruns socioambientais resultaram na incorporação permanente desta temática à estrutura de planejamento do setor. Dentre as consequências deste processo, tornou-se necessário o desenvolvimento de ferramentas orçamentárias e contábeis - ou a adaptação daquelas já existentes - capazes de abranger os crescentes custos decorrentes de ações de prevenção, mitigação e compensação de impactos socioambientais dos empreendimentos.

Para atender a esta demanda, a experiência adquirida a partir das iniciativas descritas anteriormente passou a ser alvo de análises que buscavam a sua consolidação. A partir de então, os custos socioambientais passaram a receber tratamento formal e foram classificados de acordo com a sua natureza. O trabalho pioneiro sobre o tema no setor elétrico, elaborado pelo Comase (1993), agrupou os custos socioambientais em seis categorias:

- Custos de controle: custos para prevenir impactos;
- Custos de mitigação: custos para reduzir as consequências dos impactos;
- Custos de compensação: custos para compensar impactos;
- Custos de monitoramento: custos para avaliar e acompanhar os impactos;
- Custos institucionais: custos burocráticos;
- Custo de degradação: custos de externalidades e impactos residuais⁶⁵

Essa proposta constituiu a base para a elaboração do “Referencial para Orçamentação dos Programas Socioambientais” (COMASE, 1994), que complementou a estrutura do OPE de forma a torná-la propícia à orçamentação de custos socioambientais na fase de viabilidade dos projetos, conforme detalhado na próxima Seção.

⁶⁵ Apesar de formalmente descrito, os custos de degradação dizem respeito a aspectos muitas vezes intangíveis e, por isso, não costumam integrar os mecanismos de orçamentação de custos socioambientais no setor elétrico.

Em 1999, o GCPS foi substituído pelo Comitê Coordenador do Planejamento do Setor Elétrico (CCPE). O CCPE possuía em sua estrutura seis comitês técnicos, dentre os quais o "Comitê Técnico para Estudos Socioambientais" (CTSA), especificamente designado para discutir os aspectos socioambientais do setor (EPE, 2005; FIORILLO; MORITA; FERREIRA, 2011).

Poucos anos após a sua criação, o CCPE foi extinto em função da criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2005). Criada com a finalidade de *“prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética (...)”*⁶⁶, a EPE passou a concentrar, entre outras responsabilidades, as antigas atividades do CCPE, incluindo aquelas referentes ao CTSA.

A relevância da transformação, do ponto de vista da capacidade de gestão de aspectos socioambientais, pela qual o setor elétrico passou no período é melhor percebida ao se constatar que, até o início do processo descrito nesta Seção, os empreendedores não dispunham de nenhuma ferramenta institucional de identificação e tratamento de impactos decorrentes de suas atividades⁶⁷. A inexistência de mecanismos desta natureza no âmbito dos sistemas de gestão das empresas do setor elétrico até meados da década de 1980 materializa o avanço do espaço ocupado pela sustentabilidade na estratégia do setor a partir de então.

5.2.2. O Orçamento Padrão Eletrobras (OPE)

O OPE foi desenvolvido na década de 1970, período em que o setor elétrico era predominantemente operado por empresas estatais. Sua principal função era sistematizar os orçamentos das obras de UHEs, UTEs e linhas de transmissão que estruturaram os segmentos de geração e transmissão do país, respondendo a um planejamento centralizado. Na prática, os governos federais e estaduais identificavam a necessidade de implantação destes empreendimentos e as empresas estatais atuantes na região os implantavam. Apenas na década de 1990, o “Referencial para Orçamentação dos Programas Socioambientais” (COMASE, 1994) – designado, a partir deste momento, apenas como “Referencial” – foi elaborado para permitir que o

⁶⁶ A criação da EPE se deu sob a égide da Lei 10.847 de 15 de março de 2004.

⁶⁷ Até a década de 1980, as atividades do setor elétrico voltadas para prevenir, mitigar e compensar os impactos ambientais restringiam-se à conservação da ictiofauna (e.g. produção e soltura de alevinos; escada para peixes) e reflorestamento das margens de reservatórios de UHEs.

planejamento e controle dos custos decorrentes das atividades de gestão dos impactos socioambientais de projetos de geração e transmissão de eletricidade fossem incorporados ao OPE.

Em linhas gerais, o OPE é composto por uma estrutura de orçamento das despesas previstas durante a implantação dos empreendimentos para os quais ele era aplicado (ou seja, UHEs, UTEs e linhas de transmissão). Cada categoria de gasto é lançada em uma “Conta” específica que por sua vez, é composta por diferentes rubricas⁶⁸.

No início de sua implantação, o OPE abrangia, majoritariamente, os custos relacionados às obras de engenharia dos empreendimentos. Na sua estrutura original, os custos associados aos impactos de UHEs estavam restritos, na sua totalidade, à “Conta 12 - Reservatórios, Barragens e Adutoras”, mais precisamente no subitem “Impactos Ecológicos”. No entanto, o espaço reservado ao tema passou a ser considerado insuficiente face à crescente necessidade de adoção de medidas de controle dos impactos socioambientais inerentes a estes empreendimentos.

Em função disto, a estrutura de orçamentação de custos socioambientais proposta no Referencial (COMASE, 1994) ampliou as possibilidades de detalhamento dos custos socioambientais diretos a partir da revisão da estrutura da “Conta 10 – Terrenos e Servidões”. Esta conta passou a ser chamada de “Terrenos, Relocações e Outras Ações Socioambientais” e deixou de abranger exclusivamente os gastos relacionados a compra de terrenos e relocações de estruturas. Além de modificar a estrutura da Conta 10, o trabalho elaborado pelo Comase atribuiu à “Conta 17 - Custos Indiretos” a incorporação dos custos socioambientais indiretos de UHEs. Em linhas gerais, as modificações propostas pelo Referencial alteraram o OPE de forma que ele passasse a incorporar os custos socioambientais diretos (relativos a programas de prevenção, mitigação e compensação de impactos e custos administrativos⁶⁹) e indiretos (contratação de estudos ambientais) dos empreendimentos do setor elétrico.

A metodologia adotada para tratar dos custos diretos contou com três etapas (COMASE, 1994). Inicialmente, sistematizaram-se os impactos negativos decorrentes da instalação dos empreendimentos abrangidos pelos OPEs. Em seguida, foram definidos os programas socioambientais considerados adequados ou necessários para prevenir, mitigar e compensar os impactos anteriormente identificados. Para isto, agruparam-se os diferentes tipos de interferência

⁶⁸ Por exemplo, a “Conta 12” do OPE de UHEs abrange especificamente os custos associados a barragens e adutoras.

⁶⁹ Despesas administrativas decorrentes do processo de avaliação da viabilidade ambiental dos empreendimentos junto aos órgãos ambientais competentes.

de acordo com a dimensão ambiental potencialmente afetada (*e.g.* recursos hídricos, clima local, fauna e flora aquática etc.) e então definiram-se as fases do processo de implementação dos projetos em que eles ocorriam⁷⁰ e as medidas preventivas, mitigadoras e compensatórias cabíveis para cada um deles. A partir destas informações, os custos envolvidos na implementação dos programas compostos pelas medidas levantadas puderam ser distribuídos ao longo das estruturas de custos que formavam os OPEs.

Diante da elevada quantidade de elementos abrangidos por esta conta (fruto tanto da complexidade intrínseca aos sistemas sociais e naturais, como das interferências provocadas por UHEs) e com o intuito de facilitar uma compreensão geral da sua estrutura, as rubricas que compõem a Conta 10 foram agrupadas, no âmbito do presente trabalho, em seis categorias, descritas na Tabela 12, a seguir. A análise da evolução dos custos socioambientais no setor elétrico, apresentada na próxima Seção, baseou-se nesta proposta de organização. No Anexo I, as rubricas que compõem a Conta 10 são apresentadas. Frisa-se, porém, que a estrutura da Conta 17, por ser mais simples, uma vez que abrange apenas os custos de contratação de estudos ambientais, não é apresentada.

⁷⁰ Planejamento, construção e/ou operação.

Tabela 12 - Definição das categorias atribuídas às rubricas da Conta 10

Aquisição de terrenos e benfeitorias	Aquisições de todos os terrenos e benfeitorias necessários à implantação do reservatório e implementação das ações socioambientais.
Relocações	Relocações de infraestrutura física como estradas, pontes, sistemas de comunicação, transmissão e distribuição, cidades, vilas etc.
Meio físico e biótico	Serviços relacionados à limpeza da área futuramente ocupada pelos reservatórios, implantação e consolidação de unidades de conservação e áreas de preservação permanente, monitoramento e controle da qualidade da água, da fauna e da flora.
Meio socioeconômico e cultural	Atividades de comunicação, programas de apoio a comunidades (construção de hospitais, postos de saúde, escolas etc., salvamento do patrimônio cultural, apoio aos municípios).
Licenciamento ambiental e gestão institucional	Gastos relacionados ao processo de licenciamento na fase de implantação e à gestão institucional do empreendimento.
Outros custos socioambientais	Categoria criada para permitir o cálculo da participação média das demais categorias de custos, conforme detalhado na Metodologia.

Fonte: Elaboração própria a partir de Comase (1994).

No entanto, as transformações estruturais pelas quais o setor passou nas últimas décadas acarretaram redução da funcionalidade do OPE. Resumidamente, as reformas implementadas no final da década de 1990 resultaram na ampliação da participação de investidores privados no setor elétrico (GOLDEMBERG; PRADO, 2003; SOUZA; SOARES, 2007), que passaram a competir (entre eles próprios e as empresas estatais) pelo direito de explorar economicamente projetos dos segmentos de transmissão e geração. No contexto de formação de um ambiente de negócios

concorrencial, em oposição ao anterior, estatal e centralizado, uma ferramenta de orçamentação padrão, tal como o OPE, passou a ter relevância limitada. Nesta nova conformação de mercado, cada agente do setor, fosse ele privado ou estatal, passou a orçar seus investimentos individualmente para, então, participar dos leilões organizados pelo governo.

Atualmente, apenas UHEs justificam a utilização do OPE de forma geral e, especificamente, para estimar custos socioambientais. Sendo estes empreendimentos alvos de “concessão” do poder público⁷¹, os custos socioambientais, aferidos a partir do OPE, são divulgados juntamente com outras informações do projeto antes da licitação destes empreendimentos, servindo como subsídios para que os investidores possam incorporá-los ao cálculo do preço da energia a ser ofertado nos leilões. Ainda assim, os orçamentos dos custos socioambientais elaborados a partir do OPE costumam ser vistos com ressalvas pelos potenciais empreendedores que, em geral, não os consideram precisos para suas análises de investimentos. Em função disto, orçamentos socioambientais independentes normalmente são elaborados pelos grupos interessados em determinada usina para complementar as informações geradas a partir do OPE.

Por outro lado, UTEs, concebidas e desenvolvidas de forma independente pelas empresas que atuam no setor elétrico a partir da obtenção de “autorização” (concedida aos projetos vencedores dos leilões), não demandam a utilização do OPE. Já LTs, apesar de, assim como as UHEs, também serem alvo de “concessão”, têm seus custos socioambientais definidos pela Aneel como um percentual fixo, equivalente a 1,25%, do investimento total do empreendimento (ANEEL, 2017b). Apenas em situações excepcionais (quando os atributos socioambientais de um projeto de alguma maneira se afastam do padrão normalmente observado), um cálculo específico é elaborado. Por fim, usinas eólicas e solares não possuíam representatividade na matriz elétrica quando o OPE e o Referencial foram elaborados, motivo pelo qual estas fontes de geração não são contempladas pelos documentos citados.

5.3. Metodologia

Os custos socioambientais foram avaliados como proporção do orçamento total das UHEs abrangidas pelo estudo. Evitou-se, assim, a necessidade de elaboração de diversos e complexos

⁷¹ Por consistir na exploração de um bem público, ou seja, o potencial hidrelétrico de um curso d'água.

cálculos de atualização dos custos socioambientais, uma vez que, entre 1990 e 2014, o Brasil utilizou quatro padrões monetários⁷² e viveu diversos surtos inflacionários.

Ao todo, foram analisadas as Contas 10 e 17 dos OPEs de 54 UHEs: 14 planejadas na década de 1990, 34 na década de 2000 e seis entre 2010 e 2014. No Anexo II as UHEs analisadas são listadas. Conforme indicado anteriormente, o OPE é um orçamento elaborado na fase de planejamento dos empreendimentos. Isto implica que os custos analisados a seguir não correspondem ao que de fato foi investido durante a construção, mas à expectativa de custo socioambiental no momento em que as análises de viabilidade foram elaboradas. De fato, alguns dos orçamentos analisados correspondem a UHEs que nem mesmo chegaram a ser implementadas.

As rubricas que compõem os custos socioambientais foram agrupadas em seis categorias (“Aquisição de terrenos e benfeitorias”, “Relocações”, “Meio Físico e Biótico”, “Meio Socioeconômico e Cultural”, “Licenciamento Ambiental e Gestão Institucional” e “Outros Custos Socioambientais”), cujas definições foram apresentadas na Tabela 12.

Para calcular a composição dos custos socioambientais das UHEs, os seguintes passos foram seguidos:

- 1- Os custos referentes a cada uma das seis categorias, originalmente expressos em valores monetários, foram transformados em custos relativos (em relação ao valor total de cada empreendimento analisado);
- 2- Obteve-se, com o passo 1, a composição dos custos socioambientais, em valores relativos, de cada uma das 54 UHEs abrangidas pelo estudo. A partir disto, foi calculada a média do peso de cada categoria de custo socioambiental nos custos socioambientais totais;
- 3- A soma da participação média de cada categoria de custo socioambiental resultou na composição final média dos custos socioambientais.

No entanto, nem todas as UHEs possuíam OPEs com valores para todas categorias de custos socioambientais, de forma que a soma da participação média das seis categorias de custos (passo 3) nem sempre completava 100%. Para contornar isto, o percentual necessário para que a soma das categorias de custos atingisse 100% foi atribuída à categoria “Outros custos socioambientais”.

⁷² Cruzado novo (até março de 1990), Cruzeiro (entre março de 1990 e julho de 1993), Cruzeiro real (entre agosto de 1993 e junho de 1994) e, finalmente, o Real (de junho de 1994 em diante).

Conforme apresentado na próxima Seção, esta categoria de custos não ultrapassou 1,2% dos custos totais das UHEs analisadas.

5.4. Resultados e discussão

Esta Seção está dividida em duas partes. Na primeira, o resultado da análise dos OPEs das 54 UHEs abrangidas pelo estudo é apresentado. Na segunda, discute-se a adequação da metodologia padrão de orçamentação de custos socioambientais de UHEs à realidade vivida pelo setor elétrico, incluindo avaliações sobre a sua abrangência e precisão das rubricas que compõem a estrutura do OPE.

5.4.1. Evolução dos custos socioambientais de UHEs

Na Figura 15, a evolução da participação dos custos socioambientais nos orçamentos totais de UHEs, agrupados por categorias, é apresentada.

Figura 15 – Evolução da participação dos custos socioambientais em relação aos custos totais de usinas hidrelétricas

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de estudos de viabilidade de UHEs citadas no Anexo II (ANEEL, 2016b).

A participação dos custos socioambientais no orçamento total das UHEs praticamente duplicou a cada período analisado. Entre 1990 e 2014, estes custos evoluíram de cerca de 6% para 20% dos custos totais de implantação de UHEs, uma tendência compatível com aumento da rigidez do processo de licenciamento ambiental de UHEs, conforme discutido por Soito e Freitas (2011) e citado anteriormente neste trabalho.

As categorias “Aquisição de terrenos e benfeitorias”, “Relocações” e “Programas do meio físico e biótico” predominam em todas os períodos analisados. No último período analisado (2010 – 2014), elas representaram, juntas, 88% dos custos socioambientais de UHEs. Dado que estas categorias foram as mais representativas em termos de participação nos custos totais das UHEs analisadas (Figura 15), análises específicas sobre elas são apresentadas nos itens a seguir.

A participação relativa dos custos socioambientais de projetos de infraestrutura elétrica já foi alvo de avaliações anteriores. Levantamento elaborado pela EPE (2005), abrangendo 17 UHEs cujo

leilão ocorreria em 2005, identificou que os custos socioambientais destes empreendimentos variavam entre 2,1% e 36,7% do custo total de investimento.

Em outro estudo, o Banco Mundial (2008) avaliou o OPE de 36 UHEs planejadas na década de 1990 e verificou que os custos socioambientais representavam, em média, 12,3% do custo total dos empreendimentos. Já Pires et al. (2010) analisaram o OPE de 19 UHEs e identificaram que a parcela dos custos socioambientais correspondia, em média, a 9,7% do custo total dos empreendimentos. Por fim, dados compilados pela EPE (2016b) a partir de projetos de diferentes fontes de geração cadastrados em leilões (e que, portanto, não foram necessariamente executados) fornecem uma visão ampla sobre a relevância dos custos socioambientais neste segmento (Tabela 13). De forma geral, a ordem de grandeza dos valores encontrados na literatura é compatível com a dos valores constantes do presente estudo.

Tabela 13 - Participação percentual média dos custos socioambientais nos custos totais de implementação de projetos do setor elétrico

Tipo de empreendimento	Participação dos custos socioambientais	Número de empreendimentos analisados
Usinas termelétricas	1,9%	63
Usinas eólicas	3,0%	1.500
Usinas solares	1,1%	1.042

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de (EPE, 2016b).

Os custos socioambientais refletem a complexidade e a amplitude das medidas de prevenção, mitigação e compensação dos impactos decorrentes da implantação dos projetos em vista. Diante da diversidade de tecnologias utilizadas para geração de eletricidade, e considerando que esta diversidade se traduz em diferentes formas de interação com os meios biótico, físico e social, certo grau de variabilidade de custos socioambientais entre as diferentes tecnologias de geração de eletricidade é esperado.

No entanto, a reduzida participação dos custos socioambientais no investimento total de UTEs, eólicas e solares, quando comparadas a UHEs, indica a maior complexidade intrínseca aos projetos hidráulicos no Brasil, assim como a atuação mais enfática de setores da sociedade contrários a esta tecnologia de geração eletricidade.

O aumento de custos gerais de projetos de geração de energia é um fenômeno que vem sendo observado, de forma generalizada, ao redor do mundo. Sovacool, Nugent e Gilbert (2014) indicam que o “Índice de Custo de Capital de Energia”⁷³, que reflete o custo de implantação de usinas nucleares, termelétricas a gás e carvão e eólicas (IHS, 2017), aumentou 2,26 e 1,93 vezes, respectivamente, nos EUA e Europa entre 2000 e 2013.

Este aumento, no entanto, é atribuído principalmente a mão de obra, material e engenharia e, portanto, não são úteis para complementar a hipótese de que os custos socioambientais de UHEs no Brasil têm crescido em função do aumento de complexidade do licenciamento ambiental nem para explicar o aumento da participação deles no orçamento total de UHEs. A pesquisa por dados que contribuam, a partir de análises especificamente focadas em custos socioambientais de empreendimentos do setor elétrico brasileiros, para a elucidação da dinâmica de custos socioambientais aqui discutida se mostrou infrutífera, indício de que o tema provavelmente não vem sendo devidamente discutido pelos agentes do setor e tampouco pela academia.

5.4.1.1. Aquisição de terrenos e benfeitorias

Os custos incluídos na categoria “Aquisição de Terrenos e Benfeitorias” representaram 37,9%, 39,9% e 42,9% dos custos socioambientais totais nos períodos 1990-1999, 2000-2009 e 2010-2014, respectivamente (Figura 15). Estes valores caracterizam esta categoria como a mais relevante em termos de custos socioambientais de UHEs.

Dentre as rubricas que integram os custos referentes “Aquisição de Terrenos e Benfeitorias”, “Propriedades Rurais” é aquela que apresentou maior crescimento durante os três períodos analisados, chegando a equivaler, entre 2010 e 2014, a 81,4% dos custos referentes a esta categoria. A rubrica referente a propriedades urbanas, segunda maior da categoria em discussão, representa 15,6% dos custos de “Aquisição de terrenos e benfeitorias” neste mesmo período (Figura 16).

⁷³ *The Power Capital Costs Index.*

Figura 16 - Evolução da composição dos custos com “Aquisição de terrenos e benfeitorias” entre as décadas de 1990 e 2010

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de estudos de viabilidade de UHEs citadas no Anexo II (ANEEL, 2016b).

Os custos com propriedades rurais e urbanas abrangem a aquisição de terrenos e benfeitorias necessárias para a implantação do empreendimento e execução de ações socioambientais (por exemplo, compra de terras para instalação do canteiro de obras, do reservatório, implementação de reassentamentos e relocação de estradas e pontes).

O histórico da construção de UHEs no Brasil indica que, à medida que os potenciais hidrelétricos próximos aos centros de carga se exaurem, os novos aproveitamentos são instalados em locais cada vez mais distantes dos centros de carga (SANTOS, *et al.*, 2013) e predominantemente ocupados por propriedades rurais. Este processo pode explicar, pelo menos parcialmente, o crescimento do custo referente à aquisição de propriedades rurais em relação aos demais custos com “Aquisição de Terrenos e Benfeitorias”.

5.4.1.2. Meio físico e biótico

Os custos pertencentes à categoria “Meio físico e biótico” representaram 19,9%, 23,4% e 24,3% dos custos socioambientais totais nos períodos 1990-1999, 2000-2009 e 2010-2014, respectivamente (Figura 15). Utilizando como referência a sua representatividade no último período analisado, esta categoria é a segunda mais relevante em termos de custos socioambientais de UHEs.

Ao longo dos três períodos analisados, a rubrica “Limpeza de reservatório” – referente ao custo de desmatamento, desinfecção e demolição de benfeitorias na área do reservatório (COMASE, 1994) – apresentou o aumento mais significativo entre aquelas que compõem os custos referentes à categoria em análise (Figura 17). A participação relativa desta atividade aumentou de 11,5% (1990-1999) para 44,8% (2010-2014), o que a torna a mais relevante nesta categoria “Meio físico e biótico”. A rubrica referente a “Unidades de Conservação”⁷⁴, segunda mais significativa, variou, no mesmo intervalo, de 23,3% para 26,2% do total gasto com os “Programas do Meio Físico e Biótico” (Figura 17).

⁷⁴ Custo referente à “implantação/consolidação de unidade de conservação e áreas de preservação permanente” (Comase, 1994).

Figura 17 - Evolução da composição dos custos com “Programas do Meio Físico e Biótico” entre as décadas de 1990 e 2010

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de estudos de viabilidade de UHEs citadas no Anexo II (ANEEL, 2016b).

Apesar de a limpeza de reservatórios estar prevista em lei desde a década de 1960⁷⁵, contatos com agentes do setor elétrico indicam que somente a partir da década de 1990 esta atividade passou a ser gradualmente exigida e, assim, executada pelas empresas responsáveis pela implantação de UHEs. O gradual endurecimento da aplicação desta lei, processo em curso até os dias atuais, é o principal motivo do aumento da participação do custo de limpeza de reservatório no orçamento de custos socioambientais de UHEs. Recentemente, por exemplo, irregularidades relacionadas à limpeza dos reservatórios das UHEs Teles Pires e Belo Monte resultaram na imposição de sanções legais aos empreendedores responsáveis pelos projetos (DIÓZ, 2015; MPF, 2015).

⁷⁵ Lei nº 3.824 de 23 de novembro de 1960.

5.4.1.3. Relocações

Os custos pertencentes à categoria “Relocações” representaram 22,8%, 15,4% e 20,0% dos custos socioambientais totais nos períodos 1990-1999, 2000-2009 e 2010-2014, respectivamente (Figura 15). Utilizando como referência a sua representatividade no último período analisado (2010-2014), esta categoria é a terceira mais relevante em termos de custos socioambientais de UHEs.

Ao longo dos três períodos analisados, a rubrica “Estradas de Rodagem” é aquela que apresentou o maior crescimento, representando 38,9% do total gasto com “Relocações” entre 2010 e 2014 (Figura 18). Por outro lado, a rubrica “Relocação de População”, relacionada ao custo de remanejamento de comunidades atingidas, representava 37,5% dos custos desta categoria no mesmo período (Figura 18).

Figura 18 - Evolução da composição dos custos com “Relocações” entre as décadas de 1990 e 2010

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de estudos de viabilidade de UHEs citadas no Anexo II (ANEEL, 2016b).

De acordo com o Referencial (COMASE, 1994), a rubrica relativa a estradas de rodagens inclui “os serviços de terraplanagem, pavimentação, serviços complementares, drenagem, proteção de taludes, paisagismo e afins”. Já os custos referentes à relocação de população abrangem “os serviços relacionados à relocação de população tais como: cidades, vilas, infraestrutura econômica e social isolada, comunidades indígenas e/ou outros grupos étnicos, reassentamento rural e outros”.

A identificação e detalhamento aprofundado dos mecanismos associados ao comportamento dos custos socioambientais de UHEs ao longo do tempo extrapolam o escopo deste trabalho. Intui-se, porém, que o aumento dos custos associados a “Relocações” está relacionado, entre outros aspectos, ao crescente escrutínio sob o qual o processo de reassentamento de famílias e populações tradicionais afetadas por UHEs tem estado ao longo dos anos. Embora a quase totalidade dos trabalhos que discutem este impacto de UHEs no Brasil não apresentem dados quantitativos sobre o tema (*e.g.* VON SPERLING, 2012; JAICHAND; SAMPAIO, 2013; KAHN; FREITAS; PETRERE, 2014; FEARNside, 2016; FUCHS, 2016), é sabido, com base em evidências anedóticas, que a relocação de pessoas tem sido tratada como um dos temas centrais do processo de licenciamento ambiental de UHEs.

5.4.1.4. Estrutura e potenciais adequações do OPE

O OPE, conforme apontado anteriormente, é um mecanismo de planejamento utilizado na fase de avaliação da viabilidade de UHEs. Do ponto de vista prático, seu conteúdo permite que a expectativa em relação aos custos socioambientais destes empreendimentos seja incorporada ao planejamento econômico-financeiro do setor.

No entanto, a implementação de projetos do setor elétrico, em especial o de UHEs, não apenas é complexo, mas está em constante evolução. Além da revisão e criação de novos instrumentos legais que regulam os aspectos socioambientais da atividade (TCU, 2007; JÚNIOR; MAGRINI; HORA, 2014), o posicionamento de agentes relevantes no processo de avaliação de viabilidade socioambiental – como, por exemplo, os órgãos ambientais e o Ministério Público (BANCO MUNDIAL, 2008) - pode variar de acordo com conjunturas dificilmente antecipáveis.

Como resultado, a imprevisibilidade do licenciamento ambiental se materializa, entre outros aspectos, no descompasso entre o OPE e os custos socioambientais observados durante o período

de implementação dos projetos de infraestrutura elétrica. Embora a precisão do orçamento dos custos socioambientais não seja trivialmente verificada (uma vez que as despesas socioambientais de fato realizadas durante a construção de UHEs são conhecidas apenas pelo agente que se sagrou vendedor do leilão de concessão - e que, efetivamente, arca com elas), um levantamento elaborado pela EPE (2005), baseado em informações que empreendedores submetem à Aneel, indica que os custos socioambientais orçados são, em muitos casos, subestimados. Comparando os custos constantes do OPE com aqueles que de fato foram observados durante a implantação de sete UHEs, o trabalho revelou que, em três casos, os custos reais superaram em mais de 50% aqueles previamente orçados (EPE, 2005). Os motivos que poderiam explicar o cenário encontrado, no entanto, não foram explorados no trabalho citado.

Evidências indicam, no entanto, que a imprecisão dos orçamentos aqui discutidos não são uma particularidade da parcela relativa à custos socioambientais de projetos de UHEs e nem mesmo se restringem a UHEs. Por exemplo, Sovacool, Gilbert e Nugent (2014) e Sovacool, Nugent e Gilbert (2014), ao avaliarem 401 projetos de geração (incluindo usinas hidrelétricas, nucleares, eólicas e termelétricas) e transmissão implantados em 57 países, verificaram que 75% deles extrapolaram seu o orçamento inicial. Em média, foi observado um sobrepreço equivalente a 66%. Apesar de generalizados, os maiores e mais frequentes sobrecustos foram observados em projetos de UHEs e usinas nucleares, mesmo quando os resultados eram normalizados por potência instalada. De acordo estes autores, o longo processo construtivo destas usinas aumenta a chance de que variáveis relevantes para o equilíbrio econômico-financeiro do projeto, como a demanda por eletricidade, taxa de juros, disponibilidade de materiais de construção, taxa de câmbio, entre outras, se alterem durante o período de obras. Tais fatores poderiam explicar, ao menos em parte, os sobrecustos no OPE apontados por EPE (2005).

De forma geral, a imprecisão orçamentária do OPE é prejudicial, pois este é o único documento oficial que possibilita o registro dos custos socioambientais de UHEs. Neste sentido, a incorporação de critérios socioambientais no rol de variáveis observadas para orientar a expansão da geração de eletricidade, procedimento com potencial de tornar o planejamento do setor mais completo (CONDE, 2013; GINAID; MARZANO; SABÓIA, 2017), e que poderia se apoiar em dados do OPE, pode ser prejudicada uma vez que as informações sobre custos socioambientais disponíveis não são suficientemente confiáveis. Apesar de o “Manual de Contabilidade do Setor

Elétrico”⁷⁶ (ANEEL, 2015b) reconhecer atividades desta natureza, a sua estrutura não comporta o lançamento de custos socioambientais em contas específicas de forma a permitir análises individualizadas (MUSTAFÁ; NUTI, 2010).

Além usual imprecisão quanto aos custos orçados, o OPE não é capaz de abranger dois tipos de custos associados indiretamente a aspectos ambientais de UHEs.

O primeiro refere-se a atrasos no licenciamento ambiental provocados por fatores diversos. Dentre estes, poder-se-ia citar a baixa qualidade dos EIAs submetidos para avaliação, a limitação de equipe nos órgãos ambientais, a precariedade de estrutura física de muitos órgãos ambientais (e.g. falta de computadores e outros instrumentos de trabalho), incertezas regulatórias quanto à esfera legal responsável pela emissão de licenças, judicialização do processo de licenciamento (em todas as suas fases), demora para emissão do Termo de Referência (TR) dos EIA e a subjetividade dos critérios de análise (ABEMA, 2013; CNI, 2013; FMASE, 2013; DUARTE; DIBO; SÁNCHEZ, 2017).

Os atrasos no licenciamento ambiental não apenas geram impactos sobre o empreendedor responsável pelo desenvolvimento de um projeto, que pode ter a expectativa de retorno do seu investimento frustrada, mas afetam todo o setor elétrico de uma forma mais ampla, incluindo os consumidores finais de eletricidade (em especial, os setores industrial, residencial e de serviços). Esta parcela “setorial” do custo foi identificada em uma proposta de classificação de custos socioambientais elaborada pelo Banco Mundial (2008) como “Custos Indiretos”⁷⁷ e definida como:

“aqueles que têm origem no fato de que atrasos no licenciamento fazem com que plantas mais caras, porém licenciadas, sejam construídas primeiro, em atendimento à demanda energética. O mix de fontes de suprimento muda, resultando em um custo total de geração de energia mais elevado. Este aumento não afeta, evidentemente, o custo de construção das usinas, mas implica uma elevação do preço da energia”.

⁷⁶ Adotado na fase de operação dos empreendimentos do setor elétrico para aferir e registrar os gastos efetivamente realizados, o MCSE, na perspectiva ambiental, tem o objetivo de “contribuir para a otimização da performance socioambiental por meio da explicitação dos gastos oriundos do cumprimento da Política Nacional de Meio Ambiente, necessários à conformidade ambiental e sustentabilidade das concessões atribuídas pela União Federal” (ANEEL, 2015b).

⁷⁷ Apesar de possuírem o mesmo nome, esta definição é distinta daquela utilizada no OPE. Informações sobre as definições dos custos socioambientais utilizadas no OPE são apresentadas no item 5.2.2.

O histórico do processo de implementação das UHEs Mauá (361 MW) e Dardanelos (261 MW) demonstra, objetivamente, como os custos indiretos afetam o setor elétrico. Em dezembro de 2005, essas usinas foram retiradas do leilão de energia nova em função de questões ambientais. A redução da oferta da eletricidade que seria gerada por elas foi compensada pelo aumento do espaço reservado a UTEs no leilão. No entanto, enquanto o custo de geração previsto para as UHEs equivalia a R\$ 116/MWh, as usinas UTEs ofertaram eletricidade ao preço de R\$ 139/MWh, um valor cerca de 20% superior (BANCO MUNDIAL, 2008). Assumindo que as UHEs canceladas operariam com um fator de capacidade equivalente a 50%, o impacto econômico da substituição delas por UTEs totalizou cerca de R\$ 950 milhões⁷⁸ ao longo de 15 anos, período de duração dos contratos assinados.

Já o segundo diz respeito a demandas inesperadas dos órgãos licenciadores e do Ministério Público (por exemplo, condicionantes de licenças) que, apesar de estarem circunscritas aos procedimentos de licenciamento ambiental, podem apresentar conteúdo que extrapolam os impactos provocados pelos empreendimentos em análise. Dois exemplos recentes ilustram este tipo de custo. No caso da UHE Belo Monte, o órgão ambiental responsável pela condução da avaliação da viabilidade ambiental da usina vinculou a concessão da licença prévia (LP) da usina à construção da infraestrutura de saneamento básico do município de Altamira (PA)⁷⁹. A UHE Ferreira Gomes, por outro lado, teve a sua licença ambiental vinculada ao apoio financeiro para elaboração de uma Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) da bacia hidrográfica onde a usina se localiza⁸⁰. Estes investimentos, apesar de terem atendido a demandas socioambientais indiscutivelmente relevantes, não haviam sido previamente incluídos no orçamento dos empreendimentos em questão por não guardarem relação direta com os seus impactos

Conforme discutido ao longo desta Seção, o OPE não é capaz de capturar o impacto econômico-financeiro dos atrasos do licenciamento ambiental e das condicionantes de difícil antecipação no momento em que ele é elaborado. Esta lacuna impede que os efeitos destes fatores sejam claramente conhecidos e atribuídos aos seus responsáveis. Além disto, tal lacuna limita o debate sobre alternativas de ampliação da eficiência dos investimentos no setor elétrico, uma vez

⁷⁸ Valor não atualizado por nenhum índice financeiro.

⁷⁹ Licença Prévia Nº 342/2010.

⁸⁰ Licença Prévia No 040/2010.

que as informações sobre os impactos dos custos socioambientais não contabilizados ficam restritas aos agentes diretamente responsáveis pela implementação de seus projetos e não são comunicadas à sociedade de forma transparente.

Finalmente, o OPE é impreciso quanto às próprias tipologias das atividades incorporadas em seus cálculos. Por exemplo, das seis categorias nas quais as rubricas socioambientais do OPE foram agrupadas, duas (“Aquisição de terrenos e benfeitorias” e “Relocações”) abrangem atividades que não guardam relação direta com a prevenção, mitigação e compensação de impactos socioambientais. Conforme apresentado na Seção anterior, essas categorias são as mais representativas dos custos socioambientais de UHEs.

No caso da categoria “Aquisição de terrenos e benfeitorias”, estas atividades são:

- Aquisição de terras e benfeitorias para formação de reservatório, canteiros de obras e áreas afins;
- Aquisição de terras e benfeitorias para implantação de infraestruturas diversas que tiveram que ser relocadas (incluindo faixas de servidão e estradas de acesso);
- Despesas legais de aquisição de terrenos e benfeitorias.

Já no caso da categoria “Relocações”, estas atividades são:

- Relocação de infraestrutura de transporte terrestre (*e.g.* rodovias, pontes e estradas de ferro);
- Relocação de infraestrutura de transporte fluvial (*e.g.* ancoradouros de balsa);
- Relocação de infraestrutura de comunicação (*e.g.* linha de telefone, televisão a cabo, fibra ótica);
- Relocação de infraestrutura de transmissão e distribuição de eletricidade (LTs, postes, subestações).

Na Tabela 14 é apresentado o efeito do expurgo destas atividades do cálculo dos custos socioambientais de UHEs. Observa-se que, mesmo com a eventual implementação desta revisão, a tendência de crescimento dos custos socioambientais se mantém praticamente estável, indicando

que a tendência de aumento de custos socioambientais identificada neste estudo está, de fato, relacionada a atividades de natureza socioambiental, apesar das imperfeições do OPE.

Tabela 14 – Efeito da revisão do cálculo dos custos socioambientais de UHEs (como proporção do investimento total)

	1990 - 2000	2000 - 2010	2010 - 2014
Custos socioambientais metodologia atual -	5,70%	11,60%	20,10%
Custos socioambientais metodologia revisada -	3,60%	7,80%	12,90%
Diferença	-36,80%	-32,80%	-35,80%

Fonte: Elaboração própria.

Independentemente de os eventuais impactos das adequações do OPE aqui discutidas conduzir ao aumento ou à redução do orçamento dos custos socioambientais (em função, respectivamente, do maior realismo na forma de antever os custos de ações de prevenção, mitigação e compensação de impactos e da exclusão de custos não relacionados ao tema), é importante considerar que os benefícios decorrentes da utilização de uma ferramenta de orçamento de custos socioambientais transparente e precisa ultrapassam o âmbito específico das empresas responsáveis pelo desenvolvimento de projetos de geração hidrelétrica e se estendem por todo o ambiente de negócios do setor elétrico. Ao permitir que se compare, objetivamente, o desempenho socioambiental de diferentes UHEs (e até mesmo de diferentes fontes de geração), as informações geradas a partir da aplicação do OPE podem enriquecer o planejamento da expansão da matriz elétrica, complementando o processo de seleção das alternativas de geração que sustentarão o aumento da oferta de eletricidade. Indiretamente, a disseminação destas informações também contribui para a qualificação da discussão sobre o desempenho ambiental do segmento de geração de eletricidade.

5.5. Conclusões

Nas últimas três décadas, a participação relativa dos custos socioambientais no investimento total necessário para a implantação de UHEs evoluiu, em números aproximados, de 6% para 20%.

De forma geral, este crescimento pode ser atribuído à crescente relevância que a questão ambiental tem adquirido no seio do ambiente de negócios do país.

O amadurecimento da legislação brasileira, que se tornou gradativamente mais exigente à medida que mecanismos de controle e avaliação de impactos foram aprimorados, reflete este processo. Neste sentido, o aumento de custos socioambientais, tal como caracterizado neste estudo, decorre de um fenômeno sistêmico pelo qual todos os setores da economia estão passando. Portanto, apesar de este trabalho fazer referência específica a UHEs, pode-se intuir que o aumento dos custos socioambientais ora discutido também representa o que vem ocorrendo com os demais empreendimentos de geração e transmissão de eletricidade.

A cada vez maior participação dos custos relativos à prevenção, mitigação e compensação de impactos em relação ao custo total dos empreendimentos, no entanto, não tem se revertido em maior previsibilidade no processo de avaliação da viabilidade socioambiental de projetos do setor elétrico. Atualmente, etapas decisivas do processo de implantação de UHEs, como o licenciamento ambiental, permanece sendo uma fonte de significativa incerteza.

Os efeitos desta incerteza se manifestam de forma ampla no setor elétrico. Do ponto de vista do planejamento da expansão da oferta, a frustração da expectativa de início de operação de projetos de geração e transmissão pode tornar necessário o acionamento frequente de usinas originalmente projetadas para operar apenas em caráter esporádico, impactando o custo marginal de geração e aumentando o risco ocorrência de falhas de fornecimento. Em relação aos empreendedores, por outro lado, ela pode prejudicar o equilíbrio econômico-financeiro dos projetos sob sua responsabilidade, uma vez que atrasos no cronograma de implementação significa postergação das receitas necessárias para a remuneração de seus investimentos. No longo prazo, este risco é precificado pelas empresas e acarreta, em última instância, aumento do valor final da tarifa de eletricidade, afetando, assim, todos os consumidores.

Conforme discutido ao longo deste trabalho, o OPE não foi desenvolvido para transparecer estes custos, de forma que eles permanecem, muitas vezes, ignorados pela sociedade. Neste sentido, as análises desenvolvidas no trabalho ressaltam a necessidade de desenvolvimento de um mecanismo capaz de aferir e comunicar com clareza os impactos associados à imprevisibilidade do processo de implantação de projetos do setor elétrico

A relação paradoxal entre os crescentes custos socioambientais e a persistente imprevisibilidade do processo de implementação de projetos do setor elétrico suscita a necessidade

de avaliação da efetividade dos programas de redução, mitigação e compensação de impactos que vêm sendo demandados dos empreendedores. Esta análise, que extrapola o escopo deste trabalho, é relevante para confirmar se os investimentos socioambientais do setor estão, de fato, se revertendo em benefícios para a sociedade e, mais especificamente, para as comunidades e ecossistemas diretamente impactados por projetos de infraestrutura elétrica.

Se a resposta para a questão formulada no parágrafo anterior for positiva, os motivos pelos quais a avaliação da viabilidade socioambiental não passou a ocorrer de forma mais otimizada, apesar do maior cuidado com os impactos dos projetos elétricos no âmbito do licenciamento ambiental, deveriam ser investigados. Neste caso, a identificação, e posterior expurgo, das questões que, mesmo não pertencendo à esfera socioambiental, têm provocado atrasos no licenciamento dos empreendimentos poderá atribuir maior transparência e celeridade a este processo. Por outro lado, caso se verifique que o desempenho ambiental dos projetos em referência não tem sido positivamente impactado pelos investimentos em programas socioambientais, convém que seja discutida, pelos atores envolvidos no processo de implantação eles (em especial os órgãos ambientais e os agentes do setor elétrico), a melhoria na alocação deste recurso, de forma que ele passe a gerar os benefícios esperados.

As medidas de aprimoramento do processo de orçamentação de custos socioambientais de UHEs discutidas neste trabalho, mais especificamente aquelas que dizem respeito à estrutura do OPE podem contribuir para este esclarecimento ao estabelecer bases de análises mais sólidas e precisas.

A proteção socioambiental e a preservação dos recursos naturais têm integrado, com crescente representatividade, o rol de prioridades da sociedade. As iniciativas estruturadas para atender a este intuito geram custos para os projetos de geração e transmissão de eletricidade, que são repassados à tarifa paga pelo cliente final. Neste sentido, os custos socioambientais discutidos ao longo deste trabalho constituem, em última instância, investimentos que respondem a anseios da sociedade e que por ela são financiados. A partir desta ótica, a demanda por previsibilidade, transparência e efetividade na aplicação destes recursos extrapola a agenda específica do setor elétrico e repercute sobre todos os consumidores de eletricidade.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

6.1. Síntese

A presente tese de doutorado tem seus focos direcionados para o GLP e a eletricidade, dois vetores de energia que respondem por históricos, realidades e perspectivas bastante distintas no contexto da matriz energética brasileira. Contudo, ambos, inexoravelmente, hão de representar desafios aos formuladores de políticas públicas que demandarão decisões em termos de planejamento. Estas decisões contribuirão para moldar o futuro cenário energético do país. Se, por um lado, tais desafios não representam riscos iminentes, o não reconhecimento da importância que eles tendem a adquirir, no médio e longo prazo, pode gerar consequências indesejadas para o setor energético brasileiro.

A partir do emprego de metodologias quantitativas e qualitativas, buscou-se, ao longo dos quatro artigos que compõem esta tese, lançar luz sobre algumas destas questões. O objetivo central da tese, neste contexto, é contribuir para a construção de um debate que conduza à antecipação de riscos e à identificação de oportunidades na perspectiva do desenvolvimento dos mercados de GLP e eletricidade no Brasil.

Em relação ao GLP e aos resultados e análises decorrentes do trabalho com foco neste energético, pode-se depreender:

- Foram identificadas variáveis que impactam negativamente o consumo de GLP, em especial o aumento do número de domicílios constituídos em apartamentos, a redução da densidade domiciliar e a utilização de eletricidade para cocção. Acredita-se que a última tende a provocar mudanças significativas no cenário do GLP em um curto período, devido à velocidade com que seus efeitos podem se magnificar no setor e a potencial redução da demanda por GLP por ele provocada;
- As políticas públicas históricas de incentivo ao consumo residencial de GLP tiveram sucesso em disseminá-lo no setor. No entanto, o mecanismo de subsídio vigente prejudica a competitividade do GLP nos setores industriais e comerciais, tornando-o excessivamente dependente dos consumidores residenciais.

- A revisão do atual mecanismo de incentivo ao consumo de GLP, com a consequente redução das distorções que afetam o seu preço para os consumidores comerciais e industriais, permitirá que os agentes do setor se posicionem mais adequadamente diante das transformações esperadas para o mercado de GLP. De acordo com o trabalho desenvolvido, estas transformações sugerem a redução da relevância do GLP na matriz energética residencial.

Já no tocante ao setor elétrico (ou seja, em relação aos resultados e análises associáveis aos 3 trabalhos com foco neste setor), destacam-se os seguintes pontos:

- A Região Amazônica reúne grande parte do potencial hidrelétrico remanescente no Brasil. A opção por explorá-lo ou não produzirá efeitos relevantes tanto no que concerne ao setor elétrico brasileiro, como no âmbito de potenciais impactos aos ambientes naturais da região. Buscou-se, nesta tese, elucidar como alguns dos impactos socioambientais atribuídos a estes empreendimentos se manifestam nos municípios em que eles são construídos, de forma a fornecer elementos para a tomada de decisão sobre a questão;
- O aumento da participação de fontes renováveis variáveis (FRV) ou intermitentes na matriz de geração elétrica é uma tendência já estabelecida no setor elétrico. Este processo, no entanto, deve ser acompanhado pela expansão da participação de fontes despacháveis sob demanda, passíveis de regularizar a geração do sistema. O trabalho desenvolvido sobre o assunto expôs o dilema que deverá ser enfrentado pelos formuladores de políticas públicas. Basicamente, a regularização das FRV deve ocorrer por meio da expansão da geração hidrelétrica (com reservatórios) ou termelétricas, principalmente a partir de gás natural. Enquanto a primeira opção tem encontrado forte oposição na sociedade, em virtude dos impactos socioambientais locais associados a ela, a segunda resultará em crescimento das emissões de gases do efeito estufa do setor elétrico;
- Ainda em relação a usinas hidrelétricas, constatou-se que os custos socioambientais destes empreendimentos têm crescido substancialmente nas últimas décadas. No entanto, o maior investimento em ações socioambientais não se reverteu em processos

de licenciamento mais previsíveis, tampouco em maior aceitação de hidrelétricas pela sociedade. Diante disto, discutiram-se hipóteses relacionados à efetividade das medidas de controle ambiental atualmente adotadas que poderiam explicar o observado. Apesar de esta questão ser relativamente específica, quando comparada àquelas apresentadas nos tópicos anteriores, ela possui implicações diretas sobre a tomada de decisão a respeito da construção de novas hidrelétricas com reservatórios no país.

6.2. Recomendações para trabalhos futuros

As discussões desenvolvidas nesta tese contribuíram para a melhor caracterização e/ou elucidação das questões ora mencionadas. No entanto, é certo que, devido às complexidades inerentes ao planejamento energético, a maior diversidade de pontos de vistas contribui para a identificação de soluções capazes de endereçar os temas discutidos de forma efetiva e eficiente. Neste sentido, elenca-se, a seguir, linhas de estudo que poderão complementar as análises deste trabalho.

Com relação ao enfoque sobre GLP, foi possível constatar que as seguintes abordagens se fazem oportunas:

- Aprofundamento do estudo das variáveis identificadas como relevantes para explicar o consumo residencial de GLP, incluindo a elaboração de cenários quantitativos sobre o mercado do energético;
- Análise comparativa e tendencial do comportamento das variáveis abrangidas pelo estudo ora apresentado, com base na nova edição da POF, prevista para ser disponibilizada do público em 2019 (IBGE, 2017);
- Estudo de alternativas de políticas públicas que facilitem o acesso da camada mais pobre da sociedade ao GLP, sem que, no entanto, comprometam a competitividade do energético em outros setores consumidores.

Com relação ao enfoque sobre o setor elétrico, o desenvolvimento desta tese permitiu observar que as seguintes abordagens se fazem oportunas:

- Elaboração de estudos sobre as interferências socioeconômicas e ambientais de usinas hidrelétricas com reservatório de acumulação com foco em impactos que não puderam ser discutidos na presente tese, como, por exemplo, interferências sobre a atividade de pesca, modificações nos regimes de cheias e na qualidade da água dos rios barrados, redução da biodiversidade, interrupção das rotas de peixes migratórios, emissão de GEE, e interferências sobre os meios de vida de comunidades tradicionais;
- Estudo sobre a viabilidade socioambiental, econômica e operacional do aumento da capacidade instalada de usinas termelétricas movidas a biomassa, de forma a ampliar o leque de opções de complementação das fontes renováveis variáveis;
- Estudos sobre os limites técnicos e operacionais da participação de FRV na matriz de geração, em especial no subsistema Nordeste, onde vem sendo instalada a grande maioria dos parques eólicos do país. Estes estudos devem incorporar, idealmente, em suas análises, a tendência de redução da capacidade relativa de armazenamento de energia nos reservatórios das usinas brasileiras;
- Desenvolvimento de metodologia quantitativa de avaliação da efetividade de programas de prevenção, mitigação e compensação de impactos ambientais, permitindo a avaliação da efetividade das medidas adotadas no âmbito do licenciamento ambiental de empreendimentos de infraestrutura elétrica.

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABEGAS - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE GÁS CANALIZADO. *Uso de gás natural no segmento residencial cresce 12,8% em setembro*. Disponível em: <<http://www.abegas.org.br/Site/?p=29302>>. Acesso em: 11 nov. 2017, 2013.

ABEMA - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENTIDADES ESTADUAIS DE MEIO AMBIENTE. **Novas Propostas para o Licenciamento Ambiental no Brasil**. Brasília, 2013. Disponível em: <<http://www.abema.org.br>>.

AICHELE, Rahel; FELBERMAYR, Gabriel. The effect of the Kyoto Protocol on carbon emissions. **Journal of Policy Analysis and Management** v. 32, n. 4, p. 1047–1049, 2013.02768739.

ALBERTS, H; MOREIRA, C; PEREZ, R. Firewood substitution by kerosene stoves in rural and urban areas of Nicaragua, social acceptance, energy policies, greenhouse effect and financial implications. **Energy for Sustainable Development** v. 3, n. 5, p. 26–39, jan. 1997. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0973082608602100>>. Acesso em: 12 out. 2011.

ALLCOTT. Hunt; COLLARD-WEXLER. Allan; O'CONNELL. Stephen D. **How Do Electricity Shortages Affect Productivity? Evidence from India**. nº 19977. Cambridge, 2015. Disponível em: <<http://www.nber.org/papers/w19977>>.

ALMEIDA, José Ricardo Uchoa Cavalcanti. **A importância da flexibilidade na oferta e na demanda de gás natural - o caso do mercado brasileiro**. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2008. 162 p. 9788578110796.

ALMEIDA, Thiago Alexandre das Neves; CÂMARA, Renata Paes de Barros. Custos Ambientais. **Gestão Ambiental de Unidades Produtivas**. Elsevier ed. Rio de Janeiro, 2013. 978-85-352-5159-3.

ALMER, Christian; WINKLER, Ralph. Analyzing the effectiveness of international environmental policies: The case of the Kyoto Protocol. **Journal of Environmental Economics and Management** v. 82, n. December 1997, p. 125–151, 2017. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.jeem.2016.11.003>>.

ALVES, Laura Araujo; UTURBEY, Wadaed. Environmental degradation costs in electricity generation: The case of the Brazilian electrical matrix. **Energy Policy** v. 38, n. 10, p. 6204–6214, 2010. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2010.06.006>>.0301-4215.

ANDADARI, Roos Kities; MULDER, Peter; RIETVELD, Piet. Energy poverty reduction by fuel switching. Impact evaluation of the LPG conversion program in Indonesia. **Energy Policy** v. 66, p. 436–449, mar. 2014. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2013.11.021>>. Acesso em: 26 dez. 2013.0301-4215.

ANDRADE, André De Lima; SANTOS, Marco Aurélio Dos. Hydroelectric plants environmental

viability: Strategic environmental assessment application in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews** v. 52, p. 1413–1423, 2015. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.07.152>>.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Banco de Informação de Geração*. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 19 jul. 2017. 2017a.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Comunicação pessoal com corpo técnico*. Brasília. 2017b.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Programa de Incentivo às Fontes Alternativas*. Brasília. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/proinfa>>. Acesso em: 17 dez. 2017, 2015a.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Manual de Contabilidade do Setor Elétrico*. Brasília. 2015b.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Sistema de Informação Georreferenciadas do Setor Elétrico*. Brasília. Disponível em: <http://sigel.aneel.gov.br/sigel.html>. Acesso em: 4 mar. 2016, 2016a.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Estudos de viabilidade de UHEs disponibilizado a Alexandre Uhlig. Comunicação pessoal*. Brasília. 2016b.

ANGRIST, Joshua D.; PISCHKE, Jörn-Steffen. *Mostly harmless econometrics: an empiricist's companion*. Disponível em: <<http://www.development.wne.uw.edu.pl/>> 2008.

ANP - AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. *Consumo aparente de GLP. Dados de mercado*. Rio de Janeiro. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/wwwanp/distribuicao-e-revenda/distribuidor/glp/dados-de-mercado>>. Acesso em: 27 out. 2016, 2016.

AQUILA, Giancarlo *et al.* An overview of incentive policies for the expansion of renewable energy generation in electricity power systems and the Brazilian experience. **Renewable and Sustainable Energy Reviews** v. 70, n. December 2016, p. 1090–1098, 2017. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.12.013>>.0360-5442.

ARABATZIS, G.; MALESIOS, Ch. An econometric analysis of residential consumption of fuelwood in a mountainous prefecture of Northern Greece. **Energy Policy** v. 39, n. 12, p. 8088–8097, dez. 2011. Disponível em: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421511007877>. Acesso em: 18 jan. 2013.

ARAUJO JR., José Tavares. *O subsídio ao gás de cozinha e as restrições ao uso de GLP*. Disponível em: <http://www.ecostrat.net/files/Subsidio_ao_P-13_e_restricoes_ao_uso_de_GLP.pdf> 2017.

ARRHENIUS, Svante. On the influence of carbonic acid in the air upon the temperature of the ground. **Philosophical Magazine Series 5** v. 41, n. 251, p. 237–276, 1896. Disponível em: <<http://www.tandfonline.com/doi/abs/10.1080/14786449608620846>>.

ASSUNÇÃO. Juliano; SZERMAN. Dimitri; COSTA. Francisco. **Efeitos locais de hidrelétricas no Brasil**. Rio de Janeiro, 2016. Disponível em: <<http://www.inputbrasil.org/>>.

BANCO MUNDIAL. **Environmental Licensing - Guidance Getting to Green—A Sourcebook of Pollution Management Policy Tools for Growth and Competitiveness**. Washington D.C. 2012. Disponível em: <<http://siteresources.worldbank.org/INTRANETENVIRONMENT/Resources/updatedEnvironmentalandSocialPolicyofFinancialIntermediaries.pdf>>.

BANCO MUNDIAL. **Licenciamento Ambiental de Empreendimentos Hidrelétricos no Brasil: Uma Contribuição para o Debate**, nº 40995–BR. 2008.

BANCO MUNDIAL. **World Bank Open Data: Population density**, 2015. Disponível em: <<http://data.worldbank.org/indicator/EN.POP.DNST>>.

BARBOSA. Rogério Jerônimo. **Nota técnica: Instruções para o uso dos bancos de microdados das amostras dos Censos Demográficos Brasileiros (1960 a 2010)**. São Paulo, 2013. Disponível em: <http://www.fflch.usp.br/centrodametropole/upload/aaa/517-Instruções_para_os_Censos_out_2013.pdf>.

BARNES, Douglas F.; FLOOR, Willem M. Rural energy in developing countries: A Challenge for Economic Development. **Annual Review of Energy and the Environment** v. 21, n. 1, p. 497–530, 1996. Disponível em: <<http://www.annualreviews.org/doi/pdf/10.1146/annurev.energy.21.1.497>>. Acesso em: 26 abr. 2012.1056-3466.

BAZILIAN, Morgan *et al.* Partnerships for access to modern cooking fuels and technologies. **Current Opinion in Environmental Sustainability** v. 3, n. 4, p. 254–259, set. 2011. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1877343511000534>>. Acesso em: 19 out. 2012.

BECK, Marcus W.; CLAASSEN, Andrea H.; HUNDT, Peter J. Environmental and Livelihood Impacts of Dams: Common Lessons Across Development Gradients that Challenge Sustainability. **International Journal of River Basin Management** v. 10, n. 1, p. 73–92, 2012.1571-5124.

BIRD. Lori; COCHRAN. Jaquelin; WANG. Xi. **Wind and solar energy curtailment: experience and practices in the United States**, 2014.

BITAR, O.Y.; ORTEGA, R.D. Gestão Ambiental. In: OLIVEIRA, A.M.S.; BRITO, S.N. (Orgs.). **Geologia de Engenharia**. São Paulo: ABGE, 1998. p. 499–508.

BNDES - BANCO NACIONAL DO DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL. *BNDES capta US\$ 750 milhões com o BID para projetos de energia sustentável*. Disponível em: <http://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/imprensa/noticias/conteudo/bndes-capta-750-com-bid/!ut/p/z0/fY3LDoIwFAW_xUWXTW8QRJdESYxA3GiC3ZBSKlyVlkfx8fcicWlcnmTmDO>

MsZVyLO5bCotHiNu4TX2TxKgq37h5i8A4uBJu57x79EKKlw3aM_wfGB7y0LQ8Yl0Zb9bQszXWh-gx1b9EOcioRqEytCG>. Acesso em: 28 dez. 2016, 2016.

BODANSKY, Daniel; RAJAMANI, Lavanya. The Evolution and Governance Architecture of the United Nations Climate Change Regime. In: SPRINZ, Detlef; LUTERBACHER, Urs (Orgs.). . **International Relations and Global Climate Change: New Perspectives**. 2nd. ed. MIT Press, 2016. p. 51. Disponível em: <<https://ssrn.com/abstract=2168859>>.

BODEN. T.A.; MARLAND. G.; ANDRES. R.J. **Global, Regional, and National Fossil-Fuel CO₂ Emissions**. Oak Ridge, 2017. Disponível em: <http://cdiac.ess-dive.lbl.gov/trends/emis/tre_glob_2014.html>.

BOND, Tami C. A technology-based global inventory of black and organic carbon emissions from combustion. **Journal of Geophysical Research** v. 109, p. 1–43, 2004. Disponível em: <<http://www.agu.org/pubs/crossref/2004/2003JD003697.shtml>>. Acesso em: 31 out. 2012.

BOTELHO, Anabela *et al.* Assessment of the environmental impacts associated with hydropower. **Renewable and Sustainable Energy Reviews** v. 70, n. November, p. 1–9, 2016. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032116310462>>.

BRADBROOK, Adrian J; GARDAM, Judith Gail. Placing Access to Energy Services within a Human Rights Framework. **Human Rights Quarterly** v. 28, n. 2, p. 389–415, 2006. Disponível em: <http://muse.jhu.edu/content/crossref/journals/human_rights_quarterly/v028/28.2bradbrook.html>.

BRANDER, Matthew *et al.* Electricity-specific emission factors for grid electricity. **Ecometrica** n. August, p. 1–22, 2011. Disponível em: <<https://ecometrica.com/assets/Electricity-specific-emission-factors-for-grid-electricity.pdf>>.

BRASIL. *Fator de emissão médio do setor elétrico*. Disponível em: <<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/321144.html>>. Acesso em: 26 jun. 2017. 2016.

BRASIL. **Pretendida Contribuição Nacionalmente Determinada**. Brasília 2015. Disponível em: <http://www.itamaraty.gov.br/images/ed_desenvsust/BRAZIL-iNDC-english.pdf>.

BRAVO, Gonzalo; KOZULJ, Roberto; LANDAVERI, Raul. Energy access in urban and peri-urban Buenos Aires. **Energy for Sustainable Development** v. 12, n. 4, p. 56–72, dez. 2008. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0973082609600089>>. Acesso em: 7 ago. 2012.

BRUNDTLAND. *Comissão Mundial sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento: o nosso futuro comum*. Nova York: Universidade de Oxford, 1987.

BUDYA, Hanung; AROFAT, Muhammad Yasir. Providing cleaner energy access in Indonesia through the megaproject of kerosene conversion to LPG. **Energy Policy** v. 39, n. 12, p. 7575–7586, dez. 2011. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421511001534>>. Acesso em: 30 jan. 2013.

CAPIK, Mehmet; YILMAZ, Ali Osman; CAVUSOGLU, İbrahim. Hydropower for sustainable energy development in Turkey: The small hydropower case of the Eastern Black Sea Region. **Renewable and Sustainable Energy Reviews** v. 16, n. 8, p. 6160–6172, 2012.1364-0321.

CASTILLA, Juan Carlos. Tragedia de los recursos de uso común y ética ambiental individual responsable frente al calentamiento global. **Acta bioethica** v. 21, n. 1, p. 65–71, jun. 2015. Disponível em: <http://www.scielo.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1726-569X2015000100009&lng=en&nrm=iso&tlng=en>.

CASTRO. Nivalde J. De; BRANDÃO. Roberto; DANTAS. G. **Considerações sobre a Ampliação da Geração Complementar ao Parque Hídrico Brasileiro**. Rio de Janeiro, 2010. Disponível em: <<http://www.nuca.ie.ufrj.br/gesel/tdse/TDSE15.pdf>>.

CHÁVEZ-RODRÍGUEZ, Mauro F. *et al.* Can Bolivia keep its role as a major natural gas exporter in South America? **Journal of Natural Gas Science and Engineering** v. 33, p. 717–730, 2016.

CHESTER, Lynne. Conceptualising energy security and making explicit its polysemic nature. **Energy Policy** v. 38, n. 2, p. 887–895, 2010. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2009.10.039>>.0301-4215.

CHRISTIE, Edward Hunter. Energy Vulnerability and EU-Russia Energy Relations. **Journal of Contemporary European Research** v. 5, n. 2, p. 274–292, 2009. Disponível em: <<http://www.jcer.net/index.php/jcer/article/view/179>>.

CIUTĂ, Felix. Conceptual notes on energy security: Total or banal security? **Security Dialogue** v. 41, n. 2, p. 123–144.

CLARK, Sam *et al.* Ten Thousand Tonga: A Longitudinal Anthropological Study from Southern Zambia, 1956-1991. **Population Studies** v. 49, p. 91–109, 1995.

CNI - CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA. **Proposta da indústria para o aprimoramento do licenciamento ambiental**. Brasília, 2013. Disponível em: <<http://www.ibram.org.br/sites/1300/1382/00003693.pdf>>.

COCHRAN. Jaquelin *et al.* **Grid Integration and the Carrying Capacity of the U.S. Grid to Incorporate Variable Renewable Energy**. 2015.

COELHO, Suani T.; GOLDEMBERG, José. Energy access: Lessons learned in Brazil and perspectives for replication in other developing countries. **Energy Policy** v. 61, p. 1088–1096, out. 2013. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S030142151300414X>>. Acesso em: 11 dez. 2013.

COMASE - COMITÊ COORDENADOR DE ATIVIDADES DE MEIO AMBIENTE DO SETOR ELÉTRICO. *Custos Sócio-Ambientais: Tipologia e Conceitos*. Rio de Janeiro, 1993.

COMASE - COMITÊ COORDENADOR DE ATIVIDADES DE MEIO AMBIENTE DO SETOR ELÉTRICO. *Referencial para Orçamento dos Programas Sócio-Ambientais*, 1994.

CONAMA - CONSELHO NACIONAL DO MEIO AMBIENTE. *Resolução 237*. Disponível em: <<http://www.mma.gov.br/port/conama/res/res97/res23797.html>>. 1997.

CONDE, Marcos Ribeiro. **Incorporação da dimensão ambiental no planejamento de longo prazo da expansão da geração de energia elétrica por meio de técnicas multicritério de apoio a tomada de decisão**. UFRJ, 2013. 114 p. Disponível em: <<http://www.ppe.ufrj.br/ppe/production/tesis/conde.pdf>>.

CORDES, Leslie. **Igniting Change: A Strategy for Universal Adoption of Clean Cookstoves and fuels**. Washington, DC: 2011.

COUTURE, Stéphane; GARCIA, Serge; REYNAUD, Arnaud. Household energy choices and fuelwood consumption: An econometric approach using French data. **Energy Economics** v. 34, n. 6, p. 1972–1981, nov. 2012. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0140988312001922>>. Acesso em: 22 nov. 2012.

DANTAS, Guilherme de A. *et al.* Prospects for the Brazilian electricity sector in the 2030s: Scenarios and guidelines for its transformation. **Renewable and Sustainable Energy Reviews** v. 68, p. 997–1007, 2017. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.08.003>>.

DAVIS, M. Rural household energy consumption: The effects of access to electricity—evidence from South Africa. **Energy Policy** v. 26, n. 3, p. 207–217, 1998. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421597001006>>. Acesso em: 12 out. 2011.

DELLANO-PAZ, Fernando *et al.* Energy planning and modern portfolio theory: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews** v. 77, n. March 2016, p. 636–651, 2017.

DIDUCK, Alan Paul *et al.* Perceptions of impacts, public participation, and learning in the planning, assessment and mitigation of two hydroelectric projects in Uttarakhand, India. **Land Use Policy** v. 33, p. 170–182, 2013. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.landusepol.2013.01.001>>.0264-8377.

DIMITROV, Radoslav S. The Paris Agreement on Climate Change: Behind Closed Doors. **Global Environmental Politics** v. 16, n. 3, p. 1–11, ago. 2016. Disponível em: <http://www.mitpressjournals.org/doi/10.1162/GLEP_a_00361>.1526-3800.

DIÓZ, Renê. Justiça manda suspender licenças para usina hidrelétrica no norte de MT. **G1 MT** Cuiabá, 18 nov. 2015 Disponível em: <<http://g1.globo.com/mato-grosso/noticia/2015/11/justica-manda-suspender-licencas-para-usina-hidreletrica-no-norte-de-mt.html>>.

DROUINEAU, Mathilde *et al.* Increasing shares of intermittent sources in Reunion Island: Impacts on the future reliability of power supply. **Renewable and Sustainable Energy Reviews** v. 46, p. 120–128, 2015. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.02.024>>.1364-0321.

DROUINEAU, Mathilde; MAÏZI, Nadia; MAZAURIC, Vincent. Impacts of intermittent sources

on the quality of power supply: The key role of reliability indicators. **Applied Energy** v. 116, p. 333–343, 2014. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.11.069>>.0306-2619.

DUARTE, Carla Grigoletto; DIBO, Ana Paula Alves; SÁNCHEZ, Luis Enrique. O que diz a pesquisas acadêmica sobre o licenciamento ambiental com Avaliação de Impacto Ambiental no Brasil? Uma revisão bibliográfica de artigos científicos. **Ambiente & Sociedade** v. XX, n. 1, p. 245–278, 2017.

DUTRA, Ricardo Marques; SZKLO, Alexandre Salem. Incentive policies for promoting wind power production in Brazil: Scenarios for the Alternative Energy Sources Incentive Program (PROINFA) under the New Brazilian electric power sector regulation. **Renewable Energy** v. 33, n. 1, p. 65–76, 2008.0960-1481.

ELETROBRAS *et al.* *Atualização do inventário hidrelétrico da bacia do rio Xingu*. Disponível em: <<http://eletrobras.com/pt/Paginas/Belo-Monte.aspx>>. 2006.

ELETROBRAS. **Pesquisa de posse de equipamentos e hábitos de uso - Ano Base 2005**. Rio de Janeiro, 2008. Disponível em: <<http://www.procel.gov.br/main.asp?View=%7B5A08CAF0-06D1-4FFE-B335-95D83F8DFB98%7D&Team=¶ms=itemID=%7B9B879391-1D29-4834-8554-34E61FBD1AA9%7D;&UIPartUID=%7B05734935-6950-4E3F-A182-629352E9EB18%7D>>.9788578110796.

ELETROBRAS. **Plano Diretor de Meio Ambiente do Setor Elétrico**, 1991.

ELETROBRAS. *Política Ambiental*. 2017. Acesso em 23 nov. 2017. Disponível em: <<http://eletrobras.com/pt/Paginas/Politica-Ambiental.aspx>>.

ELETROBRAS. *Potencial Hidrelétrico Brasileiro por Bacia*. Disponível em: <<https://www.eletrobras.com/elb/services/eletrobras/ContentManagementPlus/FileDownload.ThrSvc.asp?DocumentID=%7B981BBA26-B296-403F-9C85-71E4A9790A27%7D&ServiceInstUID=%7B3ACDC9DF-CAD1-41CE-B3B5-70214FE541D1%7D&InterfaceInstUID=%7B1B35FA10-C9CE-4E4B-98CE-73>>. Acesso em: 21 dez. 2016.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Análise da situação do licenciamento ambiental das usinas - Custos Socioambientais*. Rio de Janeiro, 2005.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanco Energético Nacional - Ano base 2016**. Brasília - DF, 2017a. Disponível em: <www.epe.gov.br>.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Estudos de planejamento da expansão da geração**. Rio de Janeiro, 2015. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/NotaTécnicaEPE-DEA-DEE-RE-0012015-R0.compressed.pdf>>.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **O Compromisso do Brasil no Combate às Mudanças Climáticas: Produção e Uso de Energia**. Rio de Janeiro, 2016a. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/NT COP21 iNDC.pdf>>.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Levantamento interno. Comunicação pessoal entre Isaura Frega e Alexandre Uhlig*. 2016b.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2026**. Rio de Janeiro, 2017b. Disponível em: <<http://epe.gov.br>>.

ESMAP - ENERGY SECTOR MANAGEMENT ASSISTANCE PROGRAM. **Bringing variable renewable energy up to scale: options for grid integration using natural gas and energy storage**. 2015. Disponível em: <<http://documents.worldbank.org/curated/en/2015/02/24141471/bringing-variable-renewable-energy-up-scale-options-grid-integration-using-natural-gas-energy-storage>>.

ESTEVES, Heloisa Borges Bastos; BICALHO, Lúcia Maria Navegantes de Oliveira; OLIVEIRA, Maria Tereza Alves De. **Diferenciação de preços na comercialização de GLP: um problema regulatório ou de política pública?** Rio de Janeiro, 2009. Disponível em: <www.anp.gov.br/?dw=58916>.9788578110796.

FARIA, Felipe A.M.; JARAMILLO, Paulina. The future of power generation in Brazil: An analysis of alternatives to Amazonian hydropower development. **Energy for Sustainable Development** v. 41, p. 24–35, 2017. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.esd.2017.08.001>>.

FARSI, Mehdi; FILIPPINI, Massimo; PACHAURI, Shonali. Fuel choices in urban Indian households. **Environment and Development Economics** v. 12, n. 6, p. 757–774, 23 nov. 2007. Disponível em: <http://www.journals.cambridge.org/abstract_S1355770X07003932>. Acesso em: 9 nov. 2012.

FEARNSIDE, Philip M. Brazil's Samuel Dam: Lessons for Hydroelectric Development Policy and the Environment in Amazonia. **Environmental Management** v. 35, n. 1, p. 1–19, 3 fev. 2005. Disponível em: <<http://www.springerlink.com/index/10.1007/s00267-004-0100-3>>. Acesso em: 15 jun. 2011.

FEARNSIDE, Philip M. Brazil's São Luiz do Tapajós dam: The art of cosmetic environmental impact assessments. **Water Alternatives** v. 8, n. 3, p. 373–396, 2015.

FEARNSIDE, Philip M. Environmental and Social Impacts of Hydroelectric Dams in Brazilian Amazonia: Implications for the Aluminum Industry. **World Development** v. 77, p. 48–65, 2016. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.worlddev.2015.08.015>>.5592364318.

FEARNSIDE, Philip M. Impacts of Brazil's Madeira River Dams: Unlearned lessons for hydroelectric development in Amazonia. **Environmental Science and Policy** v. 38, p. 164–172, 2014. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.envsci.2013.11.004>>.0364-152X.

FERREIRA, Pedro Guilherme Costa; OLIVEIRA, Fernando Luiz Cyrino; SOUZA, Reinaldo Castro. The stochastic effects on the Brazilian Electrical Sector. **Energy Economics** v. 49, p. 328–335, 2015. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2015.03.004>>.

FIGUEIREDO, Érica. *Dependente da Venezuela, população de Roraima sofre com os apagões*. Brasil: Jornal da Globo. Disponível em: <<http://g1.globo.com/jornal-da-globo/noticia/2015/10/populacao-de-roraima-sofre-com-serie-de-apagoes-todos-os-dias.html>>. 2015.

FILHO, Bolívar Pêgo et al. **Impactos Fiscais da Crise de Energia Elétrica: 2001 e 2002**. Rio de Janeiro, 2001. Disponível em: <<http://repositorio.ipea.gov.br/handle/11058/1995>>.

FIORILLO, Celso Antonio Pacheco; MORITA, Dione Mari; FERREIRA, Paulo. Licenciamento Ambiental: Subsídios para Adequação do Licenciamento Ambiental de Instalações de Transmissão. p. 269, 2011.978-85-02-11531-6.

FISCHER, W. *et al.* German energy policy and the way to sustainability: Five controversial issues in the debate on the “Energiewende”. **Energy** v. 115, p. 1580–1591, 2016.

FMASE - FÓRUM DE MEIO AMBIENTE DO SETOR ELÉTRICO. **Proposta de diretrizes institucionais para o novo marco legal do licenciamento ambiental dos empreendimentos do setor elétrico**. Brasília - DF, 2013. Disponível em: <<http://www.fmase.com.br/>>.

FOELL, Wesley *et al.* Household cooking fuels and technologies in developing economies. **Energy Policy** v. 39, n. 12, p. 1–10, set. 2011. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421511006136>>. Acesso em: 28 set. 2011.

FONSECA, Alberto; SÁNCHEZ, Luis Enrique; RIBEIRO, José Claudio Junqueira. Reforming EIA systems: A critical review of proposals in Brazil. **Environmental Impact Assessment Review** v. 62, p. 90–97, 2017. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.eiar.2016.10.002>>.

FOUQUET, Roger. The slow search for solutions: Lessons from historical energy transitions by sector and service. **Energy Policy** v. 38, n. 11, p. 6586–6596, nov. 2010. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421510004921>>. Acesso em: 7 nov. 2012.

FRANÇA, Cassio Luiz De. **Formação de agenda e processo decisório nos governos FHC e Lula: uma análise sobre as dinâmicas e as oportunidades de negociação no processo de tomada de decisão do setor elétrico**. Fundação Getúlio Vargas, 2007. 387 p. Disponível em: <<http://bibliotecadigital.fgv.br/dspace/handle/10438/2491>>.

FRANÇOIS, B. *et al.* Integrating hydropower and intermittent climate-related renewable energies: A call for hydrology. **Hydrological Processes** v. 28, n. 21, p. 5465–5468, 2014.

FREITAS, Luciano Charlita De; KANEKO, Shinji. Decomposition of CO2 emissions change from energy consumption in Brazil: Challenges and policy implications. **Energy Policy** v. 39, n. 3, p. 1495–1504, mar. 2011. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421510009237>>. Acesso em: 12 ago. 2011.

FUCHS, Vanessa Boanada. Blaming the Weather, Blaming the People: Socio-Environmental Governance and a Crisis Attitude in the Brazilian Electricity Sector. **Ambiente & Sociedade** v. 19, n. 2, p. 221–246, 2016. Disponível em: <<http://www.scielo.br/scielo.php?scrip>

t=sci_arttext&pid=S1414-753X2016000200221&lng=en&tlng=en>.

GAYE, Amie. Human Development Report 2007 / 2008 Access to Energy and Human Development. **Human Development**, 2008.

GEBREEGZIABHER, Zenebe *et al.* Urban energy transition and technology adoption: The case of Tigray, northern Ethiopia. **Energy Economics** v. 34, n. 2, p. 410–418, mar. 2012. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0140988311001472>>. Acesso em: 22 nov. 2012.

GELLER, Howard *et al.* The efficient use of electricity in Brazil: progress and opportunities. **Energy Policy** v. 26, n. 11, p. 859–872, set. 1998. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421598000068>>.

GHISI, E; GOSCH, S; LAMBERTS, R. Electricity end-uses in the residential sector of Brazil. **Energy Policy** v. 35, n. 8, p. 4107–4120, ago. 2007. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421507000559>>. Acesso em: 19 ago. 2011.

GINAID, Adhara; MARZANO, Luiz Guilherme Barbosa; SABÓIA, Carlos Henrique Medeiros De. Incorporação de critérios socioambientais na formulação do problema de planejamento de longo prazo da expansão da geração de energia elétrica. 2017, Blumenau, 2017. p.12.

GOLDEMBERG, José *et al.* A global clean cooking fuel initiative. **Energy for Sustainable Development** v. 8, n. 3, p. 5–12, set. 2004. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0973082608604627>>.

GOLDEMBERG, José *et al.* Oil and natural gas prospects in South America: Can the petroleum industry pave the way for renewables in Brazil? **Energy Policy** v. 64, p. 58–70, 2013. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421513004163>>. Acesso em: 23 set. 2013.

GOLDEMBERG, José; COELHO, Suani Teixeira; GUARDABASSI, Patricia. The sustainability of ethanol production from sugarcane. **Energy Policy** v. 36, n. 6, p. 2086–2097, 2008.0301-4215.

GOLDEMBERG. José; JOHANSSON. TB. **Energy as an instrument for socio-economic development**. New York: 1995. Disponível em: <<http://agris.fao.org/agris-search/search/display.do?f=1996/XF/XF96038.xml;XF9654248>>. Acesso em: 23 nov. 2012.

GOLDEMBERG, José; PRADO, Luiz Tadeo Siqueira. The decline of the world's energy intensity. **Energy Policy** v. 39, n. 3, p. 1802–1805, mar. 2011. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421511000231>>. Acesso em: 1 out. 2013.

GOLDEMBERG, José; PRADO, Luiz Tadeu Siqueira. Reforma e crise do setor elétrico no período FHC. **Tempo Social** v. 15, n. 2, 2003.

GOLDTHAU, Andreas; WITTE, Jan Martin. Back to the future or forward to the past? Strengthening markets and rules for effective global energy governance. **International Affairs** v. 85, n. 2, p. 373–390, 2009.00205850.

GOMES, Antônio Claret S. et al. **O Setor Elétrico**. , BNDES 50 Anos - Histórias Setoriais, nº 2002. Rio de Janeiro: 2002. Disponível em: <<http://www.bndes.gov.br>>.

GÓMEZ, Maria F.; SILVEIRA, Semida. Rural electrification of the Brazilian Amazon – Achievements and lessons. **Energy Policy** v. 38, n. 10, p. 6251–6260 , out. 2010. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421510004763>>. Acesso em: 18 out. 2012.

GROSSI, Luigi; HEIM, Sven; WATERSON, Michael. The impact of the German response to the Fukushima earthquake. **Energy Economics** v. 66, p. 450–465 , 2017. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2017.07.010>>.

GRUNEWALD, Nicole; MARTINEZ-ZARZOSO, Inmaculada. Did the Kyoto Protocol fail? An evaluation of the effect of the Kyoto Protocol on CO2 emissions. **Environment and Development Economics** v. 21, n. 1, p. 1–22, 2016. Disponível em: <http://www.journals.cambridge.org/abstract_S1355770X15000091>.

GUNDIMEDA, Haripriya; KÖHLIN, Gunnar. Fuel demand elasticities for energy and environmental policies: Indian sample survey evidence. **Energy Economics** v. 30, n. 2, p. 517–546 , mar. 2008. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0140988306001290>>. Acesso em: 16 nov. 2012.

GUPTA, Joyeeta. A history of international climate change policy. **Wiley Interdisciplinary Reviews: Climate Change** v. 1, n. 5, p. 636–653 , 2010.1757-7799.

HAGER, Tiffany J.; MORAWICKI, Ruben. Energy consumption during cooking in the residential sector of developed nations: A review. **Food Policy** v. 40, p. 54–63 , jun. 2013. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306919213000201>>. Acesso em: 20 dez. 2013.

HEINONEN, Jukka; JUNNILA, Seppo. Residential energy consumption patterns and the overall housing energy requirements of urban and rural households in Finland. **Energy and Buildings** v. 76, p. 295–303 , 2014. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.enbuild.2014.02.079>>.0378-7788.

HELTBERG, Rasmus. Fuel switching: evidence from eight developing countries. **Energy Economics** v. 26, n. 5, p. 869–887 , set. 2004. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0140988304000258>>. Acesso em: 19 out. 2012.1202473539.

HERNANDEZ, Francisco Del Moral. Hidrelétricas na Amazônia: Renovabilidade e não renovabilidade da política energética. Se é desejável a renovabilidade das formas de conversão de energia, por que não é desejável renovar a política energética? **Boletim do Museu Paraense Emilio Goeldi: Ciências Humanas** v. 7, n. 3, p. 791–811 , 2012.

HIEMSTRA-VAN DER HORST, Greg; HOVORKA, Alice J. Reassessing the “energy ladder”: Household energy use in Maun, Botswana. **Energy Policy** v. 36, n. 9, p. 3333–3344 , set. 2008. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421508002280>>. Acesso em: 3 mar. 2012.

HIRA, Anil; OLIVEIRA, Luiz Guilherme De. No substitute for oil? How Brazil developed its ethanol industry. **Energy Policy** v. 37, n. 6, p. 2450–2456 , 2009.0301-4215.

HIRTH, Lion. The benefits of flexibility: The value of wind energy with hydropower. **Applied Energy** v. 181, p. 210–223, 2016. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.07.039>>.

HOCHSTETLER, Kathryn. The Politics of Environmental Licensing: Energy Projects of the Past and Future in Brazil. **Studies in Comparative International Development** v. 46, n. 4, p. 349–371 , 2011.00393606.

HOSMER JR., David W.; LEMESHOW, Stanley; STURDIVANT, Rodney X. **Applied Logistic Regression**. 3rd. ed. Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, Inc., 2013. 528 p. Disponível em: <<http://doi.wiley.com/10.1002/9781118548387>>. (Wiley Series in Probability and Statistics). .9781118548387.

HULME, Mike. On the origin of “the greenhouse effect”: John Tyndall’s 1859 interrogation of nature. **Weather** v. 64, n. 5, p. 121–123 , 2009.0043-1656.

HUNTER, John M.; REY, Luis; SCOTT, David. Man-made lakes and man-made diseases. Towards a policy resolution. **Social Science and Medicine** v. 16, n. 11, p. 1127–1145 , 1982.0277-9536.

IBAMA - INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS. **Avaliação de impacto ambiental: Agentes Sociais, Procedimentos e Ferramentas**. Brasília, 1995.

IBAMA - INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS. *Ibama arquiva licenciamento da UHE São Luiz do Tapajós, no Pará*. Disponível em: <<http://www.ibama.gov.br/noticias/58-2016/162-ibama-arquiva-licenciamento-da-uhe-sao-luiz-do-tapajos-no-para>>. Acesso em: 14 dez. 2017.

IBGE - INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. *IBGE inicia a Pesquisa de Orçamentos Familiares (POF) 2017/2018*. Rio de Janeiro. Disponível em: <<https://agenciadenoticias.ibge.gov.br/2013-agencia-de-noticias/releases/10448-ibge-inicia-a-pesquisa-de-orcamentos-familiares-pof-2017-2018.html>> 2017.

IBGE - INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. *Pesquisa de orçamentos familiares 2008 - 2009*. Rio de Janeiro. Disponível em: <http://www.ibge.gov.br/home/xml/pof/pof_2008_2009.shtm>. 2010

IBGE - INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. **Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios - 2014**. Rio de Janeiro, 2016.

IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **CO2 emissions from fuel combustion - highlights**. Paris 2017a. Disponível em: <<https://www.iea.org/publications/>>.

IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Key world energy statistics**. Paris, 2017b. Disponível em: <<https://www.iea.org/publications/>>.

IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **World Energy Outlook**. Paris, 2013. Disponível em: <http://www.deltalinqsenergyforum.nl/documents/2014/IEA_presentatie_World_Energy_Outlook_2013-2035.pdf>. Acesso em: 22 maio 2014.9789264201309.

IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **World Energy Outlook**. Paris, 2016. Disponível em: <<https://www.iea.org/newsroom/news/2016/november/world-energy-outlook-2016.html>>.

IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **World Energy Outlook**. Paris, 2012. 690 p. .9789264180840.

IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *World Energy Outlook*. Paris: [s.n.], 2012.

IHS. *IHS CERA Power Capital Costs Index Shows Power Plant Construction Costs Decreasing Slightly*. Disponível em: <<http://news.ihsmarkit.com/press-release/energy/ihs-cera-power-capital-costs-index-shows-power-plant-construction-costs-decreas>>. Acesso em: 11 jan. 2018, 2017.

IIASA - INTERNATIONAL INSTITUTE FOR APPLIED SYSTEMS ANALYSIS. **Global Energy Assessment - Toward a Sustainable Future**. Cambridge, UK; New York, USA; Laxemburg, Austria: Cambridge University Press and International Institute for Applied Systems Analysis, 2012. 1-1865 p. Disponível em: <<http://www.globalenergyassessment.org/>>.

INPE - INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS. *Projeto de Monitoramento do Desmatamento na Amazônia Legal*. Disponível em: <<http://www.obt.inpe.br/prodes/index.php>>. Acesso em: 14 jun. 2017, 2017.

INSTITUTO ACENDE BRASIL. **O setor elétrico brasileiro no contexto das mudanças climáticas e do acordo de Paris**. , White Paper., nº 17. São Paulo, 2017a. Disponível em: <<http://acendebrasil.com.br/br/estudos>>.

INSTITUTO ACENDE BRASIL. **Custos socioambientais: tendências, ferramentas e responsabilidades**. , White Paper., nº 19. São Paulo, 2017b. Disponível em: <<http://acendebrasil.com.br/br/estudos>>.

INSTITUTO ACENDE BRASIL. **Transmissão: o elo integrador**. White Paper., nº 15. São Paulo, 2015. Disponível em: <<http://acendebrasil.com.br/br/estudos>>.

IPCC - INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE. **Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change**. Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 2014. 1435 p.

ISA - INSTITUTO SOCIOAMBIENTAL. *ISA lança mapa Amazônia Brasileira 2014 no Congresso Mundial de Parques*. Disponível em: <<https://www.socioambiental.org/pt-br/noticias-socioambientais/isa-lanca-mapa-amazonia-brasileira-2014-no-congresso-mundial-de-parques>>. Acesso em: 3 abr. 2017.

JACKSON, Sukhan; SLEIGH, Adrian. Resettlement for China's Three Gorges Dam: socio-economic impact and institutional tensions. **Communist and Post-Communist Studies** v. 33, p. 223–241, 2000.

JAICHAND, Vinodh; SAMPAIO, Alexandre Andrade. Dam and Be Damned: The Adverse Impacts of Belo Monte on Indigenous Peoples in Brazil. **Human Rights Quarterly** v. 35, n. 2, p. 408–447, 2013. Disponível em: <http://muse.jhu.edu/content/crossref/journals/human_rights_quarterly/v035/35.2.jaichand.html>.0275-0392.

JANNUZZI, Gilberto M.; SANGA, Godfrey Alois. LPG subsidies in Brazil: an estimate. **Energy for Sustainable Development** v. 8, n. 3, p. 127–129, set. 2004. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0973082608604743>>. Acesso em: 6 jul. 2012.

JANNUZZI, Gilberto M.; SCHIPPER, Lee. The structure of electricity demand in the Brazilian household sector. **Energy Policy** p. 879–891, 1991. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/030142159190013E>>. Acesso em: 5 jan. 2014.

JOAS, Fabian *et al.* Which goals are driving the Energiewende? Making sense of the German Energy Transformation. **Energy Policy** v. 95, p. 42–51, 2016. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2016.04.003>>.0301-4215.

JOHNSON, Nathan G.; BRYDEN, Kenneth M. Energy supply and use in a rural West African village. **Energy** v. 43, n. 1, p. 283–292, jul. 2012. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360544212003088>>. Acesso em: 30 out. 2012.

JONG, Pieter De *et al.* Forecasting high proportions of wind energy supplying the Brazilian Northeast electricity grid. **Applied Energy** v. 195, p. 538–555, 2017. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.03.058>>.

JONG, Pieter De *et al.* Integrating large scale wind power into the electricity grid in the Northeast of Brazil. **Energy** v. 100, p. 401–415, 2016.

JOODE. Jeroen De *et al.* **Energy Policies and Risks on Energy Markets A cost-benefit analysis**. 2004.

JOON, Vinod; CHANDRA, A.; BHATTACHARYA, M. Household energy consumption pattern and socio-cultural dimensions associated with it: A case study of rural Haryana, India. **Biomass and Bioenergy** v. 33, n. 11, p. 1509–1512, 2009. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.biombioe.2009.07.016>>.

JÚNIOR, Ricardo Abranches Felix Cardoso; MAGRINI, Alessandra; HORA, Antonio Ferreira. Environmental licensing process of power transmission in Brazil update analysis: Case study of the Madeira transmission system. **Energy Policy** v. 67, p. 281–289, 2014. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2013.12.040>>.

KAHN, James Randall; FREITAS, Carlos Edwar; PETRERE, Miguel. False shades of green: The

case of Brazilian Amazonian hydropower. **Energies** v. 7, n. 9, p. 6063–6082 , 2014.1540460142.

KARIMU, Amin; MENSAH, Justice Tei; ADU, George. Who Adopts LPG as the Main Cooking Fuel and Why? Empirical Evidence on Ghana Based on National Survey. **World Development** v. 85, p. 43–57 , 2016. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0305750X15306756>>.

KAUP, Brent Z. A neoliberal nationalization?: The constraints on natural-gas-led development in bolivia. **Latin American Perspectives** v. 37, n. 3, p. 123–138 , 2010.

KAYGUSUZ, K. The Role of Hydropower for Sustainable Energy Development. **Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy** v. 4, n. 4, p. 365–376 , 2009. Disponível em: <<http://www.tandfonline.com/doi/abs/10.1080/15567240701756889>>.1556724070175.

KELMAN, J., Filho, A.V., BAJAY, S.V., PENNA, J.C., HADDAD, C.L. da S. **Relatório da comissão de análise do sistema hidrotérmico de energia elétrica**. 2001. Brasília.

KESICKI, Fabian. The third oil price surge – What’s different this time? **Energy Policy** v. 38, n. 3, p. 1596–1606, mar. 2010. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421509008933>>. Acesso em: 27 mar. 2013.

KIMEMIA, David; ANNEGARN, Harold. Domestic LPG interventions in South Africa: Challenges and lessons. **Energy Policy** v. 93, p. 150–156, 2016. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421516300994>>.

KIRCHHERR, Julian; POHLNER, Huw; CHARLES, Katrina J. Cleaning up the big muddy: A meta-synthesis of the research on the social impact of dams. **Environmental Impact Assessment Review** v. 60, p. 115–125 , 2015. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.eiar.2016.02.007>>.

LATRUBESSE, Edgardo M. *et al.* Damming the rivers of the Amazon basin. **Nature** v. 546, n. 7658, p. 363–369 , 2017. Disponível em: <<http://www.nature.com/doi/10.1038/nature22333>>.

LAURIANO, Carolina; DUARTE, Nathália. Número de moradores por domicílio cai 13,2% em 10 anos, diz IBGE. **G1 RJ e SP** , abr. 2011. Disponível em: <<http://glo.bo/mgB6jA>>.

LEES, Alexander C. *et al.* Hydropower and the future of Amazonian biodiversity. **Biodiversity and Conservation** v. 25, n. 3, p. 451–466 , 2016.

LEGROS. Gwénaëlle *et al.* **The Energy Access Situation in Developing Countries: a review focusing on the least developed countries and sub-saharan Africa**. New York, 2009. Disponível em: <[http://www.undp.org/content/dam/undp/library/Environment and Energy/Sustainable Energy/energy-access-situation-in-developing-countries.pdf](http://www.undp.org/content/dam/undp/library/Environment%20and%20Energy/Sustainable%20Energy/energy-access-situation-in-developing-countries.pdf)>.

LEITE, Marcelo Meira. Análise comparativa dos sistemas de avaliação de impacto ambiental. In: LIRAA, W.S.; CÂNDIDO, G.A. (Orgs.). **Gestão sustentável dos recursos naturais: uma abordagem participativa**. Campina Grande: Eduepb, 2013. p. 273–293. Disponível em:

<<http://books.scielo.org>>. 9788578792824.

LERER, Lb; SCUDDER, Thayer. Health impacts of large dams. **Environmental Impact Assessment Review** v. 19, n. 2, p. 113–123, 1999. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0195925598000419>>5Cn<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0195925598000419>>.0195-9255.

LORA, E.S.; ANDRADE, R.V. Biomass as energy source in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews** v. 13, n. 4, p. 777–788, maio 2009. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032108000270>>. Acesso em: 6 jul. 2011.

LÖSCHEL, Andreas; MOSLENER, Ulf; RÜBBELKE, Dirk T G. Indicators of energy security in industrialized countries. **Energy Policy** v. 38, n. 4, p. 1665–1671, 2010.0301-4215.

LUCON, Oswaldo; COELHO, Suani Teixeira; GOLDEMBERG, José. LPG in Brazil: lessons and challenges. **Energy for Sustainable Development** v. 8, n. 3, p. 82–90, set. 2004. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0973082608604706>>. Acesso em: 17 maio 2012.

MA, Juan *et al.* Evaluating and Planning Flexibility in Sustainable Power Systems. **IEEE Transactions on Sustainable Energy** v. 4, n. 1, p. 200–209, set. 2013. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/7828154/>>.9781447129592.

MANYARI, W; CARVALHO JR, O. Environmental considerations in energy planning for the Amazon region: Downstream effects of dams. **Energy Policy** v. 35, n. 12, p. 6526–6534, dez. 2007. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421507003382>>. Acesso em: 15 ago. 2011.

MARTÍNEZ-GÓMEZ, J. *et al.* Analysis of LPG, electric and induction cookers during cooking typical Ecuadorian dishes into the national efficient cooking program. **Food Policy** v. 59, p. 88–102, 2016.

MARTÍNEZ-MONTEJO, Samuel A.; SHEINBAUM-PARDO, Claudia. The impact of energy efficiency standards on residential electricity consumption in Mexico. **Energy for Sustainable Development** v. 32, p. 50–61, 2016. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0973082616300473>>.

MARTINS, F.R.; ABREU, S.L.; PEREIRA, E.B. Scenarios for solar thermal energy applications in Brazil. **Energy Policy** v. 48, p. 640–649, set. 2012. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421512005113>>. Acesso em: 4 jan. 2014.

MASERA, Omar; NAVIA, Jaime. Fuel switching or multiple cooking fuels? Understanding inter-fuel substitution patterns in rural mexican households. **Biomass and Bioenergy** v. 12, n. 5, p. 347–361, 1997.

MASERA, Omar; SAATKAMP, Barbara; KAMMEN, Daniel. From Linear Fuel Switching to Multiple Cooking Strategies: A Critique and Alternative to the Energy Ladder Model. **World Development** v. 28, n. 12, p. 2083–2103, dez. 2000. Disponível em:

<<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0305750X00000760>>.

MATSUMOTO, Ken'ichi; DOUMPOS, Michalis; ANDRIOSPOULOS, Kostas. Historical energy security performance in EU countries. **Renewable and Sustainable Energy Reviews** v. 82, n. June 2017, p. 1737–1748, 2017. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.06.058>>.

MCDADE, Susan. Fueling development: the role of LPG in poverty reduction and growth. **Energy for Sustainable Development** v. 8, n. 3, p. 74–81, set. 2004. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S097308260860469X>>. Acesso em: 8 out. 2012.

MCTI - MINISTÉRIO DA CIÊNCIA TECNOLOGIA E INOVAÇÃO. **Terceira Comunicação Nacional do Brasil à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima – Volume III**. Brasília, 2016. Disponível em: <<http://sirene.mcti.gov.br/publicacoes>>. 9788588063198.

MEKONNEN, Alemu; KÖHLIN, Gunnar. Determinants of Household Fuel Choice in Major Cities in Ethiopia. **Environment for Development** n. August, p. 1–19, 2008.

MENDES, Carlos André B.; BELUCO, Alexandre; CANALES, Fausto Alfredo. Some important uncertainties related to climate change in projections for the Brazilian hydropower expansion in the Amazon. **Energy** v. 141, p. 123–138, 2017.

MENKES, Monica. Eficiência Energética, Políticas Públicas e Sustentabilidade. p. 293, 2004. MERTZANIS, Charilaos. Institutions, development and energy constraints. **Energy** v. 142, p. 962–982, 2018. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.10.073>>.

MESTL, Heidi Elizabeth Staff; ESKELAND, Gunnar S. Richer and healthier, but not Greener? Choices concerning household energy use in India. **Energy Policy** v. 37, n. 8, p. 3009–3019, ago. 2009. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421509002080>>. Acesso em: 29 out. 2012.

MILARÉ, Edis. Estudo Prévio de Impacto Ambiental no Brasil. In: PLANTENBERG, C.M. E AB'SABER, A.N. (Org.). **Previsão de Impactos**. São Paulo: Editora Universidade de São Paulo, 2006.

MITTERMEIER, R a *et al.* Wilderness and biodiversity conservation. **Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America** v. 100, n. 18, p. 10309–10313, 2 set. 2003. Disponível em: <<http://www.ncbi.nlm.nih.gov/pubmed/12930898>>. Acesso em: 3 abr. 2017.0027-8424.

MMA - MINISTÉRIO DE MEIO AMBIENTE. *Discussões para implementação da NDC do Brasil*. Disponível em: <<http://www.mma.gov.br/clima/ndc-do-brasil>>. Acesso em: 12 dez. 2017. MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. *Resolução No 4, de 24 de Novembro de 2005*. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/documents/10584/1139147/Resolucao04.pdf/d5729b28-d19c-4e69-8e03-0af65e599eb1>> 2005.

MODI, Vijay et al. **Energy Services for the Millennium Development Goals**. New York, 2005.

MOREL, Romain; IGOR, Shishlov. Ex-Post Evaluation of the Kyoto Protocol: Four Key Lessons for the 2015 Paris Agreement. **Climate Report - Reserach on the economics of climate change** n. May 2014, p. 1–37 , 2014. Disponível em: <http://www.cdcclimat.com/IMG/pdf/14-05_climate_report_no44_-_analysis_of_the_kp-2.pdf>.

MORET, Stefano *et al.* Characterization of input uncertainties in strategic energy planning models. **Applied Energy** v. 202, p. 597–617 , 2017.

MPF - MINISTÉRIO PÚBLICO FEDERAL. *Inquérito Civil Público nº 1.20.000.000190/2015-10*. 2015.

MUSTAFÁ, André L.; NUTI, Mirian R. Analysis of socio-environmental costs in the operational phase of hydropower projects in Brazil. p. 1–8 , 2010.

NANSAIOR, Analaya *et al.* Climbing the energy ladder or diversifying energy sources? The continuing importance of household use of biomass energy in urbanizing communities in Northeast Thailand. **Biomass and Bioenergy** v. 35, n. 10, p. 4180–4188 , jul. 2011. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0961953411003886>>. Acesso em: 5 set. 2011.

NASCIMENTO, Thiago; FONSECA, Alberto. A descentralização do licenciamento ambiental na percepção de partes interessadas de 84 municípios brasileiros. **Desenvolvimento e Meio Ambiente** v. 43, n. Edição Especial: Avaliação de Impacto Ambiental, p. 152–170 , 2017.

NAYAK, Bibhu P.; WERTHMANN, Christine; AGGARWAL, Veena. Trust and cooperation among urban poor for transition to cleaner and modern cooking fuel. **Environmental Innovation and Societal Transitions** v. 14, p. 116–127 , 2015. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.eist.2014.09.002>>.

NEPSTAD, D *et al.* The End of Deforestation in the Brazilian Amazon. **Science** v. 326, n. 5958, p. 1350–1351 , 2009.0036-8075.

NGUI, Dianah *et al.* Household energy demand in Kenya: An application of the linear approximate almost ideal demand system (LA-AIDS). **Energy Policy** v. 39, n. 11, p. 7084–7094 , nov. 2011. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421511006124>>. Acesso em: 22 nov. 2012.

NICHOLLS, Neville. Climate: Sawyer predicted rate of warming in 1972. **Nature** v. 448, n. 30, p. 992 , 2007.0028-0836.

NOGUEIRA, Larissa Pinheiro Pupo *et al.* Will thermal power plants with CCS play a role in Brazil's future electric power generation? **International Journal of Greenhouse Gas Control** v. 24, p. 115–123, maio 2014. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1750583614000607>>. Acesso em: 26 maio 2014.

NOGUEIRA, Luiz Augusto Horta *et al.* Evaluation of the energy impacts of the Energy Efficiency

Law in Brazil. **Energy for Sustainable Development** v. 24, p. 58–69 , 2015. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0973082614001197>>.

NUSSBAUMER, Patrick; BAZILIAN, Morgan; MODI, Vijay. Measuring energy poverty: Focusing on what matters. **Renewable and Sustainable Energy Reviews** v. 16, n. 1, p. 231–243 , jan. 2012. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032111003972>>. Acesso em: 30 abr. 2014.

OBERMAIER, Martin *et al.* An assessment of electricity and income distributional trends following rural electrification in poor northeast Brazil. **Energy Policy** v. 49, p. 531–540 , out. 2012. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421512005678>>. Acesso em: 29 out. 2012.

OBSERVATÓRIO DO CLIMA. *Sistema de Estimativas de Emissões de Gases de Efeito Estufa (SEEG) - V4.0*. Disponível em: <<http://seeg.eco.br/>>. Acesso em: 28 nov. 2016, 2016.

OLIVEIRA, Fernando C.; COELHO, Suani T. History, evolution, and environmental impact of biodiesel in Brazil: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews** v. 75, n. July 2015, p. 168–179 , 2017. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.10.060>>.

OMS - ORGANIZAÇÃO MUNDIAL DA SAÚDE. *Household air pollution and health*. Disponível em: <<http://www.who.int/mediacentre/factsheets/fs292/en/>>. Acesso em: 18 nov. 2017.

ONS. *Histórico da Operação*. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/historico/>>. Acesso em: 10 jan. 2017.

ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. *Diversidade do parque gerador assegura as condições de atendimento aos consumidores da região Nordeste* . Rio de Janeiro, 2016.

ONU - ORGANIZAÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS. *First steps to a safer future: Introducing The United Nations Framework Convention on Climate Change*. Disponível em: <http://unfccc.int/essential_background/convention/items/6036.php>. Acesso em: 9 dez. 2017a, 2017

ONU - ORGANIZAÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS. *Kyoto Protocol*. Disponível em: <http://unfccc.int/kyoto_protocol/items/2830.php>. Acesso em: 5 out. 2016a, 2014.

ONU - ORGANIZAÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS. *Sustainable Development Goals - Goal 7: Ensure access to affordable, reliable, sustainable and modern energy for all*. Disponível em: <<http://www.un.org/sustainabledevelopment/energy/>> 2017b.

ONU - ORGANIZAÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS. *UNFCCC - 20 Years of Effort and Achievement. Key Milestones in the Evolution of International Climate Policy*. Disponível em: <<http://unfccc.int/timeline/>>. Acesso em: 5 out. 2016b. 2014.

ONU - ORGANIZAÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS. *World Urbanization Prospects: The 2014 Revision. Department of Economic and Social Affairs*. Disponível em: <<https://esa.un.org/unpd/wup/CD-ROM/>>. Acesso em: 27 nov. 2017c. 2014

OPARAOCHA, Sheila; DUTTA, Soma. Gender and energy for sustainable development. **Current Opinion in Environmental Sustainability** v. 3, n. 4, p. 265–271 , 2011. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.cosust.2011.07.003>>.1877-3435.

OUEDRAOGO, Boukary. Household energy preferences for cooking in urban Ouagadougou, Burkina Faso. **Energy Policy** v. 34, n. 18, p. 3787–3795 , dez. 2006. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421505002399>>. Acesso em: 25 out. 2011.

OZAKI, Marcos Takao; BIDERMAN, Ciro. A importância do regime de estimativa de ISS para a arrecadação tributária dos municípios brasileiros. **Revista de Administração Contemporânea** v. 8, n. 4, p. 99–114 , 2004. Disponível em: <http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1415-65552004000400006&lng=en&nrm=iso&tlng=pt>.

PACHAURI, Shonali; JIANG, Leiwen. The household energy transition in India and China. **Energy Policy** v. 36, n. 11, p. 4022–4035 , nov. 2008. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421508003029>>. Acesso em: 31 out. 2012.

PASE, Hemerson Luiz *et al.* The sociopolitical conflict in hydroelectric enterprises. **Ambiente & Sociedade** v. XIX, n. 2, p. 45–66 , 2016.

PAULA, Gilberto A. *Modelos de regressão com apoio computacional*. São Paulo. Disponível em: <https://www.ime.usp.br/~giapaula/texto_2013.pdf> 2013.

PAVESE, Carolina B.; TORNEY, Diarmuid. The contribution of the European Union to global climate change governance: explaining the conditions for EU actorness. **Revista Brasileira de Política Internacional** v. 55, n. spe, p. 125–143, 2012. Disponível em: <http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0034-73292012000300008&lng=en&tlng=en>.

PEREIRA, Enio B. *et al.* The impacts of global climate changes on the wind power density in Brazil. **Renewable Energy** v. 49, p. 107–110 , 2013. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2012.01.053>>.

PEREIRA, Marcio Giannini *et al.* The renewable energy market in Brazil: Current status and potential. **Renewable and Sustainable Energy Reviews** v. 16, n. 6, p. 3786–3802 , ago. 2012. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032112002079>>. Acesso em: 2 out. 2013.

PERES, Carlos A. Why we need megareserves in Amazonia. **Conservation Biology** v. 19, n. 3, p. 728–733 , 2005. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1111/j.1523-1739.2005.00691.x>>.1523-1739.

PIAGENTINI, Priscilla Melleiro; BENASSI, Roseli Frederigi; PENTEADO, Cláudio Luis Camargo. Olhares sobre a hidreletricidade e o processo de licenciamento no Brasil. **Estudos Avançados** v. 28, n. 82, p. 139–153 , 2014.01034014 (ISSN).

PINE, Kathleen *et al.* Adoption and use of improved biomass stoves in Rural Mexico. **Energy for Sustainable Development** v. 15, n. 2, p. 176–183, jun. 2011. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0973082611000238>>. Acesso em: 25 mar. 2012.

PIRES. José Claudio Linhares; GIAMBIAGI. Fabio; SALES. André Franco. **As perspectivas do setor elétrico após o racionamento.**, Textos para Discussão: 97., nº 97. Rio de Janeiro, 2002. Disponível em: <www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/td/td-97.pdf>.

PIRES, S H M *et al.* External Costs in the Environmental Risk Assessment of Hydropower Project Investment Analysis. 2010.

PRADO, Fernando Almeida *et al.* How much is enough? An integrated examination of energy security, economic growth and climate change related to hydropower expansion in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews** v. 53, p. 1132–1136, 2016. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032115010205>>.1364-0321.

PSR. **The Marrakesh express: viabilidade e custo dos compromissos do Brasil.** Energia, nº 119. Rio de Janeiro, 2016.

QUITZOW, Leslie *et al.* The German Energiewende – What’s happening? Introducing the special issue. **Utilities Policy** v. 41, p. 163–171, 2016.

R CORE TEAM. *R*. Viena, Áustria: [s.n.]. Disponível em: <<https://www.r-project.org/>>. , 2015

RAHUT, Dil Bahadur *et al.* Determinants of household energy use in Bhutan. **Energy** v. 69, p. 661–672, maio 2014. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360544214003260>>. Acesso em: 16 out. 2014.

RAMANATHAN, V; CARMICHAEL, G. Global and regional climate change due to black carbon. **Nature Geoscience** v. 1, n. 4, p. 221–227, 2008.

RAMOS, Marcelo Alves *et al.* Use and knowledge of fuelwood in an area of Caatinga vegetation in NE Brazil. **Biomass and Bioenergy** v. 32, n. 6, p. 510–517, jun. 2008. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0961953407002164>>. Acesso em: 4 ago. 2011.

RAMOS, Marcelo Alves; ALBUQUERQUE, Ulysses Paulino De. The domestic use of firewood in rural communities of the Caatinga: How seasonality interferes with patterns of firewood collection. **Biomass and Bioenergy** v. 39, p. 147–158, abr. 2012. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0961953412000049>>. Acesso em: 16 mar. 2012.

RANDELL, Heather. The short-term impacts of development-induced displacement on wealth and subjective well-being in the Brazilian Amazon. **World Development** v. 87, p. 385–400, 2016. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.worlddev.2016.07.005>>.0305-750X.

REHNER, Robert; MCCAULEY, Darren. Security, justice and the energy crossroads: Assessing

the implications of the nuclear phase-out in Germany. **Energy Policy** v. 88, p. 289–298 , 2016.

RENN, Ortwin; MARSHALL, Jonathan Paul. Coal, nuclear and renewable energy policies in Germany: From the 1950s to the “Energiewende”. **Energy Policy** v. 99, p. 224–232 , 2016. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2016.05.004>>.

RITTER, Camila D. *et al.* Environmental impact assessment in Brazilian Amazonia: Challenges and prospects to assess biodiversity. **Biological Conservation** v. 206, p. 161–168 , 2017. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.biocon.2016.12.031>>.

RODRIGUES, Elisângela de Azevedo Silva. **Alterações ambientais e os riscos de transmissão da Leishmaniose tegumentar americana na área de influência da UHE Serra do Facão, Goiás, Brasil.** Universidade Federal de Uberlândia, 2011. 100 p. Disponível em: <<http://repositorio.ufu.br/handle/123456789/1153>>.

RODRIGUES, Ricardo Leonardo Vianna. **Análise dos Fatores Determinantes do Desflorestamento na Amazônia Legal.** Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2004. 249 p. Disponível em: <<http://www.ppe.ufrj.br/ppes/production/tesis/rlvrodriques.pdf>>.

ROQUETTI, Daniel Rondinelli; MORETTO, Evandro Mateus; PULICE, Sérgio Montovani Paiva. Dam-forced displacement and social-ecological resilience: the Barra Grande hydropower plant in southern Brazil. **Ambiente & Sociedade** v. XX, n. 3, p. 115–134 , 2016.

ROSA, E.A.; MACHLIS, G.E.; KEATING, K.M. Energy and society. **Annual Review of Sociology** v. 14, p. 149–172 , 1988. Disponível em: <<http://www.jstor.org/stable/10.2307/2083314>>. Acesso em: 27 dez. 2011.

ROSENBAUM, P R; RUBIN, D B. The central role of the propensity score in observational studies for causal effects. **Biometrika** v. 70, n. 1, p. 41–55 , 1983.0006-3444.

RUIZ-MERCADO, Ilse *et al.* Adoption and sustained use of improved cookstoves. **Energy Policy** v. 39, n. 12, p. 7557–7566 , dez. 2011. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421511002084>>. Acesso em: 25 mar. 2012.

SAATKAMP, Barbara D.; MASERA, Omar; KAMMEN, Daniel M. Energy and health transitions in development: fuel use, stove technology, and morbidity in Jarácuaro, México. **Energy for Sustainable Development** v. 4, n. 2, p. 7–16 , ago. 2000. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0973082608602379>>. Acesso em: 23 nov. 2012.

SANCHES-PEREIRA, Alessandro; TUDESCHINI, Luís Gustavo; COELHO, Suani Teixeira. Evolution of the Brazilian residential carbon footprint based on direct energy consumption. **Renewable and Sustainable Energy Reviews** v. 54, p. 184–201 , 2016. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.09.024>>.

SANT ANA, Paulo Henrique de Mello; JANNUZZI, Gilberto De Martino; BAJAY, Sérgio Valdir. Developing competition while building up the infrastructure of the Brazilian gas industry. **Energy Policy** v. 37, n. 1, p. 308–317 , jan. 2009. Disponível em:

<<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421508005156>>. Acesso em: 27 dez. 2013.

SANTOS, Marco Aurélio *et al.* Estimates of GHG emissions by hydroelectric reservoirs: The Brazilian case. **Energy** v. 133, p. 99–107, 2017.0360-5442.

SANTOS, Mariana Rodrigues Ribeiro. A fraca articulação entre planejamento e licenciamento ambiental no Brasil. **Desenvolvimento e Meio Ambiente** v. 43, n. Edição Especial: Avaliação de Impacto Ambiental, p. 126–138, 2017.

SANTOS, Ricardo Luis Pereira Dos *et al.* The importance of nuclear energy for the expansion of Brazil's electricity grid. **Energy Policy** v. 60, p. 284–289, set. 2013. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421513003522>>. Acesso em: 1 maio 2014.

SARKAR, Amin U; KARAGOZ, Serkan. Sustainable development of hydroelectric power. **Energy** v. 20, n. 10, p. 977–981, 1995. Disponível em: <<http://www.tandfonline.com/doi/abs/10.1080/00908310290086725>>.

SATHAYE, Jayant; TYLER, Stephen. Transitions in household energy use in urban China, India, The Philippines, Thailand, ad Hong Kong. **Annual Review of Energy and the Environment** v. 16, p. 295–335, 1991. Disponível em: <www.annualreviews.org>.

SATTERTHWAITE, David; MCGRANAHAN, Gordon; TACOLI, Cecilia. Urbanization and its implications for food and farming. **Philosophical transactions of the Royal Society of London** v. 365, n. 1554, p. 2809–20, 2010. Disponível em: <<http://rstb.royalsocietypublishing.org/content/365/1554/2809.abstract>>.0962-8436.

SAUER, Ildo L. *et al.* **A Reconstrução do Setor Elétrico Brasileiro**. 1. ed. Campo Grande: Paz e Terra, Editora UFMS, 2003. 300 p. .85-7613-007-6.

SAVARESI, Annalisa. The Paris Agreement: a new beginning? **Journal of Energy & Natural Resources Law** v. 34, n. 1, p. 16–26, 2016. Disponível em: <<http://www.tandfonline.com/doi/full/10.1080/02646811.2016.1133983>>.1876010401.

SAWYER, J. S. Man-made carbon dioxide and the “Greenhouse” effect. **Nature** v. 239, n. 5366, p. 23–26, 1972.

SCABIN, Flávia Silva; JUNIOR, Nelson Novaes Pedroso; CRUZ, Júlia Cortez da Cunha. Judicialização de grandes empreendimentos no Brasil: uma visão sobre os impactos da instalação de usinas hidrelétricas em populações locais na Amazônia. **R. Pós Ci. Soc** v. 11, n. 22, p. 130–150, 2014.

SCHAEFFER, Roberto *et al.* **Energia e pobreza: problemas de desenvolvimento energético e grupos sociais marginais em áreas rurais e urbanas do Brasil. Recursos Naturales e Infraestructura**, Recursos Naturales e Infraestructura., nº 60. Santiago de Chile: [s.n.], 2003. Disponível em: <<http://www.eclac.org/publicaciones/xml/9/19539/lcl2169e.pdf>>.9213222211.

SCHMID, Eva; KNOPF, Brigitte; PECHAN, Anna. Putting an energy system transformation into

practice: The case of the German Energiewende. **Energy Research and Social Science** v. 11, p. 263–275 , 2016.22146296.

SCHWARTZMAN, Stephan; ZIMMERMAN, Barbara. Conservation Alliances with Indigenous Peoples of the Amazon. **Conservation Biology** v. 19, n. 3, p. 721–727 , 2005. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1111/j.1523-1739.2005.00695.x>>.1523-1739.

SCOTT. N; MCKEMEY. K; BATCHELOR. S. **Energy in Low-Income Urban Communities**. London: [s.n.], 2005. Disponível em: <<http://www.dfid.gov.uk/r4d/PDF/Outputs/Energy/R8146.pdf>>. Acesso em: 8 ago. 2012.

SENADO FEDERAL. *Plenário aprova crédito para energia sustentável*. Disponível em: <<https://www12.senado.leg.br/noticias/materias/2017/07/12/plenario-aprova-credito-para-energia-sustentavel>>. Acesso em: 23 jan. 2018, 2017.

SETO, Karen C; RAMANKUTTY, Navin. Hidden linkages between urbanization and food systems. **Science** v. 352, n. 6288, p. 943–945 , 2016.9788578110796.

SEVERIANO, Adneison. Com impasse em obras do Linhão do Tucurí, RR segue sem previsão para aderir ao Sistema Interligado Nacional. **G1 AM** Manaus, 27 set. 2017 Disponível em: <<https://g1.globo.com/rr/roaima/noticia/com-impasse-em-obras-do-linhao-do-tucuri-rr-segue-sem-previsao-para-aderir-ao-sistema-interligado-nacional.ghtml>>.

SEVERNINI, Edson R. The Power of Hydroelectric Dams : Agglomeration Spillovers. p. 1–77 , 2012. Disponível em: <<http://ssrn.com/abstract=2424181>>.

SGARBI, Felipe de Albuquerque *et al.* Fuelwood as an energy source for the commercial cooking sector – An overview analysis focused in the city of São Paulo, Brazil. **Biomass and Bioenergy** v. 58, p. 313–321 , out. 2013. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0961953413004157>>. Acesso em: 7 out. 2013.

SHIBATA, Hirofumi. The energy crises and Japanese response. **Resources and Energy** v. 5, n. 2, p. 129–154 , jun. 1983. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/0165057283900105>>. Acesso em: 27 mar. 2013.

SICILIANO, Giuseppina *et al.* Hydropower, social priorities and the rural-urban development divide: The case of large dams in Cambodia. **Energy Policy** v. 86, p. 273–285 , 2015. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2015.07.009>>.0301-4215.

SILVA, Neilton Fidelis Da *et al.* Wind energy in Brazil: From the power sector's expansion crisis model to the favorable environment. **Renewable and Sustainable Energy Reviews** v. 22, p. 686–697 , 2013.1364-0321.

SILVA, Rodrigo Corrêa Da; NETO, Ismael de Marchi; SEIFERT, Stephan Silva. Electricity supply security and the future role of renewable energy sources in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews** v. 59, p. 328–341 , 2016. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032116000290>>.

SINDIGÁS - SINDICATO NACIONAL DAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE GÁS LIQUEFEITO DE PETRÓLEO. **GLP no Brasil: Perguntas Frequentes**. Rio de Janeiro, 2007.

SMITH, Kirk R. *et al.* Air pollution and the energy ladder in asian cities. **Energy** v. 19, n. 5, p. 587–600 , maio 1994. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/036054429490054X>>.

SOITO, João; FREITAS, Marcos Aurélio. Amazon and the expansion of hydropower in Brazil: Vulnerability, impacts and possibilities for adaptation to global climate change. **Renewable and Sustainable Energy Reviews** v. 15, n. 6, p. 3165–3177 , ago. 2011. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032111001432>>. Acesso em: 16 ago. 2011.

SOUZA, Leonardo Rocha; SOARES, Lacir Jorge. Electricity rationing and public response. **Energy Economics** v. 29, n. 2, p. 296–311 , mar. 2007. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0140988306000788>>. Acesso em: 13 set. 2011.

SOVACOOOL, Benjamin K. Seven suppositions about energy security in the United States. **Journal of Cleaner Production** v. 19, n. 11, p. 1147–1157 , jul. 2011. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0959652611000904>>. Acesso em: 21 set. 2012.

SOVACOOOL, Benjamin K.; GILBERT, Alex; NUGENT, Daniel. An international comparative assessment of construction cost overruns for electricity infrastructure. **Energy Research and Social Science** v. 3, n. C, p. 152–160 , 2014. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.erss.2014.07.016>>.

SOVACOOOL, Benjamin K.; NUGENT, Daniel; GILBERT, Alex. Construction cost overruns and electricity infrastructure: An unavoidable risk? **Electricity Journal** v. 27, n. 4, p. 112–120 , 2014. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.tej.2014.03.015>>.

TAHSEEN, Samiha; KARNEY, Bryan W. Reviewing and critiquing published approaches to the sustainability assessment of hydropower. **Renewable and Sustainable Energy Reviews** v. 67, p. 225–234 , 2017. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.09.031>>.

TCU - TRIBUNAL DE CONTAS DA UNIÃO. *Cartilha de Licenciamento Ambiental* . Brasília. Disponível em: <www.tcu.gov.br>. 2007.

THE ECONOMIST. It's not easy being green. , ago. 2016. Disponível em: <<http://www.economist.com/news/europe/21704819-even-new-reforms-doubts-remain-about-germanys-energy-transition-its-not-easy-being-green>>.

TILT, Bryan; BRAUN, Yvonne; HE, Daming. Social impacts of large dam projects: A comparison of international case studies and implications for best practice. **Journal of Environmental Management** v. 90, n. SUPPL. 3, p. S249–S257 , 2009. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.jenvman.2008.07.030>>.1095-8630 (Electronic)r0301-4797 (Linking).

TIRYAKI, Gisele Ferreira *et al.* Flexibilização da Oferta de Gás Natural para a Bahia. **Revista**

Econômica do Nordeste v. 39, n. 4, p. 503–517, 2008. Disponível em: <http://www.bnb.gov.br/projwebren/Exec/artigoRenPDF.aspx?cd_artigo_ren=1110>.

TOLEDO, Peter Mann De *et al.* Development paradigms contributing to the transformation of the Brazilian Amazon: do people matter? **Current Opinion in Environmental Sustainability** v. 26–27, p. 77–83, 2017. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1877343517300192>>.

UGURSAL, V. Ismet. Energy consumption, associated questions and some answers. **Applied Energy** v. 130, p. 783–792, out. 2014. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S030626191300980X>>. Acesso em: 13 maio 2014.

UNFCCC. **Adoption of the Paris Agreement**. 2015. Disponível em: <<https://unfccc.int/resource/docs/2015/cop21/eng/l09r01.pdf>>.3981058208.

UNFCCC - UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE. *Paris Agreement - Status of Ratification*. Disponível em: <http://unfccc.int/paris_agreement/items/9444.php>. Acesso em: 10 dez. 2017, 2017.

UNFCCC - UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE. *The Paris Agreement*. Disponível em: <http://unfccc.int/paris_agreement/items/9485.php>. Acesso em: 25 out. 2016, 2014.

VAN RUIJVEN, Bas J. *et al.* Model projections for household energy use in India. **Energy Policy** v. 39, n. 12, p. 7747–7761, dez. 2011. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421511007105>>. Acesso em: 15 nov. 2012.

VERONEZ, Fernanda; MONTAÑO, Marcelo. Análise da qualidade dos estudos de impacto ambiental no estado do Espírito Santo (2007-2013). **Desenvolvimento e Meio Ambiente** v. 43, p. 6–21, 2017. Disponível em: <<http://revistas.ufpr.br/made/article/view/54180>>.

VON SPERLING, Eduardo. Hydropower in Brazil: Overview of positive and negative environmental aspects. **Energy Procedia** v. 18, p. 110–118, 2012. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2012.05.023>>.9781627484275.

WANG, Pu *et al.* A framework for social impact analysis of large dams: A case study of cascading dams on the Upper-Mekong River, China. **Journal of Environmental Management** v. 117, p. 131–140, 2013. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.jenvman.2012.12.045>>.1095-8630.

WILCOX-MOORE, Kellie *et al.* The Influence of Socioeconomic Status and Fuelwood Access on Domestic Fuelwood Use in the Brazilian Atlantic Forest. **Journal of Latin American Geography** v. 10, n. 2, p. 195–216, 2011. Disponível em: <http://muse.jhu.edu/content/crossref/journals/journal_of_latin_american_geography/v010/10.2.wilcox-moore.html>. Acesso em: 8 ago. 2012.

WILMSEN, Brooke. After the Deluge: A longitudinal study of resettlement at the Three Gorges

Dam, China. **World Development** v. 84, p. 41–54 , 2016. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.worlddev.2016.04.003>>.0305-750X.

WINEMILLER, K. O. *et al.* Balancing hydropower and biodiversity in the Amazon, Congo, and Mekong. **Science** v. 351, n. 6269, p. 128–129, 2016.

WINKLER, Harald *et al.* Access and Affordability of Electricity in Developing Countries. **World Development** v. 39, n. 6, p. 1037–1050 , jun. 2011. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0305750X11000623>>. Acesso em: 6 nov. 2012.

WINZER, Christian. Conceptualizing energy security. **Energy Policy** v. 46, p. 36–48 , 2012. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2012.02.067>>.0301-4215.

WLPGA - WORLD LPG ASSOCIATION. **World LPG Association: Annual Report**. France: [s.n.], 2015. Disponível em: <<http://www.wlpga.org/about-us/annual-reports/>>.

WRI - WORLD RESOURCES INSTITUTE. *CAIT Climate Data Explorer*. Disponível em: <<http://cait.wri.org>>. Acesso em: 3 nov. 2016.

YERGIN, Daniel. Energy security in the 1990s. **Foreign Affairs** v. 67, n. 1, p. 110–132 , 13 jun. 1988. Disponível em: <<http://www.jstor.org/stable/20043677>>.

ZULU, Leo Charles. The forbidden fuel: Charcoal, urban woodfuel demand and supply dynamics, community forest management and woodfuel policy in Malawi. **Energy Policy** v. 38, n. 7, p. 3717–3730 , jul. 2010. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421510001540>>. Acesso em: 30 out. 2012.

ZURN, Hans H. *et al.* Electrical energy demand efficiency efforts in Brazil, past, lessons learned, present and future: A critical review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews** v. 67, p. 1081–1086 , 2017. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.09.037>>.

8. ANEXOS

8.1. Anexo I - Rubricas que compõem a Conta 10

CONTA .10 TERRENOS E RELOCAÇÕES E OUTRAS AÇÕES SÓCIO-AMBIENTAIS		CATEGORIAS
10	Aquisição de Terrenos e Benfeitorias	Aquisição de terrenos e benfeitorias
.10.10	Propriedades Urbanas	Aquisição de terrenos e benfeitorias
.10.10.10	Reservatório	Aquisição de terrenos e benfeitorias
.10.10.11	Canteiro/Acampamento/Jazidas e Áreas afins	Aquisição de terrenos e benfeitorias
.10.10.40	Unidades de Conservação e Áreas de Preservação Permanente	Aquisição de terrenos e benfeitorias
.10.10.43	Terrenos	Aquisição de terrenos e benfeitorias
.10.10.44	Infraestrutura Econômica e Social Isolada	Aquisição de terrenos e benfeitorias
.10.10.17	Outros	Aquisição de terrenos e benfeitorias
.10.10.11	Propriedades Rurais	Aquisição de terrenos e benfeitorias
.10.10.11.10	Reservatório	Aquisição de terrenos e benfeitorias
.10.10.11.11	Canteiro, Acampamento, Jazidas e Áreas Afins	Aquisição de terrenos e benfeitorias
.10.10.11.40	Unidades de Conservação e Áreas de Preservação Permanente	Aquisição de terrenos e benfeitorias
.10.10.11.41	Reassentamento Rural	Aquisição de terrenos e benfeitorias
.10.10.11.42	Comunidades Indígenas e/ou Grupos Étnicos	Aquisição de terrenos e benfeitorias
.10.10.11.43	Cidades e Vilas	Aquisição de terrenos e benfeitorias
.10.10.11.44	Infraestrutura Econômica e Social Isolada	Aquisição de terrenos e benfeitorias
.10.10.11.17	Outros	Aquisição de terrenos e benfeitorias
.10.10.12	Despesas Legais e de Aquisição	Aquisição de terrenos e benfeitorias
.10.10.13	Outros Custos	Aquisição de terrenos e benfeitorias
.10.11	Relocações	Relocações
.10.11.14	Estradas de Rodagem	Relocações
.10.11.15	Estradas de Ferro	Relocações
.10.11.16	Pontes	Relocações
.10.11.18	Sistema de Transmissão e Distribuição	Relocações
.10.11.19	Sistema de Comunicação	Relocações
.10.11.20	Relocações de População	Relocações
.10.11.20.41	Reassentamento Rural	Relocações
.10.11.20.42	Comunidades Indígenas e /ou Grupos Étnicos	Relocações
.10.11.20.43	Cidades e Vilas	Relocações
.10.11.20.44	Infraestruturas Econômica e Social Isolada	Relocações
.10.11.20.17	Outros	Relocações
.10.11.21	Outras Relocações	Relocações
.10.11.13	Outros Custos	Relocações
.10.15	Outras Ações Socioambientais	Relocações

.10.15.44	Comunicação Socioambiental	Outros Custos Socioambientais
.10.15.45	Meio Físico-Biótico	Meio físico-biótico
.10.15.45.18	Limpeza do Reservatório	Meio físico-biótico
.10.15.45.40	Unidades de Conservação e Áreas de Preservação Permanente	Meio físico-biótico
.10.15.45.45	Conservação da Flora	Meio físico-biótico
.10.15.45.46	Conservação da Fauna	Meio físico-biótico
.10.15.45.47	Qualidade da Água	Meio físico-biótico
.10.15.45.48	Recuperação de Áreas Degradadas	Meio físico-biótico
.10.15.45.17	Outros	Meio físico-biótico
.10.15.46	Meio Sócio-Econômico-Cultural	Meio socioeconômico – cultural
.10.15.46.42	Apoio às Comunidades Indígenas e/ou outros Grupos Étnicos	Meio socioeconômico – cultural
.10.15.46.49	Saúde e Saneamento	Meio socioeconômico – cultural
.10.15.46.50	Estrutura Habitacional e Educacional	Meio socioeconômico – cultural
.10.15.46.51	Salvamento do Patrimônio Cultural	Meio socioeconômico – cultural
.10.15.46.52	Apoio aos Municípios	Meio socioeconômico – cultural
.10.15.46.17	Outros	Meio socioeconômico – cultural
.10.15.47	Licenciamento e Gestão Ambiental	Licenciamento ambiental e gestão institucional
.10.15.47.53	Licenciamento	Licenciamento ambiental e gestão institucional
.10.15.47.55	Gestão Institucional	Licenciamento ambiental e gestão institucional
.10.15.47.17	Outros	Licenciamento ambiental e gestão institucional
.10.15.48	Usos Múltiplos	Outros Custos Socioambientais
.10.15.13	Outros Custos	Outros Custos Socioambientais
.27	Eventuais da Conta 10	Outros Custos Socioambientais
17.22.40.54	Estudos e Projetos Ambientais	Outros Custos Socioambientais

8.2. Anexo II - Usinas hidrelétricas abrangidas pelo estudo

UHE	Estado	Região	Mês Ref.	Dólar Ref. (BRL/USD)	Em operação
UHE Picada	MG	SE	fev/1992	1.478,67	Sim
UHE Barra do Braúna	MG	SE	out/1995	-	Sim
UHE São Jerônimo	PR	S	abr/1997	1,06	Não
UHE Baú	MG	SE	jun/1997	1,06	Não
UHE Murta	MG	SE	ago/1997	1,09	Não
UHE Santa Clara	PR	S	dez/1998	1,20	Sim
UHE Fundão	PR	S	dez/1998	1,20	Sim
UHE Monte Claro	RS	S	jan/1999	1,21	Sim
UHE Peixe Angical	TO	N	jul/1999	1,80	Sim
UHE Couto Magalhães	MT/GO	CO	jul/1999	-	Não
UHE Corumbá IV	GO	CO	jul/1999	1,76	Sim
UHE Corumbá III	GO	CO	jul/1999	1,80	Sim
UHE Salto	GO	CO	jul/1999	2,38	Sim
UHE Sacos	BA	NE	jul/1999	2,37	Não
UHE Santa Isabel	TO/PA	N	ago/2000	1,85	Não
UHE Monjolinho	RS	S	ago/2000	1,80	Sim
UHE Pedra do Cavalo	BA	NE	dez/2000	1,97	Sim
UHE Cachoeirinha	PR	S	jan/2001	1,90	Não
UHE Salto Pilão	SC	S	mar/2001	-	Sim
UHE Barra dos Coqueiros	GO	CO	jun/2001	2,30	Sim

UHE Olho D'agua	GO	CO	jun/2001	2,38	Não
UHE Salto do Rio Verdinho	GO	CO	jun/2001	2,37	Sim
UHE São Domingos	MS	CO	jun/2001	2,30	Sim
UHE Caçu	GO	CO	jun/2001	2,30	Sim
UHE Foz do Rio Claro			jun/2001	2,37	Sim
UHE Estreito (rio Tocantins)	TO/MA	N	nov/2001	2,50	Sim
UHE Baguari	MG	SE	nov/2001	2,50	Sim
UHE Retiro Baixo II	MG	SE	ago/2002	2,80	Sim
UHE Mauá	PR	S	jul/2004	3,00	Sim
UHE Paulista (Batalha)	GO/M G	CO	out/2004	2,85	Sim
UHE Salto Grande do Chopim	PR/SP	S	dez/2004	2,70	Sim
UHE Mirador	GO	CO	dez/2004	2,70	Não
UHE Ipueiras	TO	N	dez/2004	2,70	Não
UHE Cambuci	RJ	SE	dez/2004	2,70	Não
UHE Barra do Pombo	RJ	SE	dez/2004	2,70	Não
UHE São José	RS	S	abr/2005	2,46	Sim
UHE Passo São João	RS	S	abr/2005	2,46	Sim
UHE Santo Antônio	RO	N	dez/2005	2,30	Sim
UHE Jirau	RO	N	dez/2005	2,30	Sim
UHE Dardanelos	MT	CO	dez/2005	2,28	Sim
UHE Castelhana	MA/PI	NE	jan/2006	2,27	Não

UHE Garibaldi	SC	S	abr/2008	1,70	Sim
UHE Teles Pires	MT/PA	CO	jul/2008	1,50	Não
UHE Baixo Iguaçu	PR/SC	S	jun/2008	1,65	Não
UHE Colíder	MT	CO	nov/2008	-	Não
UHE São Manuel	MT	CO	dez/2008	2,40	Não
UHE Belo Monte	PA	N	dez/2008	2,39	Não
UHE Ferreira Gomes	AP	N	nov/2009	-	Sim
UHE Estreito (rio Parnaíba)	MA/PI	NE	jan/2010	1,77	Não
UHE Ribeiro Gonçalves	MA/PI	NE	abr/2010	1,70	Não
UHE Cachoeira Caldeirão	AP	N	dez/2010	-	Não
UHE São Roque	SC	S	fev/2011	1,60	Não
UHE Itaocara	RJ	SE	mai/2014	2,40	Não
UHE Santa Branca	SP	SE	out/2014	2,50	Sim