

# Planejamento Energético

*Inserção da Variável Ambiental na Expansão da  
Oferta de Energia Elétrica*

PROONENTE



COOPERADAS



EXECUTORAS



AGÊNCIA REGULADORA



Programa de Eficiência Energética - PEE  
Programa de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D

[projetosinapse.com.br](http://projetosinapse.com.br)



# Planejamento Energético

*Inserção da Variável Ambiental na Expansão da Oferta de Energia Elétrica*

Coordenador do projeto e autor  
Dorel Soares Ramos

## Autores

Amaro Olímpio Pereira Júnior  
Ana Lúcia Rodrigues da Silva  
Marciano Morozowski Filho  
Ricardo Cavalcanti Furtado



Copyright © 2020 Dorel Soares Ramos  
Todos os direitos desta edição reservados à Synergia Editora

Editor Jorge Gama  
Editora assistente Isabelle Assumpção

Capa Equipe Synergia  
Diagramação Flávio Meneghesso  
Revisão Natália Mendonça

**CIP-BRASIL. CATALOGAÇÃO NA PUBLICAÇÃO SINDICATO NACIONAL DOS  
EDITORES DE LIVROS, RJ**

Elaborado por Meri Gleice Rodrigues de Souza - Bibliotecária CRB-7/6439

---

P773      Planejamento energético : inserção da variável ambiental na expansão  
da oferta de energia elétrica / Amaro Olímpio Pereira Júnior ... [et al.] ;  
coordenação Dorel Soares Ramos. - 1. ed. - Rio de Janeiro: Synergia, 2020.  
296 p. ; 16cm x 23cm.

Apêndice  
Inclui bibliografia  
ISBN 978-65-86214-03-1

1. Recursos energéticos - Brasil. 2. Política energética - Brasil. 3. Desenvolvimento  
sustentável. I. Pereira Júnior, Amaro Olímpio. II. Ramos, Dorel Soares. III. Título.

20-63751

CDD 333.790981  
CDU 620.91(81)

---



*Livros técnicos, científicos e profissionais*

Tel.: (21) 3259-9374

[www.synergiaeditora.com.br](http://www.synergiaeditora.com.br) / [comercial@synergiaeditora.com.br](mailto:comercial@synergiaeditora.com.br)

## **COORDENADOR**

**Dorel Soares Ramos**

## **AUTORES**

**Amaro Olimpio Pereira Junior**

Programa de Planejamento Energético COPPE/UFRJ

**Ana Lúcia Rodrigues da Silva**

Sinerconsult Consultoria e Treinamento

**Dorel Soares Ramos**

MRTS Consultoria em Engenharia

**Marciano Morozowski Filho**

NTJ TEC Consultoria em Engenharia – WeSee

**Ricardo Cavalcanti Furtado**

Diversa Consultoria em Sustentabilidade

## **EQUIPE DE PESQUISADORES**

### **Diversa Consultoria em Sustentabilidade**

Cynthia Carneiro de Albuquerque Suassuna

Elena Florissi

Flávia Gama Soares

Iony Patriota de Siqueira

Marcelo de Gusmão Furtado

Maria de Fátima Ribeiro de Gusmão Furtado

Mariana Aragão da Silva

Ronaldo Camara Cavalcanti

### **Programa de Planejamento Energético da COPPE/UFRJ**

Gabriel Malta Castro

Rafael Cancelli Morais

### **MRTS Consultoria em Engenharia**

Adriana Coli Pedreira Vianna

Clara Barufi

Margareth de Cássia Oliveira Pavan

### **NTJ TEC Consultoria em Engenharia – WeSee**

Cláudio Siervi Mota Jr.

Ivana Costa Nasser

### **Sinerconsult Consultoria e Treinamento**

Fernando Amaral de Almeida Prado Junior

### **ENTIDADES PATROCINADORAS**

**Companhia Energética Candeias S.A.**

**Companhia Energética Potiguar**

**Companhia Energética Manauara**

**CEMIG Geração e Transmissão S.A.**

**Companhia Energética Rio das Antas**

**Itiquira Energética S.A.**

**Foz do Chapecó Energia S.A.**

**ENERCAN – Campos Novos Energia S.A.**

### **COMITÊ TÉCNICO DAS ENTIDADES PATROCINADORAS**

**Cesar Cerqueira Lima de Araújo**

Global Participações em Energia, GPE (Candeias / Potiguar / Manauara)

**Esmeraldo Macedo Santos**

Global Participações em Energia, GPE (Candeias / Potiguar / Manauara)

**Gabriel Mallab Alkmin**

CEMIG GT

**Gustavo Fisher Sbrissia**

Brookfield (Itiquira)

**Marcus Vinícius Ferreira de Santana**

Grupo CPFL (CERAN / ENERCAN / Foz do Chapecó)

## Agradecimentos

Este livro consolida os resultados do projeto **Matriz Energética e Aprimoramento da Sistemática de Inserção Ambiental no Planejamento da Expansão do Sistema Elétrico – Projeto SINAPSE**, registrado sob o código nº PD-06961- 0006/2018, realizado no âmbito do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento regulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que, com atuação incisiva, tem se revelado uma instituição fundamental para o fomento da pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico brasileiro.

Nossos agradecimentos às empresas patrocinadoras deste projeto, aqui representadas pela Companhia Energética Candeias S.A., Companhia Energética Potiguar, Companhia Energética Manauara, CEMIG Geração e Distribuição S.A., Companhia Energética Rio das Antas, Itiquira Energética S.A, Foz do Chapecó Energia S.A. e ENERCAN Campos Novos Energia S.A., que disponibilizaram os investimentos necessários para o desenvolvimento do projeto SINAPSE.

Agradecemos ao Comitê Técnico das entidades patrocinadoras, composto por Cesar Cerqueira Lima de Araújo, Marcus Vinicius Ferreira de Santana, Gustavo Fisher Sbrissia, Gabriel Mallab Alkmin e Esmeraldo Macedo Santos, que acompanhou o projeto durante toda a sua vigência, avaliando e contribuindo de forma diferenciada para a melhoria contínua dos produtos desenvolvidos.

Agradecemos a inestimável cooperação dos especialistas do Grupo de Trabalho de Meio Ambiente (GTMA) da APINE, em particular ao André Luiz Mustafá, por sua contribuição na elaboração do projeto e na promoção de sua articulação para definição das empresas proponentes e cooperadas no âmbito da própria entidade. Agradecemos também ao GTP&D da APINE

que muito contribuiu para a promoção e materialização deste projeto e, em especial, registramos nosso reconhecimento ao engenheiro Luiz Roberto Morgenstern Ferreira, sempre presente nos assuntos da Associação.

A Antonio Fonseca dos Santos, que, como vice-presidente de “Meio Ambiente, Fundiário e Responsabilidade Social” da Brookfield Energia Renovável e representante da empresa no Conselho de Administração da APINE, foi um grande apoiador e entusiasta do projeto.

Aos especialistas de diversas empresas e fóruns do setor elétrico brasileiro e aos consultores independentes que responderam ao questionário da pesquisa Delphi, permitindo a validação dos indicadores e a obtenção dos valores dos níveis de sustentabilidade das fontes de geração de energia.

Ao Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), nas figuras de seu diretor-geral, Amílcar Guerreiro, e dos pesquisadores André Diniz, José Francisco Pessanha, Guilherme Marzano, Maria Luiza Lisboa, Carlos Sabóia e Denise Ferreira de Matos, pela cessão do Modelo MELP e pelas excelentes discussões que muito contribuíram para o desenvolvimento do projeto.

À Empresa de Pesquisa Energética (EPE), pelo acolhimento do projeto e apoio ao seu desenvolvimento, o que muito encorajou os trabalhos de pesquisa aqui desenvolvidos.

Às equipes da ANEEL, Eletrobras e Ministério de Minas e Energia pelo apoio ao projeto SINAPSE, que se reconhece como um fator relevante para o êxito obtido.

Às equipes técnicas das empresas executoras e patrocinadoras que colaboraram no desenvolvimento deste projeto coletivo, bem como a todos aqueles que direta ou indiretamente contribuíram nas diferentes etapas que envolvem um Projeto de P&D, ajudando-nos a disponibilizar resultados sobre a matriz elétrica e o aprimoramento da sistemática de inserção ambiental no planejamento do sistema elétrico para a comunidade acadêmica e para a sociedade em geral.

**Os autores**

# Sumário

<b>Introdução</b> .....	<b>1</b>
<b>1 – Matriz Elétrica Brasileira</b> .....	<b>5</b>
1.1. Setor Elétrico Brasileiro .....	6
1.2. Evolução da Matriz Elétrica .....	7
1.3. Expansão do Sistema Elétrico .....	9
<b>2 – Planejamento da Expansão do Sistema</b> .....	<b>13</b>
2.1. Planejamento da Expansão: Formulação do Problema do Planejamento .....	14
2.2. Planejamento do Setor Elétrico Brasileiro e Histórico Recente .....	16
2.2.1. PDE 2015: risco de <i>deficit</i> de até 5% .....	17
2.2.2. Mudanças recentes: PDE 2026.....	18
2.2.3. Modelo de Expansão de Longo Prazo (MELP).....	19
2.3. Leilões como Viabilizadores da Expansão .....	20
2.3.1. Contratação de projetos de geração .....	20
2.3.2. Planejamento e contratação da transmissão .....	22
2.4. Indicadores no Planejamento da Expansão .....	23
2.4.1. Capacidade de armazenamento do sistema e características sazonais da operação .....	25
2.4.2. Atendimento à demanda de potência .....	28
2.4.3. Confiabilidade e qualidade da energia.....	30
<b>3 – A Dimensão Socioambiental no Planejamento da Expansão</b> .....	<b>33</b>
3.1. Estudos e Avaliações Ambientais .....	34
3.1.1. Inventário hidrelétrico de bacia hidrográfica: Avaliação Ambiental Integrada (AAI) e Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) .....	34
3.1.2. Estudo de Viabilidade (EVA), Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e Relatório de Impacto Ambiental (RIMA).....	38

3.2. Indicadores de Sustentabilidade de Fontes de Energia Elétrica:	
Experiência Nacional .....	39
3.2.1. As fontes de geração de energia e os indicadores de sustentabilidade .....	42
3.3. Indicadores de Sustentabilidade de Fontes de Energia Elétrica:	
Experiência Internacional.....	53
3.3.1. Experiência australiana .....	54
3.3.2. Experiência mexicana.....	58
3.3.3. Experiência da Agência Internacional de Energia Atômica .....	59
<b>4 – Licenciamento ambiental de projetos do setor elétrico .....</b>	<b>61</b>
4.1. A Licença Ambiental e a Discricionariedade Técnica.....	62
4.1.1. Linha do tempo dos principais instrumentos legais do licenciamento ambiental .....	63
4.1.2. Competência para o licenciamento ambiental.....	65
4.1.3. Procedimentos de licenciamento ambiental .....	66
4.1.4. Tipos de licença.....	67
4.2. O licenciamento Ambiental no Setor Elétrico.....	69
4.2.1. Procedimentos de licenciamento de diferentes tipologias de projetos no âmbito federal.....	69
4.3. Órgãos Envolvidos no Licenciamento Ambiental.....	74
4.3.1. Fundação Nacional do Índio (FUNAI).....	74
4.3.2. Fundação Cultural Palmares (FCP).....	75
4.3.3. Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional (IPHAN) .....	75
4.3.4. Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade (ICMBio) .....	76
4.4. Aspectos Adicionais Aplicados ao Licenciamento Ambiental.....	77
4.4.1. Recursos hídricos.....	77
4.4.2. Espaços ambientalmente protegidos .....	78
4.4.3. Cavidades naturais .....	79
4.5. Principais Restrições ao Licenciamento de Empreendimentos do Setor Elétrico.....	80
4.6. Peculiaridades de Procedimentos de Licenciamento Ambiental em Âmbito Regional do SIN .....	84
<b>5 – A Dimensão Técnico-Econômica do Planejamento da Expansão:</b>	
<b>Análise de Competitividade das Fontes.....</b>	<b>87</b>
5.1. Análise Qualitativa da Competitividade das Fontes .....	88
5.1.1. Mercado regulado e competitividade das fontes.....	88
5.1.2. Mercado livre e competitividade das fontes .....	91
5.2. Incremento das Fontes Intermitentes e seus Impactos .....	92
5.2.1. Impactos no planejamento e operação .....	94
5.2.2. Análise de capacidade do sistema .....	100
5.2.3. Análise de flexibilidade .....	104

5.2.4. Capacidade e flexibilidade: análise integrada .....	112
<b>6 – Indicadores de Competitividade das Fontes de Energia .....</b>	<b>117</b>
6.1. Análise Conceitual de Indicadores de Competitividade .....	118
6.1.1. Indicadores técnico-econômicos e o planejamento da expansão do sistema .....	119
6.1.2. Indicadores econômico-financeiros e o processo de decisão de investimento .....	122
6.2. Convergência entre Planejamento e Decisão de Investimento .....	126
<b>7 – Custos Socioambientais da Geração de Energia Elétrica .....</b>	<b>131</b>
7.1. Geração de Energia Elétrica e Meio Ambiente .....	132
7.2. Internalização dos Custos Ambientais de Energia.....	134
7.3. Custos Socioambientais de Geração de Energia Elétrica .....	136
7.3.1. Estudos de valoração de custos socioambientais .....	136
7.3.2. Estudo realizado pela consultoria ECOFYS .....	141
7.3.3. Síntese dos custos socioambientais de fontes não renováveis e renováveis .....	143
7.4. Valores de Custos Ambientais a Serem Considerados no Planejamento do SIN .....	145
<b>8 – Proposta de Índice de Sustentabilidade de Fontes de     Geração de Energia Elétrica – ISFG.....</b>	<b>149</b>
8.1. Planejamento de Expansão do SIN.....	150
8.2. Estruturação Teórico-Metodológica do Sistema de Indicadores das Fontes para Uso na Expansão do SIN .....	152
8.3. Metodologia para a Construção de Indicadores.....	154
8.3.1. Sistemas de indicadores de sustentabilidade .....	157
8.4. Proposta de Matriz de Indicadores Socioambientais .....	158
8.5. Validação e Obtenção dos Valores dos Indicadores: Aplicação do Método Delphi....	160
8.5.2. Aplicação dos questionários e resultados: primeira rodada Delphi .....	164
8.5.3. Aplicação dos questionários e resultados: segunda rodada Delphi .....	167
8.6. Obtenção dos Valores dos Índices de Sustentabilidade de Fontes de Geração de Energia Elétrica – ISFGs.....	169
8.6.1. Resultados dos valores por dimensões e dos ISFGs.....	172
<b>9 – Modelo Conceitual para Planejamento da Expansão do SIN – Estudo de     Caso do Projeto SINAPSE.....</b>	<b>183</b>
9.1. A Sustentabilidade das Fontes por Análise Envoltória de Dados (DEA) .....	184
9.2. A Restrição Socioambiental no MELP .....	185
9.3. Base de Dados de Entrada no MELP .....	187
9.4. Os Resultados do MELP .....	190

9.5. Estudo de Caso: Planejamento da Expansão 2015-2030 .....	191
9.5.1. Limitações do modelo .....	200
<b>10 – Conclusões e Recomendações .....</b>	<b>201</b>
10.1. Conclusões Quanto à Revisão Bibliográfica.....	201
10.2. Conclusões Quanto à Análise de Competitividade das Fontes.....	205
10.3. Conclusões Quanto aos Indicadores de Competitividade das Fontes .....	206
10.4. Conclusões Quanto aos Custos Ambientais .....	206
10.5. Conclusões Quanto à Matriz de Indicadores de Sustentabilidade de Fontes de Geração de Energia Elétrica .....	207
10.6. Conclusões Quanto aos Resultados dos Índices de Sustentabilidade de Fontes de Geração de Energia Elétrica .....	209
10.7. Recomendações Quanto ao Uso dos Custos Ambientais.....	210
10.8. Recomendações Quanto ao Uso das Dimensões e dos ISFGs .....	210
10.9. Conclusões e Recomendações para a Modelagem da Expansão .....	211
<b>Apêndice A – Delphi .....</b>	<b>213</b>
A1 – Correspondência de encaminhamento e instruções para preenchimento do questionário da primeira rodada.....	213
A2 – Correspondência de encaminhamento e instruções para preenchimento do questionário da segunda rodada.....	218
<b>Apêndice B – Valor dos Indicadores – Fontes Secundárias – Por Fontes de Geração de Energia .....</b>	<b>224</b>
<b>Apêndice C – Análise quantitativa da competitividade das fontes: utilização da DEA em estudo de caso ilustrativo .....</b>	<b>231</b>
<b>Apêndice D – Especificação funcional do MELP .....</b>	<b>247</b>

## Prefácio

Quando um treinador de futebol define a seleção que representará um país na Copa do Mundo, ele precisa eleger, dentre os jogadores candidatos, aqueles que estarão na seleção. Cada candidato possui vários atributos – sua capacidade de drible, arrancada, pontaria, etc. – e o objetivo do treinador é, dadas certas hipóteses sobre como será a Copa, definir a seleção que possa ganhá-la. Obviamente este futuro é incerto e, além de o Brasil possuir mais de 200 milhões de habitantes que, por sua vez, se tornam milhões de treinadores de futebol: cada um querendo que seu jogador favorito esteja na seleção e possui uma opinião sobre como o time deve ser escalado.

Esta situação não é muito diferente daquela vivida pelo planejador da expansão de um sistema elétrico. Tal como o treinador, o papel do planejador é montar sob hipóteses pré-definidas a expansão da oferta – equivalente a escalar a seleção – considerando as fontes (os jogadores) candidatas, com seus atributos, e de forma a minimizar os custos para o consumidor ao longo de um horizonte. Os desafios envolvidos na construção do plano são muito fortes e as incertezas associadas às hipóteses são enormes. E, tal como no futebol, o Brasil possui também 200 milhões de apaixonados planejadores, cada um preferindo a sua tecnologia no plano.

Quando cheguei na EPE, em 2016, e comecei a discutir a preparação do PDE 2026 senti “na pele” os efeitos dos 199.999.999 planejadores restantes. Todos queriam suas fontes no plano, com grandes volumes. Muitas vezes, algumas características das fontes “rivais” eram argumentos para prejudicá-las: “as hidrelétricas possuem elevados custos socioambientais!”; “O custo da intermitência das eólicas é muito elevado”; “As térmicas poluem!” e por aí vai.

Foi fácil perceber que para sair dessa discussão futebolística e opinativa era fundamental representar de forma objetiva e explícita o critério de

minimizar o custo para o consumidor na escolha das fontes para o plano, assim como as características das mesmas. E como fazer isso? “Matematizar” o problema: construindo um modelo matemático que representasse o processo de planejamento e permitisse ao planejador explicitar seus critérios de decisão a partir de hipóteses para um dado futuro e das características das fontes. É como se o treinador de futebol tivesse uma “maquininha” na qual a partir dos atributos dos jogadores candidatos e de uma (ou outras!) visão para o futuro, fornecesse a solução que seria escalada com as maiores chances de ganhar a Copa.

Este modelo matemático foi desenvolvido internamente pela EPE, se chama Modelo de Decisão de Investimento (MDI), e está hoje disponibilizado à sociedade em código aberto para dar transparência ao processo decisório da elaboração dos Planos Decenais de Expansão.

O MDI é alimentado por uma série de dados e critérios oriundos de uma ampla variedade de estudos econômicos, tecnológicos, sociais e ambientais. Embora o MDI represente bastante bem os aspectos técnicos e econômicos do sistema, os aspectos socioambientais não são ainda representados endogenamente no modelo em seu processo de otimização. Os estudos do competente time da superintendência de meio ambiente (SMA) da EPE são representados de forma indireta na elaboração dos planos: nos dados de entrada do modelo, seja através de aumento de custos de investimentos, restrições à data de entrada de operação (e disponibilidade) de projetos, traçados de linhas de transmissão, etc.

E neste contexto, ainda em 2016, recebi a visita de um qualificado grupo de pesquisadores me apresentando, ainda em seu início, o projeto de pesquisa super promissor e com tudo o que me interessava: novos métodos de análise que considerariam, no planejamento, os aspectos e variáveis relacionados às diversas dimensões da sustentabilidade (técnico-econômica, socioambiental e institucional) e integrados em um modelo de otimização para a expansão.

Bingo! *Matematizar* o processo, para deixar a discussão mais objetiva, era tudo que eu e o time da EPE desejávamos e no qual já estávamos trabalhando para objetivamente responder perguntas como: são as restrições socioambientais que encarecem a tecnologia X, deixando-a não competitiva, ou esta tecnologia é cara mesmo?

Passados 3 anos, chegamos na conclusão deste projeto, objetivo deste livro. Os autores produziram uma valiosa obra que contribui diretamente para a incorporação da variável socioambiental nos estudos de planeja-

mento. O projeto adota uma metodologia com elementos objetivos – tal como um ambiente de otimização por uma ferramenta matemática, similar ao feito pela EPE – com os necessários elementos subjetivos para quantificação de impactos socioambientais. E possui duas contribuições relevantes:

1. A criação da matriz de indicadores de sustentabilidade de fontes de geração, construindo Índices de Sustentabilidade de Fontes de Geração de Energia Elétrica e permitindo que variáveis ambientais sejam também fatores quantitativos, tais como os técnicos e econômicos, no planejamento;
2. Uma restrição matemática para representar o impacto socioambiental de fontes em um modelo matemático de planejamento.

Gostaria de parabenizar o coordenador deste projeto, o amigo e Prof. Dorel Soares Ramos, e o qualificado time de pesquisadores, representados aqui pelos também amigos Amaro O. P. Junior, Ana Lúcia R. da Silva, Marciano M. Filho e Ricardo C. Furtado. Todos com ampla experiência no setor. Também parabeno as empresas patrocinadoras deste projeto, cuja ambição deve ser destacada ao apoiar um projeto como este.

Também agradeço ao convite que me foi feito para escrever este prefácio. Foi bastante nostálgico lembrar da reunião inicial que tivemos em 2016 sobre este projeto, quando ainda buscava por um modelo de expansão para ajudar na construção do PDE, e agora olhar seu resultado. Ilustra como todo bom trabalho tem início, meio e fim, embora as vezes o fim pareça longe e o início ainda perto. Mas essa é a história da ciência: persistência, objetividade, foco e dedicação para atingir os resultados.

Por fim, é fundamental que os estudos de planejamento da expansão sigam contemplando a análise socioeconômica das fontes, buscando sempre novas metodologias para incorporá-las nos modelos de expansão em uso buscando refletir no preço da energia o valor econômico das tecnologias de geração e seus custos socioambientais. Na constante busca dos estudos de planejamento por aperfeiçoar e dar transparência aos critérios de escolha dos jogadores que formarão a nossa seleção que tem que ganhar a Copa, este projeto fornece uma contribuição direta e que será de muita utilidade.

Muito obrigado.

**Luiz Augusto Barroso**

*Ex-presidente da EPE – Empresa de Pesquisa Energética  
Diretor Presidente da PSR Energy Consulting and Analytics*



## Lista de Figuras

Figura 1.1	Capacidade instalada no SIN no final de maio de 2019 (em GW).....	7
Figura 1.2	Evolução da geração eólica – 2007 a 2018 .....	8
Figura 1.3	Contratação de energia em 2017 para entrega a partir de 2021 e 2023 por fonte e custo médio .....	11
Figura 2.1	Etapas da contratação de energia nova no Ambiente de Contratação Regulada ....	21
Figura 2.2	Participação relativa das fontes.....	26
Figura 2.3	Geração hidrelétrica e custo marginal de operação (CMO).....	26
Figura 2.4	Vertimentos turbináveis e nível de armazenamento hidrelétrico .....	27
Figura 2.5	Atendimento à demanda máxima do SIN.....	29
Figura 2.6	Geração complementar e alternativas de suprimento de potência.....	30
Figura 3.1	Processo para obtenção de licenças ambientais de usinas hidrelétricas .....	34
Figura 3.2	Estrutura de planejamento e fases de implementação.....	36
Figura 3.3	Estrutura da AAI.....	38
Figura 5.1	Competitividade das fontes eólica e solar: preços médios nos leilões.....	88
Figura 5.2	Importação e exportação de energia pelo Nordeste: efeitos das eólicas .....	94
Figura 5.3	Agregação espacial da geração eólica no Brasil.....	95
Figura 5.4	Participação da fonte solar fotovoltaica no atendimento de ponta na Espanha .....	96
Figura 5.5	Demanda máxima e carga residual .....	102
Figura 5.6	Requisito de flexibilidade em intervalos horários .....	110
Figura 5.7	Metas mensais e perfis horários com fontes não controláveis.....	114
Figura 5.8	Curva de carga horária do SIN.....	115
Figura 6.1	Fluxo de caixa de um empreendimento de geração.....	122

Figura 6.2	Convergência e indicadores dos processos de planejamento e decisão de investimento .....	126
Figura 8.1	Passos metodológicos para a construção de indicadores .....	155
Figura 8.2	Representação do processo de construção da estrutura analítica .....	155
Figura 8.3	Sequência de execução de uma pesquisa Delphi.....	162
Figura 8.4	Índice de sustentabilidade das fontes de geração de energia elétrica – dimensão ambiental .....	177
Figura 8.5	Índice de sustentabilidade das fontes de geração de energia elétrica – dimensão social.....	177
Figura 8.6	Índice de sustentabilidade das fontes de geração de energia elétrica – dimensão econômica.....	178
Figura 8.7	Índice de sustentabilidade das fontes de geração de energia elétrica – dimensão político-institucional.....	178
Figura 8.8	Índice de sustentabilidade das fontes renováveis de geração de energia elétrica – por dimensão .....	179
Figura 8.9	Sustentabilidade das fontes não renováveis de geração de energia elétrica – por dimensão .....	179
Figura 8.10	Índice de sustentabilidade das fontes de geração de energia elétrica (ISFG).....	180
Figura 9.1	Estudo de Caso do Projeto SINAPSE – Horizonte de Planejamento .....	192
Figura 9.2	Expansão por fonte em cada caso.....	195
Figura 9.3	Expansão por caso.....	196
Figura 9.4	Impacto socioambiental por fonte .....	199
Figura C1	Custos de combustíveis (R\$/MWh).....	235
Figura C2	Custo médio de geração (R\$/MWh).....	236
Figura C3	Custo médio de geração (R\$/MWh).....	237
Figura C4	Evolução dos custos de investimento de fontes renováveis em longo prazo (em USD/kW).....	239

## Lista de Tabelas

Tabela 1.1	Composição da matriz elétrica brasileira em 2008 e 2018 .....	8
Tabela 1.2	Expansão da capacidade instalada por fonte de geração: incremento anual .....	9
Tabela 1.3	Expansão da capacidade de geração contratada até 2019 .....	10
Tabela 2.1	Indicadores de sustentabilidade energética .....	24
Tabela 2.2	Indicadores de sustentabilidade na geração de energia elétrica .....	24
Tabela 3.1	Indicadores de desempenho ambiental e social .....	41
Tabela 3.2	Indicadores socioambientais da expansão hidrelétrica .....	44
Tabela 3.3	Indicadores socioambientais da expansão de PCH .....	45
Tabela 3.4	Indicadores socioambientais da geração termelétrica .....	48
Tabela 3.5	Indicadores socioambientais da geração termelétrica a biomassa .....	49
Tabela 3.6	Indicadores socioambientais da geração eólica .....	51
Tabela 3.7	Indicadores socioambientais da geração solar .....	53
Tabela 3.8	Indicadores por fonte .....	56
Tabela 3.9	Impactos sociais por fonte .....	56
Tabela 3.10	Ranking de indicadores por fonte .....	57
Tabela 4.1	Características de atos administrativos .....	63
Tabela 4.2	Evolução cronológica dos instrumentos do licenciamento ambiental federal .....	64
Tabela 4.3	Fases do procedimento do licenciamento ambiental federal .....	67
Tabela 4.4	Informações complementares sobre o processo de licenciamento .....	68
Tabela 4.5	Peculiaridades dos procedimentos de licenciamento ambiental de alguns estados nos quatro subsistemas do SIN .....	85
Tabela 7.1	Resultados de vários estudos sobre externalidades da geração de energia hidrelétrica .....	137
Tabela 7.2	Descrição das tecnologias com fontes não renováveis - Ecofys .....	141
Tabela 7.3	Descrição das tecnologias renováveis consideradas pela Ecofys .....	142
Tabela 7.4	Custos socioambientais de fontes não renováveis .....	143

Tabela 7.5	Custos socioambientais de fontes renováveis.....	144
Tabela 7.6	Valores propostos de custos socioambientais das tecnologias renováveis.....	146
Tabela 7.7	Valores propostos de custos socioambientais de fontes não renováveis.....	146
Tabela 8.1	Participantes da pesquisa Delphi.....	163
Tabela 8.2	Temas, aspectos e indicadores da dimensão ambiental .....	170
Tabela 8.3	Temas, aspectos e indicadores da dimensão social.....	170
Tabela 8.4	Temas, aspectos e indicadores da dimensão econômica .....	171
Tabela 8.5	Temas, aspectos e indicadores da dimensão político-institucional .....	172
Tabela 8.6	Valores das dimensões e dos índices de sustentabilidade – fontes renováveis.....	174
Tabela 8.7	Valores das dimensões e dos índices de sustentabilidade – fontes não renováveis.....	174
Tabela 8.8	Valores dos temas por dimensão – fontes renováveis .....	174
Tabela 8.9	Valores dos temas por dimensão – fontes não renováveis.....	176
Tabela 9.1	Dados de entrada do MELP .....	189
Tabela 9.2	Fatores de participação horosazonais .....	189
Tabela 9.3	Índices de impacto socioambiental.....	190
Tabela 9.4	Definição dos casos analisados .....	193
Tabela 9.5	Participação das fontes na capacidade instalada total do sistema.....	194
Tabela 9.6	Capacidade instalada total em 2030 .....	197
Tabela 9.7	Impacto socioambiental total x Custo total .....	198
Tabela 9.8	Relação entre variação do custo total e variação do impacto socioambiental total por caso .....	198
Tabela A1	Modelo para atribuição dos valores do nível de sustentabilidade de cada fonte renovável da Parte II .....	217
Tabela A2	Modelo para atribuição dos valores do nível de sustentabilidade de cada fonte não renovável da Parte II .....	217
Tabela A3	Modelo para atribuição dos valores do nível de sustentabilidade de cada fonte de geração de energia da Parte II da segunda rodada.....	223
Tabela B1	Valores e fontes secundárias dos indicadores – fontes renováveis.....	224
Tabela B2	Valores e fontes secundárias dos indicadores – fontes não renováveis.....	227
Tabela C1	Dados técnico-econômicos das tecnologias.....	234
Tabela C2	Evolução dos custos de investimento de fontes renováveis em longo prazo (USD/kW).....	238
Tabela C3	Eficiências da Análise DEA.....	240
Tabela C4	Participação dos pesos em cada DMU .....	242
Tabela C5	Índices de Importância de Referência.....	243

## Lista de Abreviações

AAE	Avaliação Ambiental Estratégica
AAI	Avaliação Ambiental Integrada
ABEEÓLICA	Associação Brasileira da Energia Eólica
ABCM	Associação Brasileira de Carvão Mineral
ABRAGEL	Associação Brasileira de Geração de Energia Limpa
AC	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
AHP	<i>Analytic Hierarchy Process</i>
ANA	Agência Nacional de Águas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANVISA	Agência Nacional de Vigilância Sanitária
APP	Área de Preservação Permanente
APINE	Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica
ASV	Autorização de Supressão de Vegetação
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i> (Despesa de Capital)
CAR	Cadastro Ambiental Rural
CCEAR	Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CD	Custos de <i>deficit</i> de energia
CEC	Custo econômico de curto prazo
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CF	Custos fixos ou Constituição Federal
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
CI	Custos de investimento ou Custos de interrupção
CME	Custo Marginal de Expansão
CMO	Custo Marginal de Operação
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CO	Custos de operação ou Monóxido de carbono

CONAMA	Conselho Nacional do Meio Ambiente
COP	Custo de operação
CVU	Custo Variável Unitário
D	<i>Driving Force</i>
DEA	<i>Data Envelopment Analysis</i> (Análise Envoltória de Dados)
DESSEM	Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curto Prazo
DMU	<i>Decision Making Unit</i> (Unidade de Tomada de Decisão)
DNPM	Departamento Nacional de Produção Mineral
DRDH	Declaração de Reserva de Disponibilidade Hídrica
DSR	<i>Driving Force, State, Response</i>
EIA	Estudo de Impacto Ambiental
EMI	Estudo Ambiental para Atividades de Médio Impacto
EOL	Usina eólica
EPI	Estudo Ambiental para Atividades de Pequeno Impacto
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FATMA	Fundação do Meio Ambiente
FCP	Fundação Cultural Palmares
FC	Fator de Capacidade
FMASE	Fórum de Meio Ambiente do Setor Elétrico
FRE	Fontes renováveis de energia não hidrelétricas
FUNAI	Fundação Nacional do Índio
GAI	Gestão Ambiental Integrada
GEE	Gases de efeito estufa
GF	Garantia física
GTMA	Grupo de Trabalho de Meio Ambiente
IBAMA	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
ICB	Índice de Custo Benefício
ICMBio	Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade
IEMA	Instituto Estadual de Meio Ambiente e Recursos Hídricos
INCRA	Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária
INEMA	Instituto do Meio Ambiente e Recursos Hídricos
IPHAN	Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional
ISFG	Índices de Sustentabilidade de Fontes de Geração de Energia Elétrica
ISA <sub>máx</sub>	Impacto socioambiental máximo
ISA <sub>total</sub>	Impacto socioambiental total
JDC	Juros durante a construção
LAU	Licença Ambiental Única
LACE	<i>Levelized Avoided Cost of Energy</i> (custo de energia evitado nivelado)
LC	Lei Complementar
LCOE	<i>Levelized Cost of Energy</i> (custo de energia nivelado)
LEN	Leilão de Energia Nova
LER	Leilão de Energia de Reserva

LFA	Leilão de Fontes Alternativas
LI	Licença de Instalação
LO	Licença de Operação
LP	Licença Prévia
MCP	Mercado de Curto Prazo
MDI	Modelo de Decisão de Investimento
MELP	Modelo de Expansão de Longo Prazo
MME	Ministério de Minas e Energia
MPF	Ministério Público Federal
NOX	Óxidos de nitrogênio
O <sub>3</sub>	Ozônio
O&M	Custos de operação e manutenção
OCDE	Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico
OIT	Organização Internacional do Trabalho
ONG	Organização não governamental
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OPEX	<i>Operational Expenditure</i> (Despesas Operacionais)
P	Indicadores de pressão ambiental
PBA	Projeto Básico Ambiental
PBD	<i>Payback</i> descontado
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PNE	Plano Nacional de Energia
PNRH	Política Nacional de Recursos Hídricos
PPP	Políticas, Planos e Programas
PNMA	Política Nacional do Meio Ambiente
PSR	<i>Pressure, State, Response</i>
R	Indicadores de resposta
RAS	Relatório Ambiental Simplificado
RBMN	Repositório Nacional de Rejeitos Radioativos de Baixo e Médio Níveis de Radiação
RF	Receita fixa
RIMA	Relatório de Impacto Ambiental
RL	Reserva Legal
S	Indicadores de estado
SEAMA	Secretaria de Estado de Meio Ambiente e Recursos Hídricos
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
SEMAR	Secretaria do Meio Ambiente e Recursos Hídricos
SEMAS	Secretaria de Estado de Meio Ambiente e Sustentabilidade
SIN	Sistema Interligado Nacional
SISEMA	Sistema Estadual de Meio Ambiente e Recursos Hídricos
SISNAMA	Sistema Nacional do Meio Ambiente

SLAM	Sistema de Licenciamento Ambiental
SLE	Sistemas Limitados em Energia
SLC	Sistemas Limitados em Capacidade
SNUC	Sistema Nacional de Unidades de Conservação da Natureza
SOL	Usina solar
SO <sub>2</sub>	Dióxido de enxofre
TAC	Termo de Ajustamento de Conduta
tCO <sub>2</sub> e	Tonelada de dióxido de carbono equivalente
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
TUSD	Tarifa de Uso de Sistemas de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso de Sistemas de Transmissão
UC	Unidade de Conservação
UHE	Usina hidrelétrica
Unica	União da Indústria de Cana-de-Açúcar
VAE	Valor Anual Equivalente
IL	Índice de Lucratividade
VPL	Valor Presente Líquido
Wp	Watt-pico
ZA	Zona de Amortecimento

## Apresentação

Esse livro apresenta as principais pesquisas e resultados obtidos a partir do Projeto **Matriz Energética e Aprimoramento da Sistemática de Inserção Ambiental no Planejamento da Expansão do Sistema Elétrico – Projeto SINAPSE**, que visava o desenvolvimento de uma metodologia e sistema computacional para análise integrada de aspectos técnico-econômicos e socioambientais associados ao planejamento da geração em médio e longo prazos, considerando competitividade e sustentabilidade das fontes, contribuindo para aprimorar a sistemática de inserção da variável ambiental no planejamento da expansão da oferta de energia elétrica no Brasil.

Este projeto teve como motivação e “pano de fundo” o fato inconteste de que o Setor Elétrico Brasileiro (SEB) tem os processos de Planejamentos Operacional (a cargo do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS) e Estratégico (a cargo da Empresa de Pesquisa Energética – EPE) relativamente bem servidos de metodologia e suporte de modelagem, mas, no Planejamento da Expansão (Longo Prazo), ainda evidencia lacunas importantes.

Como mostram as experiências internacionais e o debate sobre o desenvolvimento sustentável, é fundamental adotar, no processo de planejamento energético, novos métodos de análise que considerem os aspectos e variáveis relacionados às diversas dimensões da sustentabilidade: técnico-econômica, socioambiental e institucional.

Nessa perspectiva, esses novos métodos contribuirão para dirimir as principais limitações do planejamento em horizonte de longo prazo, hoje caracterizado pela ausência de uma efetiva integração dos aspectos ambientais e de sustentabilidade socioambiental no processo de tomada de decisão.

A identificação, valoração e internalização de custos socioambientais na expansão do sistema elétrico, a partir de uma quantificação desses aspectos por meio de indicadores adequados, permitirão uma ponderação concreta e fundamentada na comparação de alternativas de expansão do sistema de geração. Tal abordagem permitirá uma competição mais justa e isonômica entre as fontes de energia elétrica, assegurando, assim, a expansão sustentável da oferta de energia.

Dessa contextualização decorre o principal objetivo fixado para o Projeto SINAPSE, qual seja, alavancar o desenvolvimento metodológico e ferramental para aprimorar a sistemática de inserção dos aspectos socioambientais e de sustentabilidade no planejamento da expansão, com ênfase nas fontes de geração disponíveis no Sistema Interligado Nacional (SIN).

Por conseguinte, o Projeto SINAPSE teve por foco o desenvolvimento de um sistema de gestão de recursos energéticos para planejamento com base em indicadores de competitividade e sustentabilidade das diferentes fontes de energia elétrica, pautado pela valoração de custos e benefícios socioambientais para cada fonte de energia elétrica candidata a participar da expansão do SEB.

Em caráter complementar, afigurou-se essencial e, por que não dizer, imprescindível, incorporar questões referentes ao licenciamento ambiental na análise integrada das diferentes dimensões envolvidas na expansão da matriz elétrica nacional.

Para tanto, o livro que consolida este projeto é composto por um conjunto de dez capítulos que apresentam os principais resultados das etapas percorridas até o desenvolvimento do índice de sustentabilidade das diferentes fontes de energia e sua aplicação na constituição de um modelo conceitual para a expansão do sistema interligado nacional, incluindo um estudo de caso aplicado.

O primeiro capítulo apresenta o setor elétrico brasileiro, a evolução de sua matriz elétrica por tipo de fonte primária utilizada para geração de energia elétrica e como é realizada a expansão do sistema elétrico nacional.

No segundo capítulo, detalha-se o processo de planejamento da expansão do sistema elétrico. São também apresentados o Modelo de Expansão de Longo Prazo (MELP), os leilões para contratação de projetos de geração e transmissão. Destaque é dado aos indicadores utilizados no planejamento da expansão.

O terceiro capítulo trata da dimensão socioambiental no planejamento da expansão, em que se apresentam estudos e avaliações ambientais, bem como os indicadores de sustentabilidade de fontes de energia, tanto no contexto nacional, como internacional.

A complexidade e o detalhamento do processo de licenciamento ambiental de projetos do setor elétrico são apresentados no quarto capítulo, em que, além da linha do tempo, são contempladas as informações sobre as tipologias de licenças, competências e procedimentos associados. O capítulo apresenta ainda todos os órgãos envolvidos no processo de licenciamento, bem como suas responsabilidades.

O quinto capítulo apresenta a dimensão técnico-econômica do planejamento da expansão e a análise de competitividade das diferentes fontes primárias de geração. Essa análise inclui os mercados regulado e livre, bem como o incremento das fontes intermitentes e seus impactos no sistema elétrico.

No capítulo seguinte são apresentados os indicadores de competitividade técnico-econômicos e econômico-financeiros das fontes de energia. O capítulo apresenta ainda o processo de tomada de decisão de investimento, incluindo a convergência entre o planejamento realizado pelos órgãos competentes e a decisão dos investidores.

No sétimo capítulo, os custos socioambientais da geração de energia elétrica são apresentados, incluindo o processo de internalização e valoração dos custos ambientais. Essa abordagem inclui tanto as fontes renováveis como as não renováveis, utilizando ainda estudos internacionais que tratam do tema.

O oitavo capítulo contempla a apresentação da proposta de Índice de Sustentabilidade de Fontes de Geração de Energia Elétrica (ISFG). Para tanto, foram utilizadas pesquisas primárias com a aplicação do Método DELPHI, incluindo duas rodadas com especialistas no tema em análise. Os valores do ISFG por fonte primária de geração de energia elétrica são apresentados, bem como suas diferentes dimensões.

O capítulo nove apresenta o desenvolvimento do modelo conceitual proposto para o planejamento da expansão do SIN e inclui também o estudo de caso de planejamento para o horizonte temporal de 2018 a 2030.

Por fim, o capítulo dez apresenta as conclusões, limitações e recomendações de próximas etapas na consolidação da inserção da variável ambiental no planejamento de expansão do sistema elétrico. Quatro apêndices

complementam ainda este livro, sendo: questionário DELPHI, valor dos indicadores das fontes secundárias de geração de energia elétrica, a análise quantitativa da competitividade das fontes utilizando o DEA como um estudo de caso ilustrativo e, finalizando, a especificação funcional do MELP.

Por último, convém frisar que o projeto não ficaria completo sem o desenvolvimento de materiais de alta qualidade técnica, mas também com forte apelo didático, bem como o desenvolvimento de mecanismos para divulgar o trabalho e estabelecer uma referência sobre a inserção ambiental na matriz elétrica nacional. Esses materiais foram desenvolvidos na forma de seis Cadernos Temáticos (versões impressas e *on-line*) e seis Vídeos de Divulgação, todos disponíveis para *download* na *homepage* do projeto ([www.projetosinapse.com.br](http://www.projetosinapse.com.br)).

Boa leitura a todos!



## Introdução

**D**entre as metas brasileiras propostas no Acordo de Paris, pode-se destacar a participação de 23% de fontes de energia elétrica renováveis não hidrelétricas, tais como eólica, biomassa e solar, na matriz elétrica nacional até 2030. Tal fato tornou o processo de discussão do licenciamento ambiental bastante urgente, assim como sublinhou a premência em se dispor de instrumental adequado e validado para se fixar a estratégia de expansão mais adequada.

Nesse contexto, a necessidade de um processo de consulta e validação junto a agentes do setor, tais como ONGs, IBAMA e MPF, dos indicadores e parâmetros adotados se mostra cada vez mais premente. Por consequência, impõe-se avançar na definição de indicadores e na criação de fóruns de discussão, de forma a permitir valorizar a orientação técnica no planejamento em relação à diretriz política.

Decorre, por conseguinte, a necessidade de Instrumental para permitir uma análise fundamentada, por parte da sociedade, dos custos e benefícios associados às alternativas de expansão.

Por outro lado, há de se reconhecer que o planejamento energético tradicional, de cunho fundamentalmente técnico-econômico, tende a subestimar os benefícios e custos socioambientais, na medida em que externalidades e custos intangíveis não são contemplados. Em consequência, a sistemática de avaliação atual é limitada e não oferece garantias de soluções sustentáveis para a expansão da oferta de energia do SEB.

Diante dessa reflexão, deve-se pontuar que as usinas hidrelétricas com reservatório, que constituíram a base da expansão da matriz elétrica nacional por décadas, encontram cada vez mais dificuldades para sua implantação. Em decorrência, observa-se uma piora nas condições de operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), em geral associada à penetração em larga escala de energia eólica na matriz. O debate dessa temática é premente e imprescindível, mas carece ainda de um arcabouço conceitual que permita uma discussão mais objetiva, minimizando a influência de fatores políticos, ideológicos e passionais.

No cerne dessa discussão, deve-se ainda ponderar que um novo modelo de matriz elétrica deverá priorizar as fontes renováveis (hidráulica, eólica, solar, biomassa), considerando as mudanças climáticas e as medidas de mitigação e controle da emissão dos Gases de Efeito Estufa (GEE), resultando num sistema de geração resiliente e adaptável diante do acirramento de eventos climáticos extremos.

Considerando esse conjunto de preocupações e anseios como mote, o Projeto SINAPSE pretendeu, de forma original e inovadora, proporcionar metodologia e meios operacionais para municiar o setor de (i) um sistema de indicadores, abrangendo os níveis global, regional e local, considerando a disponibilidade de recursos (opções de expansão) para permitir o cotejo de opções no médio e no longo prazo, bem como considerando os impactos ambientais, socioeconômicos, climáticos e de uso do solo; e de (ii) instrumental para valoração de externalidades socioambientais, tendo como elo as dimensões da sustentabilidade, na medida em que uma competição “justa” no processo de decisão de planejamento impõe internalizar custos socioambientais nas alternativas em cotejo e que a expansão da oferta de energia deve ser direcionada para uma maior sustentabilidade.

Nessa perspectiva, reforçando e complementando o exposto, convém frisar que a incorporação de indicadores de sustentabilidade das fontes de geração no planejamento da expansão do sistema elétrico passa pela valoração de aspectos socioambientais, visando proporcionar uma justa e efetiva comparação de custos e benefícios socioambientais de tecnologias e empreendimentos, levando em conta os requisitos de expansão da oferta no Sistema Elétrico Nacional e as características geoeconômicas de cada região.

A importância do SINAPSE, com seu rol de objetivos, pode ser ainda realçada lembrando que a definição de uma política energética bem fun-

damentada para o setor elétrico requer um adequado arcabouço conceitual e metodológico que produza indicações e recomendações que possam ser assimiladas pelos diversos atores sociais, contribuindo, assim, para reduzir o atrito entre instâncias decisórias que dificultam a implementação de novos empreendimentos de geração.

Dessa forma, como mostram as experiências internacionais e considerando-se as discussões quanto ao alcance de um desenvolvimento sustentável, é indispensável que sejam adotados, no processo de planejamento energético do país, novos métodos de análise que considerem os aspectos e variáveis relacionados às dimensões da sustentabilidade, quais sejam, as variáveis de cunho técnico-econômico, socioambiental e institucional.

A valoração das externalidades socioambientais fornece, como alicerce para o processo de planejamento, uma importante conexão entre as variáveis inseridas nas dimensões da sustentabilidade. Identificação, valoração e internalização de custos socioambientais na expansão do sistema elétrico permitirão, como já enfatizado, uma competição mais justa entre as fontes de energia elétrica, assegurando, assim, a expansão sustentável da oferta de energia.

Em resumo, o Projeto SINAPSE teve como objetivo geral aprimorar a sistemática de inserção ambiental no planejamento da expansão da geração no Brasil, com ênfase nas fontes geradoras planejadas no âmbito do SIN.



# 1

## Matriz Elétrica Brasileira

**A** energia elétrica é fundamental para o desenvolvimento econômico e para o bem-estar da sociedade, tanto como insumo para atividades produtivas como para o acesso a serviços básicos, tais como segurança, iluminação, refrigeração, condicionamento de ambientes e muitas outras facilidades da vida moderna. Para isso, é necessário construir e manter uma infraestrutura para a produção e fornecimento de energia confiável e a preços módicos, com baixos impactos socioambientais.

Em termos gerais, a oferta de recursos e o comportamento da demanda de energia, combinados a decisões gerenciais, determinam as características dessa infraestrutura. Nesse contexto, o planejamento de médio e longo prazo é fundamental para assegurar a adequada evolução do sistema ao longo do tempo, garantindo a continuidade do suprimento de energia.

Este capítulo faz uma breve apresentação das principais características do parque gerador brasileiro, mostrando sua evolução recente. Apresenta ainda as principais transformações em curso e traz reflexões sobre os desafios que representam em termos de planejamento.

## 1.1. Setor Elétrico Brasileiro

O setor elétrico no Brasil compreende quatro segmentos: geração, transmissão, distribuição e comercialização. A geração é responsável pela transformação da energia primária em energia elétrica, a partir de diversas fontes, tais como quedas d'água, vento, combustíveis, incluindo biomassa, gás natural, carvão mineral ou óleo combustível. No Brasil, a maior parte da energia é produzida por meio de hidrelétricas que, em sua maioria, aproveitam as quedas d'água dos rios de planalto. Esse tipo de usina respondia, em 2019, por 68% da matriz elétrica brasileira, tendo representado mais de 95% da oferta de energia elétrica há cerca de 30 anos. A energia eólica aparece na segunda posição, com 9%, seguida pelo gás natural e a biomassa, empatados com uma participação de 8% (EPE, 2020).

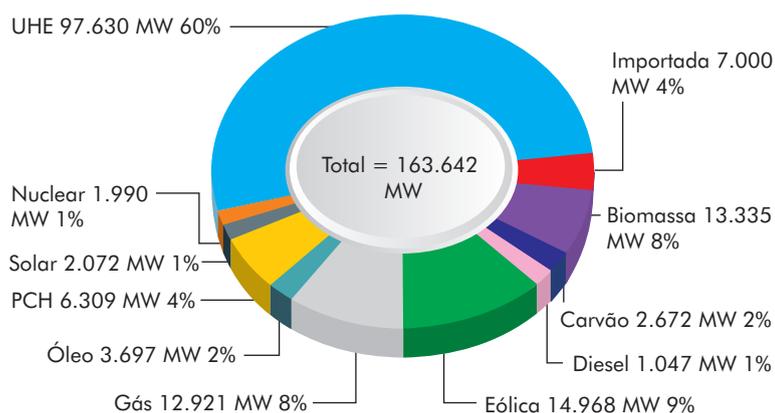
A transmissão é o segmento responsável pelo transporte da energia dos agentes geradores até os centros consumidores, por meio de linhas em alta tensão que, em 2017, totalizavam 141.388 km.<sup>1</sup> Além de atender ao mercado, a Rede Básica tem a função de interligar os submercados de energia, viabilizando um ambiente propício para a competição na geração e na comercialização da eletricidade, com a equalização dos preços realizada pelo despacho otimizado do parque gerador.

A distribuição, por sua vez, recebe a energia de geradoras ou transmissoras e a entrega aos consumidores finais, por meio de linhas de média e/ou baixa tensão. Por fim, o segmento de comercialização é responsável pela contratação da energia entre os agentes produtores e consumidores.

Para fins de planejamento e operação, o sistema elétrico brasileiro é dividido em dois grandes blocos: o Sistema Interligado Nacional (SIN), que abrange quase todo o território nacional e concentra a maior parte do parque gerador instalado, cerca de 163,6 GW (EPE, 2020), e os Sistemas Isolados (SIS), localizados principalmente na região Norte do país. A Figura 1.1 indica a composição do parque gerador do SIN.

<sup>1</sup> Correspondentes à Rede Básica, em tensão superior ou igual a 230 kV (ONS, 2017).

**Figura 1.1** Capacidade instalada no SIN no final de maio de 2019 (em GW)



**Nota:** “Importada” refere-se à energia de Itaipu; o montante apontado como PCHs inclui também as CGHs existentes.

**Fonte:** EPE (2020).

O SIN, cujo parque gerador é predominantemente hidrelétrico, conta com muitos reservatórios de regularização. Esses reservatórios são interligados por extensos elos de transmissão, que visam aproveitar a diversidade hidrológica entre as bacias hidrográficas. A partir da relevância que as hidrelétricas têm para o sistema, suas características têm sido determinantes no desenvolvimento dos métodos e modelos em uso no planejamento da expansão e operação do sistema, que tratam de forma adequada as incertezas hidrológicas e sua influência sobre a confiabilidade de suprimento.

## 1.2. Evolução da Matriz Elétrica

Apesar da presença ainda significativa de hidrelétricas na matriz elétrica brasileira, essa fonte vem reduzindo sua participação na composição do parque gerador nacional. Outras mudanças em curso na matriz dizem respeito ao aumento da energia eólica e da energia termelétrica.

Dados das edições do Balanço Energético de 2009 e 2019 (Relatório Síntese) indicam que, em dez anos, ocorreu uma redução de 81,9%, em 2008, para 66,6%, em 2018, na participação da capacidade instalada das hidrelétricas na matriz elétrica nacional (EPE, 2009a; EPE, 2019). No mesmo perí-

odo, a energia eólica aumentou sua participação de praticamente inexistente na década passada para 7,6% em 2018, como apresentado na Tabela 1.1, a seguir. Além disso, a participação termelétrica – considerando o conjunto de usinas movidas a derivados de petróleo, gás natural, biomassa e nuclear – aumentou de 18,2% para cerca de 25,2% da oferta total.

**Tabela 1.1** Composição da matriz elétrica brasileira em 2008 e 2018

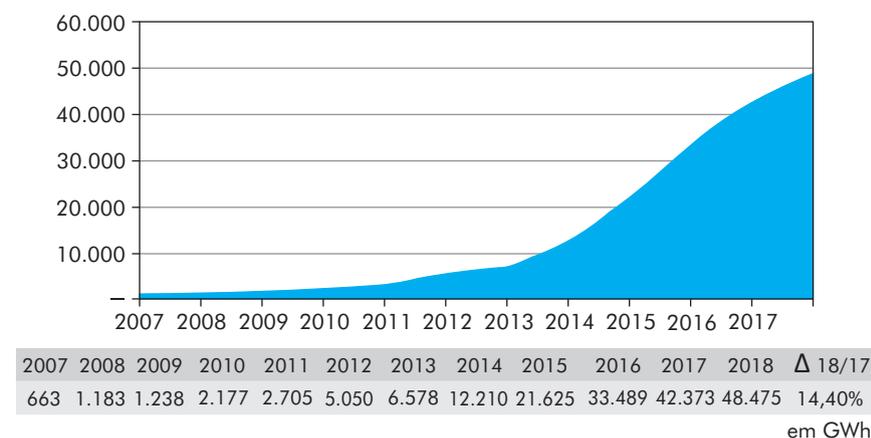
Fonte	Participação em 2008	Participação em 2018
Hidráulica	70%	66,6%
PCH	3,4%	
Importação	8,5%	
Nuclear	2,8%	2,5%
Derivados de petróleo, gás natural, biomassa, carvão	15,4%	22,7%
Solar	0%	0,5%
Eólica	0%	7,6%

**Nota:** Energia hidráulica inclui importação de energia de Itaipu.

**Fonte:** EPE (2009a; 2019).

O crescimento da participação de energia eólica na matriz no período de 2008 a 2018 pode ser atribuído à instituição do Programa de Incentivo a Fontes Alternativas (PROINFA), além dos leilões de fontes alternativas (LFA), leilões de energia de reserva (LER) e à participação da fonte nos demais leilões de energia nova (LEN), a partir de 2011. A evolução do volume contratado é apresentada na Figura 1.2.

**Figura 1.2** Evolução da geração eólica – 2007 a 2018



**Fonte:** EPE (2019).

Outra mudança importante diz respeito à redução da capacidade de regularização das hidrelétricas com reservatório, como está discutido no capítulo 2.

### 1.3. Expansão do Sistema Elétrico

A expansão do parque gerador brasileiro, nos próximos anos, deverá se dar principalmente pelo aumento da participação das fontes eólica, solar, gás natural e nuclear (por conta da entrada em operação de Angra 3, prevista para 2026). Por outro lado, a expansão hidrelétrica, embora significativa em termos absolutos, será pouco relevante em comparação com as demais fontes, como mostra a Tabela 1.2.

**Tabela 1.2** Expansão da capacidade instalada por fonte de geração: incremento anual

Fonte <sup>(a)</sup>	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
<b>Renováveis</b>	<b>1.719</b>	<b>1.024</b>	<b>1.010</b>	<b>6.330</b>	<b>5.830</b>	<b>4.580</b>	<b>4.965</b>	<b>4.999</b>	<b>5.075</b>	<b>5.101</b>
Hidro <sup>(b)</sup>	611	36	0	204	0	0	385	419	495	521
Outras renováveis	1.107	988	1.010	6.126	5.830	4.580	4.580	4.580	4.580	4.580
PCH E CGH	225	177	111	310	338	300	300	300	300	300
Eólica	353	107	264	4.521	4.213	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000
Biomassa <sup>(c)</sup> + Biogás	231	147	50	295	280	280	280	280	280	280
Solar centralizada	298	557	585	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
<b>Não renováveis</b>	<b>1.802</b>	<b>1.305</b>	<b>0</b>	<b>1.926</b>	<b>1.589</b>	<b>-54</b>	<b>3.875</b>	<b>2.205</b>	<b>1.596</b>	<b>5.143</b>
Urânio	0	0	0	0	0	0	1.405	0	0	0
Gás natural <sup>(d)</sup>	1.516	1.305	0	2.118	3.374	1.429	3.016	2.636	3.024	4.851
Carvão	0	0	0	0	0	0	0	0	-1.227	293
Óleo combustível <sup>(e)</sup>	0	0	0	0	-1.186	-1.483	-371	-431	-201	0
Óleo diesel <sup>(f)</sup>	286	0	0	-192	-600	0	-176	0	0	0
<b>Total do SIN</b>	<b>3.520</b>	<b>2.328</b>	<b>1.010</b>	<b>8.256</b>	<b>7.419</b>	<b>4.526</b>	<b>8.839</b>	<b>7.204</b>	<b>6.671</b>	<b>10.244</b>

**Notas:**

(a) A evolução não considera a autoprodução de uso exclusivo que, para os estudos energéticos, é representada como abatimento de carga.

(b) Os valores da tabela indicam a potência instalada em dezembro de cada ano, considerando a motorização das UHE.

(c) Inclui usinas a biomassa CVU > 0 e CVU = 0 (bagaço de cana). Para as usinas a bagaço de cana, os empreendimentos são contabilizados com a potência instalada total

(d) Em gás natural, é incluído também o montante de gás de processo.

(e) Usinas termelétricas movidas a óleo diesel e óleo combustível são retiradas do Plano De Expansão De Referência nas datas de término de seus contratos, conforme reduções apresentadas nesta tabela.

(f) Alternativa Indicativa de Ponta: contempla termelétricas à ciclo aberto e tecnologias de armazenamento.

**Fonte:** EPE (2020).

A principal forma de expandir o parque gerador se dá por meio da contratação de novas usinas para atender à demanda no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), ou seja, a partir da demanda prevista pelas distribuidoras para seus consumidores cativos. Essa contratação é feita por meio de leilões – promovidos pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e regulados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) –, nos quais os empreendedores que oferecem maiores deságios sobre o preço-teto estipulado são declarados vencedores. Há diversos tipos de leilões, com distinção do tipo de energia (contratação de energia nova ou existente), tipo de fonte ou condições de contratação (CCEE, s.d.).

Vale observar que os leilões resultam em contratos de longo prazo (que variam em função da fonte e do tipo de leilão) e projetos de geração respaldados por garantia física. A Tabela 1.3 apresenta a capacidade por fonte de energia contratada até 2018, indicando o prazo previsto de entrada em operação dos empreendimentos. Nessa tabela, observa-se que, nos primeiros anos do horizonte decenal, a fonte hidrelétrica predomina na expansão de capacidade instalada, em virtude da adição de empreendimentos hidrelétricos de grande porte, tais como Belo Monte; em menor proporção, a expansão de capacidade se dá pela inserção de fontes eólicas, fotovoltaicas, térmicas a combustível fóssil ou nuclear, PCH e térmicas a biomassa, respectivamente.

**Tabela 1.3** Expansão da capacidade de geração contratada até 2019

Fontes	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Biomassa	231	147	50	115	0	0	0	0	0	0
Eólica	353	107	264	1.521	1.212	0	0	0	0	0
Hidráulica	611	36	0	204	0	0	0	0	0	0
PCH + CGH	225	177	111	10	38	0	0	0	0	0
Fotovoltaica	298	557	585	0	0	0	0	0	0	0
Térmica	1.802	1.305	0	2.238	363	0	1.405	0	0	0

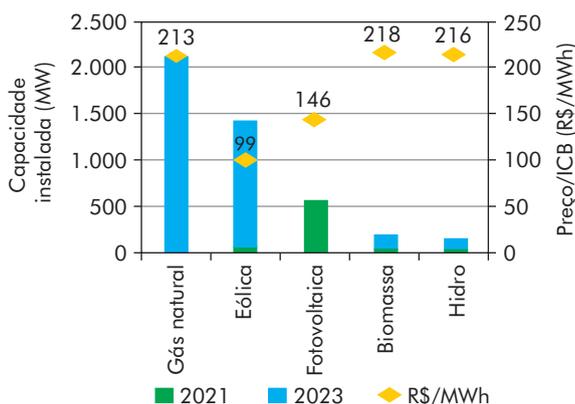
Fonte: EPE (2020).

A ampliação da participação das fontes renováveis intermitentes na matriz elétrica brasileira (eólica e solar), também apontada na Tabela 1.3, está ligada à competitividade dessas fontes nos últimos leilões de energia. Essa competitividade, tratada mais detalhadamente no capítulo 5, pode

ser associada à evolução tecnológica (e conseqüente redução de custos) dessas fontes, bem como à estruturação de agentes privados interessados em investir nessas alternativas.

Embora as hidrelétricas ainda sejam opções economicamente viáveis para a geração de energia no país, sua competitividade em relação às outras fontes vem diminuindo. Isso pode ser observado na Figura 1.3, que mostra a expansão contratada nos leilões de 2017, quando as fontes renováveis não hídricas (eólica e solar) apresentaram ganhos de competitividade, e se mostraram mais atrativas que as hidrelétricas e térmicas.

**Figura 1.3** Contratação de energia em 2017 para entrega a partir de 2021 e 2023 por fonte e custo médio



Fonte: EPE (2017b).

Esses resultados corroboram a avaliação da EPE de que os estudos de planejamento energético orientam os leilões para expansão da geração e vice-versa, com os resultados dos leilões realimentando os estudos de planejamento.

O levantamento aqui apresentado evidencia a gradual mudança na estrutura e no modus operandi do SIN, em função da entrada massiva de fontes eólicas, da relativa estagnação da participação hidrelétrica de base, da progressiva perda de capacidade de regularização hidrelétrica e do crescimento das fontes eólica e solar fotovoltaica. No entanto, a incorporação dessas fontes e respectivas incertezas no planejamento da expansão requer grandes esforços para o desenvolvimento de métodos, modelos,

critérios e procedimentos de planejamento, bases de dados e de sistemas de suporte à decisão.

Tais mudanças sinalizam a necessidade de incluir, nos métodos e modelos de planejamento da geração, indicadores adicionais de desempenho técnico-econômico do sistema e de fontes de geração, que complementem os tradicionais indicadores econômicos associados aos custos de investimento e de operação. Essas transformações na matriz, a evolução do planejamento e suas implicações são discutidas no capítulo 2.

# 2

## Planejamento da Expansão do Sistema

O planejamento da expansão do sistema é fundamental para assegurar a continuidade de suprimento de energia elétrica, a custo e níveis de risco mínimos e com impactos socioambientais considerados aceitáveis pela sociedade, conforme Marreco (2007). O objetivo do planejamento é, portanto, estabelecer uma estratégia de implementação de projetos de geração e transmissão que permitam atender à projeção da demanda de energia elétrica no horizonte de tempo analisado, de modo a minimizar os custos totais de investimento e de operação do sistema, ao mesmo tempo que respeitem critérios de impactos socioambientais e de confiabilidade de suprimento ao mercado consumidor.

Nos últimos anos, a redução da participação de hidrelétricas com reservatórios de regularização na expansão da geração vem ampliando o espectro de incertezas do sistema e, conseqüentemente, a complexidade do seu planejamento e operação. Da mesma forma, a crescente participação, na matriz elétrica brasileira, de fontes intermitentes e não controláveis (como a eólica e a solar), de hidrelétricas a fio d'água e de termelétricas inflexíveis sinaliza a necessidade de revisão do processo de planejamento da expansão e traz consigo desafios para a operação do SIN.

Neste capítulo, apresenta-se a base conceitual do planejamento do sistema, bem como um breve histórico de sua operação. Além disso, discute-se o papel de indicadores no planejamento da expansão e apresenta-se o Modelo de Expansão de Longo Prazo (MELP), que serve de base para a proposta apresentada no capítulo 9.

## 2.1. Planejamento da Expansão: Formulação do Problema do Planejamento

Em termos matemáticos, o problema de expansão do sistema de geração pode ser formulado como um problema de otimização de grande porte, dinâmico, cuja solução envolve, em geral, técnicas de programação matemática, tais como programação linear, não linear, inteira, dinâmica, além de técnicas de decomposição (Benders, Dantzig-Wolfe, entre outras) e de diversas combinações de técnicas de otimização heurística e de simulação dinâmica. Não obstante sua complexidade e variedade de formulações, esse problema comporta uma formulação genérica, de acordo com Almeida Jr. (2017):

$$\text{Min } z = I(x) + O(x) \text{ s.a. } x \in X$$

Onde:

$z$  : valor presente do custo total ao longo do horizonte de planejamento;

$x$  : vetor de variáveis de decisão de investimento;

$X$  : vetor de limites das variáveis de investimento;

$I(x)$  : valor presente dos custos de investimento (CI);

$O(x)$  : valor presente dos custos de operação (CO);

$s \cdot a$  : "sujeito a" indica restrições a serem atendidas durante o processo de otimização.

As restrições, denotadas por  $x \in X$ , refletem os limites das variáveis de investimento, tais como o número máximo de unidades geradoras a ser construído, data mais cedo e data mais tarde de entrada em operação de determinadas usinas, entre outros. A estratégia de expansão  $x$  que minimiza o valor da função objetivo  $z$  é obtida por meio de algoritmos especializados para a resolução de problemas de otimização, nas suas diversas modalidades.

A estratégia de expansão ótima é expressa em termos da capacidade instalada de cada fonte a ser implementada no horizonte de planejamento.

Além da expansão ótima, os algoritmos de programação linear, não linear e inteira fornecem também os custos marginais de expansão (CME), que indicam quanto varia o custo total de expansão (Custo de Investimento – CI *somado ao* Custo de Operação – CO), diante de uma variação unitária da demanda, em cada ano do horizonte de planejamento. Na expansão ótima, o CME iguala o custo marginal de operação (CMO), ou seja, a variação do custo de operação em face de uma variação unitária da demanda projetada em cada ano do horizonte de planejamento.

A condição de igualdade de custos marginais na solução ótima justifica uma forma alternativa para identificar a estratégia de expansão “ótima”, qual seja, igualar o CMO ao CME, pré-definido.<sup>2</sup> Nessa situação, torna-se economicamente indiferente atender a um incremento unitário de demanda com geração existente ou com uma nova unidade geradora, ou seja, enquanto o CMO for menor do que o CME, deve-se manter o programa de obras. Por outro lado, se o CMO ultrapassar o CME, deve-se antecipar o programa de obras até o ponto em que esses valores se equiparem.

No caso de sistemas com elevada participação hidrelétrica, tais como Brasil, Canadá e Noruega, entre outros, a incerteza hidrológica requer uma formulação estocástica do problema de expansão. A área da programação matemática que aborda essa disciplina é conhecida como otimização estocástica, formalizada por Dantzig (1955, *apud* CGEE, 2017). A formulação geral do problema tem a seguinte forma:

$$\text{Min } z = c y \quad s \cdot a \cdot A y = b$$

Onde:

$z$  : valor presente do custo total;

$y$  : vetor ( $nx1$ ) de variáveis de decisão;

$c$  : vetor ( $1xn$ ) de custos unitários das variáveis  $y$  ;

$A$  : matriz ( $mxn$ ) de coeficientes tecnológicos;

$b$  : vetor ( $mx1$ ) de limites das variáveis de decisão;

$s \cdot a$  : “sujeito a” indica restrições a serem atendidas durante o processo de otimização.

<sup>2</sup> Essa metodologia foi usada pela EPE na formulação do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) até 2016, quando passou a usar o Modelo de Decisão de Investimento (MDI).

Os coeficientes  $A$ ,  $b$  e  $c$  estão associados a variáveis aleatórias, cuja distribuição de probabilidade conjunta é supostamente conhecida. A decisão  $y$  é *ex-ante*, ou seja, é tomada antes da realização das variáveis aleatórias nos coeficientes  $A$ ,  $b$  e  $c$ .

As limitações dessa formulação se referem ao fato de não ser possível garantir a viabilidade da solução para todos os valores de  $y$  e ao fato de a função objetivo ser uma variável aleatória, mesmo para um dado  $y$ . Como não é possível minimizar uma variável aleatória, a função objetivo do problema passou a considerar variáveis de compensação, que ajustam as variáveis aleatórias em caso de inviabilidade. No setor elétrico, essas variáveis podem ser interpretadas como, por exemplo, a substituição de eletricidade por outro energético ou por cortes de carga.

A abordagem estocástica do problema de expansão, embora represente importante avanço metodológico em relação à determinística, deixa de lado alguns aspectos de incerteza. Em particular, a interdependência temporal das decisões de investimento, ou seja, as decisões ótimas num estágio dependem de decisões anteriores. Assim, não é possível definir um *plano* de obras no horizonte de planejamento, mas é possível sugerir uma *estratégia* de expansão ótima, na qual decisões num estágio são condicionadas por decisões em estágios anteriores.

Dada a complexidade do processo de planejamento do setor elétrico, a seguir são apresentadas as práticas setoriais e suas especificidades.

## 2.2. Planejamento do Setor Elétrico Brasileiro e Histórico Recente

O planejamento do setor elétrico brasileiro é de responsabilidade do MME e realizado com o apoio da EPE, que realiza estudos e pesquisas destinados a subsidiar o planejamento do setor energético (EPE, s.d.). Na área de energia elétrica, existem basicamente dois planos elaborados pela entidade: um decenal (PDE) e outro com horizonte em torno de até 30 anos (Plano Nacional de Energia – PNE). Enquanto o PNE avalia as tendências na produção e consumo, explorando as estratégias para a expansão da oferta, o PDE tem como principal objetivo a indicação de projetos

que garantam o atendimento à demanda em prazo mais curto, incluindo a expansão do sistema de transmissão.

Nos estudos do PDE (usando-se o Modelo de Decisão de Investimento (MDI), o modelo NEWAVE e outras ferramentas), considera-se uma configuração de referência e cenários alternativos, em função de variações de demanda ou oferta. Em cada configuração (referência ou cenários alternativos), reúnem-se informações sobre as distintas configurações, quais sejam (EPE, 2017c):

- parque gerador: composto por usinas existentes, usinas já contratadas e projetos candidatos à expansão, localizados em diferentes regiões geoeletricas (subsistemas) e interligados por elos de transmissão;
- mercado: projeções da demanda mensal de energia e de potência (demanda máxima simultânea), agregada por subsistema, com taxa de crescimento específica para cada região; e
- interligações regionais: os subsistemas (caracterizados pelas respectivas usinas e demanda) são interligados por elos de transmissão, caracterizados pela capacidade máxima de intercâmbio (em cada sentido) e um custo de ampliação (expresso em R\$/kW).

### 2.2.1. PDE 2015: risco de *deficit* de até 5%

No caso do planejamento decenal, a sistemática em vigor teve origem com o PDE 2006-2015 (PDE 2015). Esse plano visava orientar as ações e decisões relacionadas ao equacionamento do equilíbrio entre as projeções de crescimento econômico do país, seus reflexos nos requisitos de energia elétrica e no tocante à necessidade de expansão da oferta em bases técnica, econômica e ambientalmente sustentável (EPE, 2006a). De acordo com o documento, as diretrizes e indicações para o horizonte decenal se afiguravam como instrumentos estratégicos para garantia de atendimento ao mercado de energia elétrica com qualidade e confiabilidade. Conforme o MME (2004), o risco de insuficiência da oferta de energia elétrica no SIN não poderia exceder 5% em cada um dos subsistemas que o compõem.

A partir dessa premissa, procurou-se determinar, para o horizonte de estudo considerado, a sequência de obras mais econômica, em termos

de seus custos de geração e das ampliações das capacidades de intercâmbio entre os subsistemas – em geral, a seleção de obras contempla projetos considerados socioambientalmente viáveis e com datas previstas de início de operação compatíveis com os prazos necessários ao desenvolvimento de suas etapas de projeto, licenciamento ambiental e construção.

Adicionalmente, adotou-se como critério de elaboração das alternativas de expansão da geração a igualdade entre o CMO e o CME para cada ano no período 2009 a 2015. A metodologia consistia, portanto, em agregar fontes de geração de energia, segundo um critério de ordenação dos índices custo/benefício dos projetos candidatos no período 2009-2015, de tal forma que o custo marginal de operação em cada subsistema fosse igual ao custo marginal de expansão. Com relação aos programas computacionais, as simulações do plano de expansão de referência foram realizadas com o programa NEWAVE, versão 12.3,<sup>3</sup> considerando-se 2.000 cenários hidrológicos (EPE, 2006a).

## 2.2.2. Mudanças recentes: PDE 2026

Na elaboração do PDE 2026, a EPE adotou o MDI baseado em Gandelman (2015). Essa metodologia consiste em indicar a oferta considerando uma expansão ótima do sistema mediante a minimização do custo total de investimento e operação, sujeito às principais restrições operativas para atender à demanda de energia e potência. São considerados os custos de investimento em projetos de geração, por tecnologia, incluindo termelétricas a ciclo aberto ou combinado, fontes renováveis, usinas reversíveis e sistemas de transmissão (Gandelman, 2015).

Decisões oriundas de diretrizes de política energética podem ser representadas no modelo como projetos futuros com data de entrada “fixada” no plano de expansão, independentemente de seu benefício econômico avaliado pelo MDI.

Para cada plano candidato, com seu custo de investimento, é realizada a simulação da operação, de maneira simplificada, obtendo-se o valor espe-

<sup>3</sup> Para o cálculo da política de operação foram utilizadas 200 simulações *forward* e 20 aberturas para a simulação *backward*.

rado do custo de operação desse plano. A soma dos custos de investimento e operação determina o custo total. O processo é repetido para outro “plano candidato”, até que o plano de expansão de mínimo custo global seja obtido.

Em contraste com os planos decenais anteriores, o CME é agora obtido como o custo marginal das restrições de atendimento à carga futura do sistema, considerando tanto os requisitos de energia como de potência (EPE, 2017c). Torna-se, portanto, um subproduto do processo de planejamento e não mais um dado de entrada.

Após obter a expansão ótima com o MDI, realiza-se a simulação da operação com o NEWAVE, incorporando-se aspectos não capturados pelo módulo de operação do MDI (desde que não alterem a solução ótima). Essa simulação possibilita analisar com mais detalhes as condições futuras de atendimento à carga como, por exemplo, uma melhor avaliação dos intercâmbios de energia entre regiões e o uso do sistema de transmissão, a evolução do nível de armazenamento das hidrelétricas e a energia vertida (EPE, 2017c).

Antes do MDI, vários modelos de planejamento foram desenvolvidos, levando em conta as particularidades do SIN. Dentre esses, merece destaque, no contexto deste trabalho, o Modelo de Expansão do Longo Prazo (MELP), usado na elaboração do Plano Nacional de Energia 2030 (EPE, 2006b), abordado a seguir.

### 2.2.3. Modelo de Expansão de Longo Prazo (MELP)

O MELP busca a expansão da oferta de energia minimizando o custo de investimento e operação do sistema de geração e das interligações regionais (Vila, 2009). O modelo é formulado como um problema de programação inteira mista de grande porte, resolvido por meio de um algoritmo *Branch and Bound* (Lisboa *et al.*, 2006). Ele representa hidrelétricas e a operação do sistema com base em dois cenários de afluências: um médio e um crítico.

A função objetivo do MELP consiste em minimizar os custos de investimento em hidrelétricas, termelétricas e interligações, o custo de operação das termelétricas e o custo de deficit. Como resultado, apresenta-se o valor presente do custo total do sistema e a sequência temporal ideal dos aproveitamentos energéticos e interligações elétricas, além dos custos resultantes de investimento e de operação até o final do período de estudo.

As variáveis se dividem em conjuntos de subsistemas, projetos, períodos de planejamento, patamares de carga e de *deficit*. Entre as restrições, um grupo contempla a construção dos projetos em um único período do horizonte. O atendimento da demanda em cada patamar de carga, subsistema e estágio também é uma restrição atendida pelo modelo. Essas restrições estabelecem que as gerações hidro e termoe elétrica, somadas aos intercâmbios e ao deficit de energia, devem ser pelo menos iguais à demanda em cada subsistema, patamar de carga e estágio do horizonte de planejamento. Em outras palavras, o modelo busca evitar deficit em qualquer subsistema, na hipótese de repetição da série hidrológica histórica. As equações relativas a essas condições compreendem a duração de cada patamar de carga e as perdas nas interligações.

Outro grupo de restrições considera os limites de geração. O modelo tem que atender a limites máximo e mínimo de geração hidrelétrica em cada período. Também a geração térmica tem que atender a limites máximo e mínimo. Essas restrições consideram os fatores de participação dessas usinas, que dependem do cenário hidrológico. Por fim, são consideradas as restrições de intercâmbio entre os subsistemas, em cada patamar de carga.

As limitações no MELP derivam de (i) o modelo considerar apenas dois cenários hidrológicos; (ii) ausência de modelagem explícita de fontes eólica e solar fotovoltaica; e, (iii) do fato do critério de confiabilidade estar baseado em uma configuração estática do sistema.

## 2.3. Leilões como Viabilizadores da Expansão

Tanto os projetos de geração como os de transmissão, previstos no planejamento, são viabilizados por meio de leilões públicos para contratação de energia ou de sistemas de transmissão, como descrito a seguir.

### 2.3.1. Contratação de projetos de geração

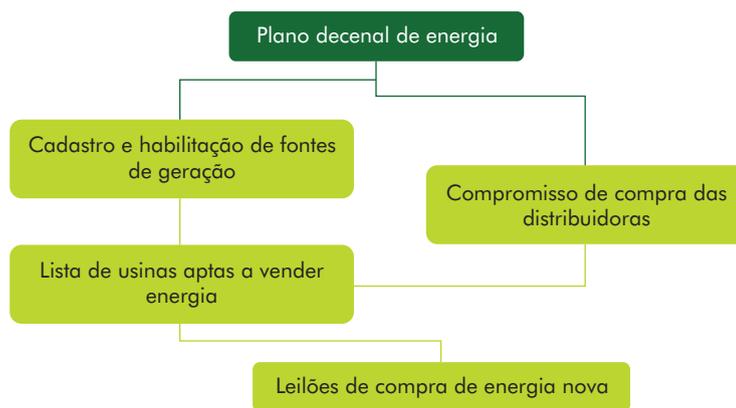
Como descrito no capítulo 1, a expansão do parque gerador se fundamenta na contratação de novos empreendimentos cujo lastro (garantia física) de energia é negociado por meio de leilões públicos para atender

ao aumento da carga das distribuidoras (que atendem aos consumidores cativos) no ACR.

O PDE constitui a principal referência para os investidores em projetos de geração, pois fornece indicadores técnicos, econômicos e socioambientais para a avaliação de risco e retorno desses projetos. Dessa forma, o PDE conecta as necessidades dos agentes de consumo às fontes de geração, por meio do plano indicativo, cabendo aos investidores a decisão de construir novas instalações de geração, por meio de lances em leilões de contratação de energia. Tal decisão depende, entretanto, da taxa de atratividade dos projetos, a qual é influenciada diretamente pela evolução esperada dos custos de geração (Tolmasquim, 2015).

Resumidamente, a conexão entre o planejamento da expansão e sua concretização se dá por meio do processo ilustrado na Figura 2.1 e descrito a seguir.

**Figura 2.1** Etapas da contratação de energia nova no Ambiente de Contratação Regulada



**Fonte:** Tolmasquim (2015).

A partir de projetos indicados no PDE, o MME (com apoio da ANEEL) promove, periodicamente, a realização de leilões para atender à demanda das distribuidoras. O Poder Concedente fixa o preço-teto (em R\$/MWh) após a fase de cadastramento e habilitação dos projetos. Dos leilões podem participar, como ofertantes, empresas titulares de concessão, permissão ou autorização para gerar ou importar energia. Os proponentes que ofe-

recem os maiores deságios em relação ao preço-teto são declarados vencedores e celebram, com cada distribuidor participante, os Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR).

### 2.3.2. Planejamento e contratação da transmissão

No caso da transmissão, o planejamento da expansão tem caráter determinativo, dado que o caráter indicativo da expansão da geração requer que o sistema de transmissão assegure a confiabilidade de suprimento e condições adequadas para a operação e propicie o grau de flexibilidade necessário para acomodar distintas estratégias de implantação das fontes de geração a serem contratadas nos leilões de energia (EPE, 2017c). Para contornar esses desafios, a EPE busca realizar um planejamento proativo, antecipando as recomendações de reforços estruturantes e buscando evitar descompassos entre a expansão da geração e da transmissão.

Conforme o PDE 2026, os estudos de expansão da transmissão, realizados com base nos critérios de planejamento vigentes, utilizam como premissas as projeções de carga e um plano de geração de referência (EPE, 2017c). Para dimensionar a rede, adota-se como critério de confiabilidade a capacidade do sistema de suportar contingências simples (N-1) sem prejudicar o atendimento às cargas, e contingências duplas (N-2) sem provocar o colapso do sistema, além das análises técnico-econômica e socioambiental das alternativas de expansão.

Outros aspectos considerados no planejamento da expansão da transmissão são : intervalo entre consultas sobre a expansão proposta e as respostas dos agentes; divergências fundiárias; e restrições socioambientais (EPE, 2018a).

O processo de planejamento, por sua vez, obedece às seguintes etapas, conforme Tolmasquim (2015):

- identificação da necessidade de expansão da rede;
- elaboração de estudos de viabilidade técnico-econômica e socioambiental;
- detalhamento da alternativa de referência do ponto de vista da engenharia;

- avaliação socioambiental do corredor ou área selecionada para a alternativa de referência;
- análise da integração entre o novo empreendimento e a rede existente; e
- custos fundiários.

O processo é concluído com o encaminhamento, pelo MME, do relatório de cada etapa à ANEEL, que instrui os processos de outorga de concessão (por 30 anos), nos leilões, ao proponente que oferta a menor Receita Anual Permitida (RAP),<sup>4</sup> conforme Tolmasquim (2015).

## 2.4. Indicadores no Planejamento da Expansão

No Brasil, o processo e a prática de planejamento da expansão do setor elétrico incorporaram e aperfeiçoaram, ao longo de décadas, diversos sistemas de indicadores. Várias evidências apontam para a necessidade de ampliar e adequar os indicadores em uso no planejamento da geração, assim como de promover a integração de novos indicadores aos métodos e modelos de planejamento em uso no país.

Indicadores são instrumentos de comunicação compostos por uma ou mais variáveis que, associadas de diversas formas, manifestam significados mais amplos sobre os fenômenos a que se referem (IBGE, 2008). Segundo a ANEEL (1999) *apud* Borges (2009), indicadores energéticos permitem informar decisores e sociedade dados quantitativos sobre a sustentabilidade de sistemas energéticos, bem como de integração do uso e redução de desperdícios.

A ANEEL considera indicadores nas seguintes dimensões: (i) política; (ii) econômica; (iii) social; (iv) ecológica; e (v) tecnológica, como exemplificado na Tabela 2.1.

<sup>4</sup> A partir de 2013, as concessões vincendas podem ser prorrogadas por igual período sob um regime de remuneração do custeio da operação e manutenção. Os contratos oriundos desses leilões são: (i) CPST – contrato de prestação de serviço de transmissão; (ii) CUST – contrato de uso do sistema de transmissão; (iii) CCT – contrato de conexão e (iv) CPSA – contrato de prestação de serviços ancilares.

**Tabela 2.1** Indicadores de sustentabilidade energética

Dimensão	Indicadores
Política	Segurança no abastecimento. Desconcentração de poder público.
Econômica	Equilíbrio no balanço de pagamentos. Apropriação de renda e geração de receitas físicas.
Social	Geração de empregos. Redução de desigualdades regionais.
Ecológica	Minimização de impactos sobre o meio físico e biótico.
Tecnológica	Qualidade e confiabilidade adequadas.

Fonte: ANEEL (1999) *apud* Borges (2009).

Camargo e outros (2004) desenvolveram indicadores de sustentabilidade energética a partir da geração de energia, apresentados na Tabela 2.2.

**Tabela 2.2** Indicadores de sustentabilidade na geração de energia elétrica

Indicadores	Fatores ou Parâmetros	Unidade	Tipo de Fonte
Qualidade do ar	Emissões de CO <sub>2</sub>	t/ano	Termelétrica
	Emissões de SO <sub>2</sub>		
	Emissões de NOX		
	Emissões de CO <sub>2</sub> evitadas		Hidrelétrica Termelétrica Eólica
	Emissões de SO <sub>2</sub> evitadas		
	Emissões de NOX evitadas		
	Redução de gases efeito estufa		Termelétrica
Eficiência Energética	Área ocupada <sup>1</sup>	km <sup>2</sup>	Hidrelétrica Termelétrica
	Eficiência energética de equipamentos – economia	kWh	Genérica
	Redução do pico de demanda		
Uso de Recursos Naturais	Resíduos e efluentes tratados, reciclados ou utilizados	Volume	Termelétrica
	Resíduos perigosos recuperados ou devidamente destinados		
	Utilização de subprodutos da combustão do carvão		
Qualidade ambiental	Produção de resíduo perigoso	\$	Hidrelétrica Termelétrica
	Melhoramento de encostas prejudicadas – investimento		
Qualidade da água	Saúde ecológica dos rios		Hidrelétrica
	Saúde ecológica dos reservatórios		

<sup>1</sup> Área diretamente afetada pelo empreendimento, por ex. área alagada por reservatório e área atingida por chuva ácida

Fonte: Camargo *et al.* (2004).

Esses indicadores são relativos à atividade de geração e não às fontes primárias de energia propriamente ditas. Além disso, eles se referem à fase de operação dos empreendimentos, em que é possível monitorar os impactos. Na fase de projeto (planejamento da expansão), em geral opta-se pela alternativa com a melhor relação custo-benefício, considerando indicadores socioambientais e econômicos, bem como programas, a serem executados nas fases de implantação desses empreendimentos, destinados a mitigar e/ou minimizar seus impactos negativos.

Não obstante, as mudanças em curso no SIN evidenciam a necessidade de se incluir, nos métodos e modelos de planejamento, novos indicadores de desempenho técnico-econômico do sistema e de fontes, complementares aos tradicionais indicadores econômicos (custos de investimento e operação). Como novos indicadores, citam-se: os locacionais, os de flexibilidade e resiliência, cada vez mais importantes na priorização e seleção de alternativas de suprimento ao sistema.

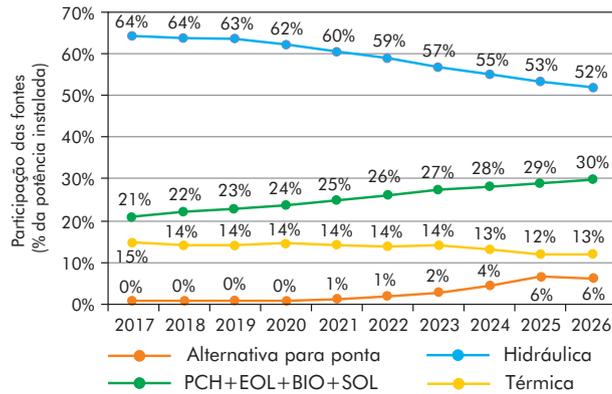
Em particular, são necessários indicadores técnico-econômicos que permitam valorar de forma adequada a contribuição de fontes de potência (repotenciação hidrelétrica e termelétricas de ciclo aberto, por exemplo) e de recursos de armazenamento de energia elétrica, de forma direta (baterias) ou indireta (hidrelétricas reversíveis, por exemplo).

A seguir, exploram-se alguns fatores relevantes na seleção de indicadores técnicos ou variáveis ambientais na análise de alternativas de expansão. A discussão sobre indicadores é ampliada nos capítulos 3, 6 e 8.

### 2.4.1. Capacidade de armazenamento do sistema e características sazonais da operação

Apesar de significativa contratação de hidrelétricas nos últimos leilões, o cenário “Expansão de Referência” do PDE 2026 indica a perspectiva de redução na expansão da capacidade hidrelétrica na matriz, em termos proporcionais (EPE, 2017c).

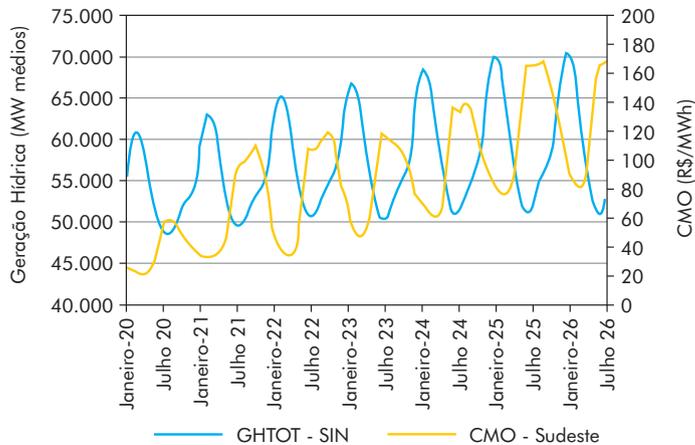
**Figura 2.2** Participação relativa das fontes



Fonte: EPE (2017c).

A redução da capacidade de armazenamento das hidrelétricas devida à contratação de usinas a fio d'água<sup>5</sup> e de fontes renováveis variáveis indica que o sistema terá dificuldades para estocar excessos de afluência em períodos úmidos para uso em períodos secos, o que explica as maiores variações do CMO no fim do horizonte decenal, mostradas na Figura 2.3.

**Figura 2.3** Geração hidrelétrica e custo marginal de operação (CMO)<sup>6</sup>



Fonte: EPE (2017c).

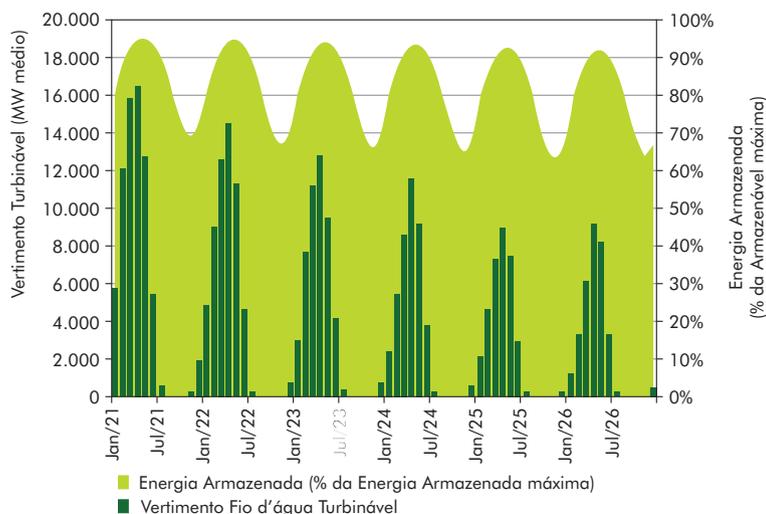
<sup>5</sup> Usinas com reservatórios de baixa regularização, nas quais a vazão afluente é turbinada ou vertida, por não haver condições de armazená-la, como ocorre nas PCH.

<sup>6</sup> Apresentam-se os valores de CMO a partir de 2020, pois os de 2017 a 2019 sofrem influência das condições iniciais da simulação do sistema.

Outra consequência da expansão hidrelétrica a fio d'água é a maior expectativa de vertimento turbinável entre janeiro e junho, indicando baixa probabilidade de geração termelétrica por razões energéticas nesse período, como indicado na Figura 2.4, que mostra também os baixos níveis de estoque no período de setembro a dezembro, tendência que se acentua ao longo do período decenal.

Isso indica a necessidade de geração termelétrica adicional para garantir o suprimento em épocas secas ou no caso de atraso de estações chuvosas.<sup>7</sup> No mesmo diapasão, cresce a importância de interligações regionais e de capacidade adicional de ponta para mitigar riscos de *deficit* e de interrupção.

**Figura 2.4** Vertimentos turbináveis e nível de armazenamento hidrelétrico



**Fonte:** EPE (2017c).

Outra possibilidade a ser investigada é o uso de baterias. A perspectiva é que sejam usadas em sistemas isolados (viabilizando a substituição de geradores a diesel por fontes renováveis) e complementando parques eóli-

<sup>7</sup> Essa tendência poderá viabilizar mecanismos de contratação com inflexibilidade sazonal, para deslocar a geração termelétrica compulsória de períodos com excedentes para os de maior necessidade.

cos e solares fotovoltaicos. Nesse caso, compensam a intermitência, aumentando a confiabilidade e a flexibilidade dos sistemas (Leite *et al.*, 2017).

## 2.4.2. Atendimento à demanda de potência

Os modelos atuais de planejamento, em base mensal, não capturam os benefícios de hidrelétricas reversíveis, baterias ou termelétricas de partida rápida no atendimento à demanda de potência. Essas fontes também oferecem maior flexibilidade operativa sem necessariamente aumentar a oferta de energia ao sistema, o que distorce o resultado da análise de competitividade desses recursos, na comparação com as fontes tradicionalmente consideradas na expansão da oferta.<sup>8</sup>

Da mesma forma, a inconstância e a imprevisibilidade das fontes não controláveis, com destaque para a eólica e a solar fotovoltaica, representam um desafio para a estabilidade do sistema elétrico brasileiro. Por serem não controláveis e com variação na geração de energia elétrica em curto prazo, a crescente penetração dessas fontes na matriz elétrica nacional, nos últimos anos, torna necessária a representação de variações de geração em escala temporal menor que a mensal, atualmente adotada no planejamento e na operação do sistema elétrico brasileiro.

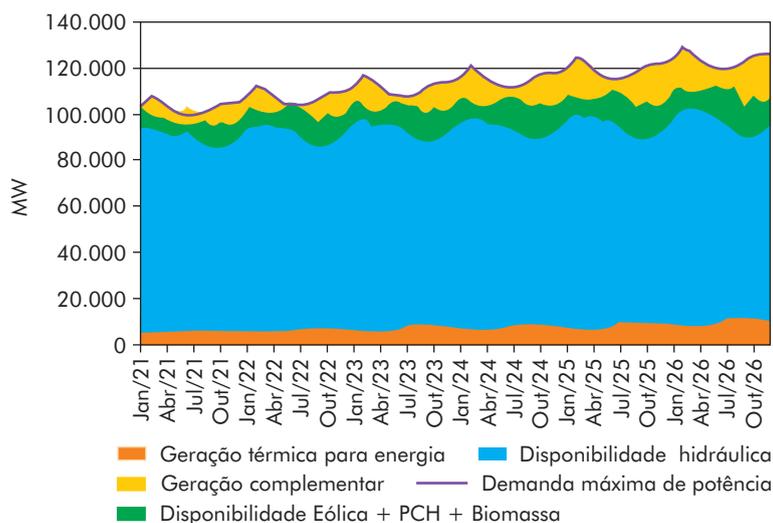
Assim, dado o emergente perfil operativo do parque gerador e tendo em vista a necessidade de atender à demanda de potência, é desejável introduzir ferramentas de cálculo com discretização horária e inferior, além de mapear as incertezas associadas à produção de energia das fontes intermitentes. As principais ações em curso para aperfeiçoar as ferramentas em uso no planejamento do sistema são a descrição estatística de regimes de ventos e melhorias nas técnicas de previsão.

A Figura 2.5 confronta a evolução da demanda máxima do SIN no período de 2021 a 2026 e o montante esperado da geração de cada fonte indicada para suprir a ponta<sup>9</sup> – balanço de demanda.

<sup>8</sup> A análise qualitativa da competitividade das fontes e o incremento das fontes intermitentes e seus impactos sobre o planejamento e operação do sistema elétrico brasileiro são tratados mais detalhadamente no capítulo 5.

<sup>9</sup> Considerando as 84 séries históricas de vazões.

**Figura 2.5** Atendimento à demanda máxima do SIN

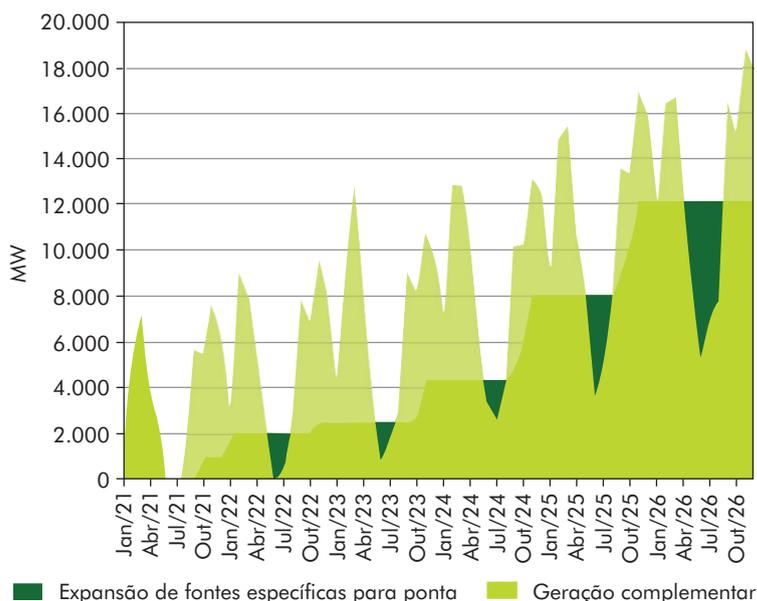


Fonte: EPE (2017c).

A expansão de fontes específicas para atender à demanda de potência acompanha o aumento da participação de fontes intermitentes no SIN. Os maiores valores de demanda instantânea ocorrem entre janeiro e abril, período com predomínio de fontes renováveis no suprimento, com destaque para UHE com capacidade de modulação. Verifica-se, na Figura 2.5, a necessidade de geração complementar para atender à demanda máxima (em roxo).

Como mostra a Figura 2.6, nos primeiros anos do período decenal, essa geração é proveniente, na sua totalidade, do parque térmico existente e contratado, ainda composto por usinas sem características específicas para essa finalidade, o que contribui para elevar o custo de operação do sistema. Com o passar dos anos, essa geração passará a ser suprida por “fontes específicas”, aprimorando, assim, a gestão dos recursos energéticos (EPE, 2017c).

**Figura 2.6** Geração complementar e alternativas de suprimento de potência



Fonte: EPE (2017c).

### 2.4.3. Confiabilidade e qualidade da energia

Outros importantes indicadores a serem considerados no planejamento do sistema são os de confiabilidade, relacionados à continuidade de suprimento e às interrupções. Os indicadores de confiabilidade informam a qualidade de suprimento por meio do monitoramento de interrupções na rede. A expansão da capacidade do sistema deve, portanto, estar associada ao crescimento da carga, respeitando índices prévios de confiabilidade, definidos por meio de indicadores de continuidade.<sup>10</sup>

<sup>10</sup> Há duas famílias básicas desses indicadores: a Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC) e a Duração de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC). O índice FEC indica quantas vezes, em média, houve interrupção de energia na unidade consumidora (residência, comércio, indústria) em um intervalo de tempo, enquanto o DEC mede o número de horas que o consumidor ficou sem energia elétrica durante um determinado período.

Para assegurar a qualidade do suprimento de energia, há dois grandes desafios: assegurar a confiabilidade de um sistema no qual a responsabilidade pelo fornecimento é compartilhada por várias empresas e definir um nível de qualidade compatível com as receitas tarifárias requeridas para prover o serviço, ou seja, é preciso avaliar a relação custo-benefício que melhor atenda às necessidades do consumidor (Instituto Acende Brasil, 2014).

Quando o sistema é baseado em uma matriz elétrica com predominância de fontes renováveis, como é o caso no Brasil, o montante de energia disponibilizado pelas usinas não depende apenas de sua capacidade instalada, mas também da disponibilidade dos recursos energéticos: água, no caso de hidrelétricas; vento, no caso de eólicas; bagaço de cana, no caso de termelétricas a biomassa; e radiação solar, no caso de fotovoltaicas. Ou seja, a oferta de energia de fontes renováveis tem um componente aleatório, o que torna a produção dessas usinas não inteiramente previsível. Fontes tais como hidrelétricas reversíveis, hidrelétricas com reservatórios, geração distribuída próxima a centros de carga e baterias podem contribuir para o aumento da confiabilidade e da qualidade da oferta de energia.



# 3

## A Dimensão Socioambiental no Planejamento da Expansão

O planejamento do sistema elétrico, no Brasil, foi historicamente balizado por duas questões: o atendimento da demanda energética e minimização dos custos de produção, ou seja, buscava-se gerar a quantidade de energia necessária para o desenvolvimento nacional ao menor custo possível. Assim, não eram profundamente analisados os danos causados ao meio ambiente, questão hoje preponderante na escolha dos empreendimentos elétricos.

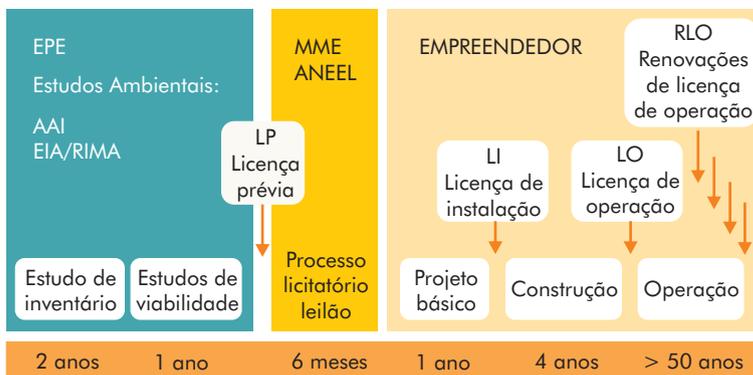
Este capítulo apresenta uma análise de como a dimensão socioambiental se insere nos estudos de planejamento da expansão do setor elétrico brasileiro. Também apresenta os indicadores de sustentabilidade de fontes de energia elétrica utilizados no Brasil e experiências nesse sentido da Austrália, México e da Agência Internacional de Energia Atômica (AIEA). Os indicadores de sustentabilidade, ou indicadores de sustentabilidade socioambientais (MME, 2007; Furtado, 2017), constituem o objeto de análise deste texto, focando as diferentes fontes de geração de energia elétrica.

### 3.1. Estudos e Avaliações Ambientais

O cuidado com o meio ambiente está presente em todas as fases de estudo da expansão do sistema elétrico. Inicia-se nos estudos de inventário e de viabilidade, pelos quais a EPE é responsável, percorre o processo de licitação e leilão, sob responsabilidade do MME e da ANEEL, continuando nas fases de projeto básico e construção e operação do empreendimento, sendo estas fases de responsabilidade dos empreendedores envolvidos.

A Figura 3.1 apresenta as etapas do planejamento do setor elétrico com o sequenciamento de atividades, os estudos desenvolvidos em cada etapa e o cronograma para a obtenção de licenças ambientais de usinas hidrelétricas.

**Figura 3.1** Processo para obtenção de licenças ambientais de usinas hidrelétricas



**Fonte:** Elaboração própria com base em informações da EPE.

#### 3.1.1. Inventário hidrelétrico de bacia hidrográfica: Avaliação Ambiental Integrada (AAI) e Avaliação Ambiental Estratégica (AAE)

O inventário hidrelétrico se caracteriza pelo levantamento e estudo de várias alternativas de divisão de queda para uma bacia hidrográfica, formadas por um conjunto de projetos, visando selecionar aquela que apresente a melhor relação entre os custos de implantação, benefícios ener-

géticos e impactos socioambientais. A partir desse estudo, obtém-se um conjunto de aproveitamentos, suas principais características, índices custo/benefício e índices socioambientais.

Os critérios adotados para os estudos socioambientais na fase de inventário utilizam instrumentos metodológicos e procedimentos usuais de uma avaliação de impacto ambiental, sendo os sistemas ambientais representados pelos seguintes componentes-síntese: ecossistemas aquáticos (e recursos hídricos); ecossistemas terrestres; modos de vida; organização territorial; base econômica e povos indígenas/populações tradicionais. Esses sistemas são estruturados a partir da inter-relação entre vários elementos do sistema ambiental.

Na avaliação dos impactos socioambientais positivos e negativos de uma alternativa de divisão de queda, consideram-se todos os aproveitamentos implantados simultaneamente e as ações para evitar, minimizar e compensar os impactos ambientais negativos. Essas ações são traduzidas em custos a serem efetivamente internalizados no custo de implantação dos aproveitamentos. Já aqueles impactos sobre os quais não é possível haver controle são traduzidos em um índice de impacto socioambiental negativo que será associado ao objetivo de “minimizar os impactos socioambientais negativos”.

No caso dos impactos socioambientais positivos, devem ser considerados apenas os impactos relacionados aos aspectos socioeconômicos para os quais a implantação dos aproveitamentos hidrelétricos possa trazer contribuições favoráveis para o desenvolvimento social e econômico local e regional. Esses impactos são avaliados e traduzidos em um índice de impacto socioambiental positivo.

Como parte dos estudos de inventário, tanto a Avaliação Ambiental Integrada (AAI) como a Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) são instrumentos utilizados em vários setores econômicos com o propósito de melhorar o processo de planejamento, aumentando a sustentabilidade de políticas, planos e programas, em vários países. No Brasil, o instrumento conhecido internacionalmente como AAE ganhou a denominação de AAI por questões político-estratégicas relativas à responsabilidade pela sua elaboração (Furtado, 2017).<sup>11</sup> A Figura 3.2 mostra a estrutura de planeja-

<sup>11</sup> A obrigatoriedade da elaboração de AAI como parte dos estudos de inventário de UHE ficou estabelecida no Brasil em 2007, quando da revisão do Manual de Inventário Hidroelétrico de Bacias Hidrográficas (MME, 2007).

mento e os estudos ambientais pertinentes a cada uma das etapas do processo. A Gestão Ambiental Integrada (GAI) estabelece quando os instrumentos de avaliação ambiental são efetivados no Ciclo de Planejamento.

**Figura 3.2** Estrutura de planejamento e fases de implementação



**Fonte:** Furtado (2002), adaptado de Jowsey e Kellett (1996) e Audoin e Lochner (2000).

A AAE, segundo Partidário (2012), é um instrumento de natureza estratégica que facilita a integração, o mais cedo possível, das questões socioambientais na formatação e no desenvolvimento de Políticas, Planos e Programas (PPP) nos processos públicos de planejamento e tomada de decisão.

A AAE tem duplo objetivo: (i) identificar antecipadamente as consequências dos PPPs a fim de evitar, atenuar ou compensar impactos adversos e (ii) influenciar diretamente o desenho de novos PPPs que levem em conta os impactos socioambientais e contribuam para o desenvolvimento sustentável, ajudando a formular as opções estratégicas. A AAE também ajuda na integração de políticas, planos e programas dos diferentes órgãos, possibilitando a compatibilização do PPP em análise com outros

PPPs governamentais – a chamada articulação horizontal – ou de política com plano, de plano com programas e de programas com projetos – a articulação vertical – uma das facetas do papel facilitador do licenciamento ambiental (Sánchez, 2008).

A AAI, como já dito anteriormente, é o correspondente brasileiro da AAE e é constituída de estudos que visam identificar e avaliar os efeitos cumulativos e sinérgicos resultantes de impactos ambientais causados por uma série de processos relativos à geração de energia hidrelétrica sobre os ecossistemas envolvidos. É considerada inovadora porque abrange toda a bacia hidrográfica onde se localiza um empreendimento, propondo programas socioambientais para a bacia como um todo, assim, mitigando ou potencializando efeitos sinérgicos e cumulativos de vários aproveitamentos. Em sua elaboração, permite a participação dos agentes envolvidos para garantir acordos que contribuam para a sustentabilidade.

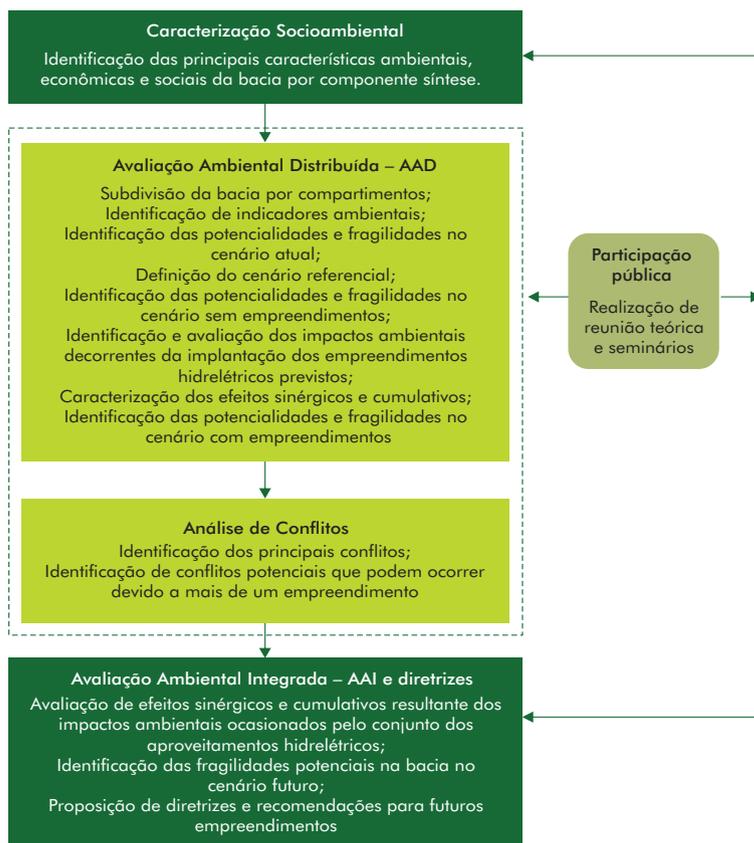
A AAI é elaborada na fase inicial do ciclo de planejamento, quando uma ampla gama de alternativas potenciais pode ser considerada, enquanto o Estudo de Impacto Ambiental (EIA) é normalmente elaborado no final do ciclo de planejamento, quando existe um número bem mais limitado de alternativas viáveis.

A metodologia para a elaboração da AAI, conforme a Figura 3.3, abrange as etapas de: (i) Caracterização da Bacia; (ii) Avaliação Ambiental Distribuída; (iii) Análise de Conflitos; (iv) Participação Pública; (v) Avaliação Ambiental Integrada; (vi) Recomendações e (vii) Diretrizes.

Existem algumas semelhanças e singularidades entre a AAI e a AAE, cabendo destacar que a AAE tem como foco três classes principais de trabalho: (i) Política: legislação e outras regras governamentais; (ii) Planos e estratégias: planos regionais, setoriais de bacia, etc.; e (iii) Programa: um conjunto de projetos coordenados. Deve ser elaborada com antecedência, quando são planejadas as políticas, planos e programas, e antes que projetos individuais sejam identificados.

A AAE também é uma ferramenta de tomada de decisão projetada para melhorar os projetos, adiar projetos questionáveis, e ajudar a cancelar projetos ruins. A AAI, por sua vez, é a análise ambiental de cenários e impactos na bacia dentro das políticas existentes ou planejadas.

**Figura 3.3** Estrutura da AAI



**Fonte:** Elaborado com base no Termo de Referência da AAI da Bacia do Rio Uruguai. EPE (2005).

### 3.1.2. Estudo de Viabilidade (EVA), Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e Relatório de Impacto Ambiental (RIMA)

Após os estudos de inventário, ocorre a etapa de viabilidade, na qual são efetuados estudos mais detalhados para a análise da viabilidade técnica, energética, econômica e socioambiental que leva à definição do(s) aproveitamento(s) ótimo(s) que irá(ão) a leilão. Com base nesses estudos, são elaborados o Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e o Relatório de Impacto Ambiental (RIMA) de um empreendimento específico, tendo em vista a necessidade de obtenção da Licença Prévia (LP) junto aos órgãos ambientais.

Para empreendimentos e atividades considerados potencialmente impactantes e/ou perigosos, isto é, que ofereçam riscos ao meio ambiente e à população, geralmente são realizados estudos prévios de viabilidade e impacto ambiental, tais como o EVA e o EIA/RIMA. O EVA comumente precede e contribui com o EIA/RIMA, bem como com a concepção do projeto.

O EIA/RIMA apresenta um diagnóstico ambiental detalhado dos aspectos físicos, bióticos e socioeconômicos da área de influência do projeto e uma análise prévia de todos os seus possíveis impactos ambientais. Deve conter os programas ambientais de controle, acompanhamento e monitoramento dos impactos positivos e negativos ora apontados. O RIMA é a sua síntese e deve refletir as conclusões de maneira clara e objetiva, compreensível à população em geral.

Os EIAs/RIMAs vêm sendo alvo de fortes críticas, destacando-se: deficiências no que diz respeito às metodologias utilizadas (MPF, 2004 *apud* Costa *et al.*, 2010); baixa qualidade dos estudos (Vulcanis, 2010; Banco Mundial, 2008); conteúdo inconsistente devido à falta de treinamento e especialização do quadro de pessoal dos órgãos ambientais (Banco Mundial, 2008); e realização de estudos apenas como cumprimento de etapas formais (Campos; Silva, 2012), legitimando decisões políticas já estabelecidas.

Outro grande problema apontado no licenciamento, como atualmente vem sendo conduzido, é que esse processo tem sido desenvolvido sem nenhuma base de planejamento territorial. Dessa maneira, transferem-se para o âmbito do licenciamento individual do empreendimento todas as discussões sobre a sua realização (Vulcanis, 2010), não havendo uma avaliação estratégica de uma região e perdendo-se a visão sistêmica.

## 3.2. Indicadores de Sustentabilidade de Fontes de Energia Elétrica: Experiência Nacional

A produção da energia elétrica é baseada em duas vertentes: a econômica e a escala de produção, considerando a possibilidade de gerar grande volume ao menor custo possível. Nesse contexto, cabe considerar o “Desenvolvi-

mento Sustentável”, que se tornou um conceito mundialmente estabelecido, inclusive porque a demanda por energia que os hábitos atuais impõem ao sistema de geração é cada vez maior, e a “Energia Sustentável”,<sup>12</sup> ainda com vários entendimentos, mas presente nas formulações das propostas.

O conceito de sustentabilidade energética abrange não apenas a necessidade imperiosa de garantir uma oferta adequada de energia para atender as necessidades futuras, mas fazê-lo de modo que: (a) seja compatível com a preservação da integridade fundamental dos sistemas naturais essenciais, inclusive evitando mudanças climáticas catastróficas; (b) estenda os serviços básicos de energia aos mais de 2 bilhões de pessoas em todo o mundo que atualmente não têm acesso às modernas formas de energia; e (c) reduza os riscos à segurança e potenciais conflitos geopolíticos que de outra forma possam surgir devido a uma competição crescente por recursos energéticos irregularmente distribuídos. (Borba; Gaspar, 2020, p. 28)

Nesse sentido, tratar dos indicadores de sustentabilidade das fontes de geração de energia elétrica pressupõe, inicialmente, associar o uso das fontes de energia aos fatores econômicos, ambientais, políticos e sociais que determinam a sua escolha, como um processo contínuo de geração e suprimento, para atendimento à demanda e ao desenvolvimento. Os indicadores de sustentabilidade ou indicadores de sustentabilidade socioambiental são ferramentas de avaliação dos efeitos positivos ou negativos de uma intervenção no ambiente, representando um conjunto de informações e dados sobre fenômenos ecológicos e socioeconômicos, mostrando-os de forma simples e objetiva aos tomadores de decisão e à sociedade em geral.

No Brasil, desde a década de 1990, vem-se buscando definir sistemas de indicadores de sustentabilidade socioambiental para auxiliar no processo de tomada de decisão, contribuindo para um ambiente equilibrado e integrado em seus aspectos ambientais, econômicos, sociais, éticos e culturais. No planejamento de longo prazo do setor elétrico, é importante definir indicadores de sustentabilidade que permitam a comparação de alternativas de tecnologias e empreendimentos, levando-se em conta tanto o meio natural quanto o socioeconômico.

<sup>12</sup> No inglês, há uma mistura entre *clean energy* e *sustainable energy* que leva a conceitos ainda não consagrados, conforme encontrado no site internacional <[www.sciencedirect.com](http://www.sciencedirect.com)>.

A EPE (2007) destacou os aspectos relevantes para o acompanhamento da avaliação de desempenho do setor energético do ponto de vista de sua sustentabilidade, traduzidos por meio de indicadores. Esses aspectos foram resultados de trabalhos desenvolvidos no âmbito dos estudos socioambientais da matriz energética, coordenados pelo MME, com participação da própria EPE, do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL),<sup>13</sup> da Petrobras e do Centro de Pesquisas Leopoldo Américo Miguez de Mello (CENPES),<sup>14</sup> e se encontram sintetizados na Tabela 3.1.

**Tabela 3.1** Indicadores de desempenho ambiental e social

SISTEMAS	TEMAS	INDICADORES
Meio Natural	Mudança Climática	Emissão de Gases de Efeito Estufa.
		Emissões de CO <sub>2</sub> .
	Quantidade de Água	Volume Total de água retirado pelo sistema energético.
	Modificação de Ambientes Aquáticos	Extensão total de ambientes alterados de lótico <sup>1</sup> para lântico <sup>2</sup> .
	Mudança do Uso do Solo	Parcela da área utilizada para a produção de energia.
Resíduo		Rejeitos Radioativos.
		Resíduos Sólidos.
Meio Socioeconômico	Acessibilidade Física e Econômica	Taxa de Universalização.
		Gastos com eletricidade e combustíveis – na média e para os 20% de renda mais baixa.
		Fração de renda familiar gasta com energia.
	Equidade e desenvolvimento social	Consumo de energia <i>per capita</i> .
		Índice de GINI energético <sup>3</sup> .
	Consumo de energia <i>per capita</i> – oferta interna.	

<sup>1</sup> Os ecossistemas lóticos são sistemas aquáticos caracterizados pela ocorrência de águas com correntes e bem oxigenadas, como os rios ou riachos.

<sup>2</sup> Ecossistema lântico é a designação dada aos ecossistemas aquáticos caracterizados por águas paradas ou de baixo fluxo, tais como lagos, lagoas, poças e reservatórios.

<sup>3</sup> Ou coeficiente de GINI: instrumento matemático utilizado para medir a desigualdade social em determinado país, unidade federativa ou município.

**Fonte:** EPE (2007).

O documento aponta ainda que, no planejamento de longo prazo, devem ser definidos indicadores de sustentabilidade para a comparação de alternativas, como os aspectos relacionados às mudanças no uso do solo, segundo a área utilizada para a produção de energia elétrica e para

<sup>13</sup> Órgão vinculado à Eletrobras, criado em 1974, com sede no Rio de Janeiro/RJ.

<sup>14</sup> Unidade da Petrobras responsável pelas atividades de pesquisa e desenvolvimento.

outros fins, bem como aqueles relacionados à geração de empregos e a outros benefícios regionais.

### 3.2.1. As fontes de geração de energia e os indicadores de sustentabilidade

As diferentes fontes de geração de energia elétrica apresentam diferentes impactos, tanto socioeconômicos quanto aos ambientes naturais. A seguir, são apresentados aqueles mais relevantes na geração hidrelétrica<sup>15</sup> (grandes e pequenas centrais hidrelétricas), termelétrica, eólica e solar.

#### a) Usinas hidrelétricas (UHE)

A construção de uma usina hidrelétrica traz impactos positivos e negativos para os municípios no entorno do seu reservatório, que devem ser criteriosamente analisados em cada caso. Para isso, faz-se necessário desenvolver metodologias de avaliação específicas para esses impactos.

Nesse sentido, merecem destaque três estudos desenvolvidos no Brasil: duas pesquisas realizadas pela Universidade Federal de Pernambuco (UFPE), para a Companhia Hidrelétrica do São Francisco (CHESF) e para a Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG), e o estudo do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), elaborado pelo Núcleo de Avaliação de Políticas Climáticas da PUC-Rio/*Climate Policy Initiative*, projeto INPUT.

No estudo CHESF/UFPE, foram analisados municípios das cinco regiões do país afetados por UHE de diferentes portes e tempos de operação. Já no estudo CEMIG/UFPE, foram analisados 40 municípios afetados por UHE no estado de Minas Gerais. Pode-se verificar, em ambos os estudos, que, quanto maior o projeto e a mobilização de recursos para sua implantação e menor a economia do município afetado, maiores os benefícios econômicos (emprego e renda, economia local e contas municipais) e maior a pressão sobre os indicadores sociais (saúde, saneamento e violência). Melhorias econômicas após o fim das obras e diversos outros efeitos variam caso a caso, requerendo a análise de cada empreendimento, sendo que os maiores efeitos são de curto prazo (Furtado *et al.*, 2011; Furtado *et al.*, 2016).

<sup>15</sup> As usinas hidrelétricas (UHE) possuem potência acima de 30 MW, as pequenas centrais hidrelétricas (PCH), entre 1 MW e 30 MW, e as centrais geradoras hidrelétricas (CGH), até 1 MW.

O estudo realizado pelo BNDES/PUC-Rio, que analisou 82 municípios (distribuídos em 13 estados) com áreas alagadas por hidrelétricas construídas desde 2002, destaca pontos negativos e positivos dos projetos e aponta para seus efeitos nos indicadores sociais e econômicos das localidades e das regiões onde se inserem (Assunção *et al.*, 2017).<sup>16</sup> Isso porque esse estudo considera, de partida, que a percepção da sociedade é que projetos hidrelétricos geram benefícios energéticos em detrimento dos impactos nas localidades. O estudo se estrutura em duas vertentes, com resultados heterogêneos:

- impactos sobre o desmatamento na Amazônia (concluiu-se que algumas hidrelétricas estimularam o desmatamento em suas proximidades, enquanto outras, ao contrário, evitaram o desflorestamento);
- efeitos locais da construção de hidrelétricas sobre indicadores econômicos e sociais, como economia local, contas municipais, saúde, saneamento e violência (diferentemente do senso comum, a conclusão foi de que localidades podem se beneficiar, como também podem ser impactadas negativamente, tanto no curto prazo (enquanto a usina é construída) como no médio prazo (após sua conclusão).

Há indicadores de sustentabilidade, específicos para hidrelétricas, disponíveis na literatura técnica nacional. Eles foram desenvolvidos com o objetivo de auxiliar a avaliação dos impactos dos projetos, evidenciando as transformações que ocorrerão com a implantação do empreendimento, além das perspectivas futuras. O documento “Análise socioambiental das fontes energéticas do PDE 2026” (EPE, 2017a) elenca nove indicadores de impactos (ambientais e socioeconômicos) e benefícios socioeconômicos. A partir desses indicadores de avaliação, o documento reporta que temas como a biodiversidade aquática e a organização territorial são importantes para todas as regiões onde é prevista a expansão hidrelétrica. O referido estudo apresenta os principais indicadores socioambientais da expansão hidrelétrica no decênio 2017-2026, a partir da dimensão ambiental e dos aspectos socioeconômicos, como indicado na Tabela 3.2.

<sup>16</sup> Todas as usinas consideradas tiveram apoio do BNDES, que contribuiu para a análise fornecendo dados sobre os projetos.

**Tabela 3.2** Indicadores socioambientais da expansão hidrelétrica

IMPACTO SOCIOAMBIENTAL	INDICADOR SUGERIDO	VALOR (PDE 2026)
Uso e ocupação do solo	Área alagada (km <sup>2</sup> )	1.683 (0,02% do território nacional)
	Área alagada por potência instalada (km <sup>2</sup> /MW)	0,37 (UHE existentes: 0,44 km <sup>2</sup> /MW)
Impactos na flora	Perda de vegetação nativa (km <sup>2</sup> )	997 (0,02% da área da Amazônia Legal)
	Perda de vegetação nativa por MW (km <sup>2</sup> /MW)	0,22
	Nº de UHE com interferência em UC de proteção integral	Nenhuma das 16 UHE
	Nº de UHE com interferência em UC de uso sustentável	2 das 16 UHE
Impactos na população	População diretamente afetada (hab.)	Aproximadamente 15 mil
	População diretamente afetada por MW (hab./MW)	3,4
Impactos em comunidades tradicionais e terras indígenas	Nº de UHE que interferem em quilombos	Nenhuma das 16 UHE
	Nº de UHE que interferem diretamente em TI	Nenhuma das 16 UHE
	Nº de UHE situadas até 40 km de TI na Amazônia Legal e 15 km nas demais regiões	6 de 16 UHE
Impacto no meio aquático	Transformação do ambiente lótico em lêntico (km)	1.475
Pressão na infraestrutura	Interferência na infraestrutura (população atraída/população dos municípios)	0,31
Geração de empregos	Empregos diretos gerados no pico das obras (1)	34 mil
	Empregos diretos gerados no pico das obras por MW (empregos/MW)	7,6
Aumento na arrecadação (geração de renda)	Compensação financeira em 2026 (R\$ milhões) (2) (3)	74 (4% da compensação financeira paga em 2016 por todas as UHE em operação)
	Compensação financeira para os estados no decênio (R\$ milhões) (2)	210
	Compensação financeira para os municípios no decênio (R\$ milhões) (2)	210
	ISS gerado nas obras no decênio (R\$ milhões)	667

**Notas:** (1) Esse dado considera apenas os empregos gerados no período de pico das obras para 16 UHE, ou seja, há empregos gerados ao longo do período que não estão sendo considerado; (2) Considera somente a geração das usinas cuja operação se inicia no horizonte deste PDE. Os montantes de compensação financeira foram calculados considerando a TAR 2017 (R\$ 72,20) para todo o horizonte decenal; (3) Montante de arrecadação, no ano de 2026, da compensação financeira definida pela Lei nº 9.884/2000, considerando as parcelas destinadas aos estados, municípios e à União.

**Fonte:** Construção própria baseada em EPE (2017a).

## b) Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs)

Considera-se que as PCHs têm um baixo impacto socioambiental e possibilitam a recuperação ao meio ambiente, bem como geram empregos permanentes na área da conservação e recuperação ambiental, o que acarreta benefícios socioambientais.

A Associação Brasileira de Pequenas Centrais Hidrelétricas e Centrais Geradoras Hidrelétricas (ABRAPCH) afirma que as PCHs existentes no Brasil seriam como uma “Itaipu Distribuída” de baixos impactos ambientais, devido à diversidade de usinas espalhadas pelo país. Embora as PCHs tenham o mesmo regime hidrológico que as grandes hidrelétricas, caso elas operassem de forma cooperativa e complementar às grandes usinas, poderiam ocupar o papel que as termelétricas têm desempenhado durante os períodos úmidos, assumindo boa parte da carga das UHE e ajudando-as, assim, a recompor o estoque dos seus reservatórios, de forma a enfrentar os períodos secos.

A EPE (2017a) aponta que as PCHs constituem um grupo de usinas que podem ser implantadas com conhecimento, tecnologia, equipamentos e materiais totalmente nacionais, promovendo o desenvolvimento econômico do país e a geração de empregos. Essas usinas localizam-se quase sempre em rios tributários (de menor porte), mas podem ser instaladas em cabeceiras das bacias hidrográficas e, com isso, impactam diretamente na biodiversidade aquática. Na classificação de indicadores apresentados pela EPE (Tabela 3.3), constam os seguintes indicadores socioambientais de PCH: (i) área a ser alagada para a formação do reservatório com impactos nos meios físico e biótico, como a perda de vegetação e os impactos sobre a biodiversidade local; e (ii) empregos diretos gerados durante as obras, que representam aumento das oportunidades de trabalho e a dinamização da economia local.

**Tabela 3.3** Indicadores socioambientais da expansão de PCH

IMPACTO SOCIOAMBIENTAL	INDICADOR SUGERIDO	VALOR
Uso e ocupação do solo	Área alagada (km <sup>2</sup> )	350
	Área alagada por potência instalada (km <sup>2</sup> /MW)	0,15 (PCH existentes: 0,14 km <sup>2</sup> /MW)
Geração de emprego	Empregos diretos gerados no pico das obras (1)	47 mil

**Nota:** (1) Esse dado considera apenas os empregos gerados no pico das obras, ou seja, empregos gerados ao longo do período que podem não estar sendo contabilizados.

**Fonte:** Construção própria baseada em EPE (2017a).

### c) Termelétricas

As usinas termelétricas produzem energia a partir da queima de carvão, óleo combustível, gás natural ou biomassa, ou por fissão de material radioativo (urânio), no caso das termonucleares. As usinas termelétricas têm certas vantagens locais, podendo ser implantadas em áreas próximas aos centros de carga – o que contribui para a redução de impactos socioambientais associados às extensas linhas de transmissão – e ocupam áreas relativamente pequenas quando comparadas a outras fontes de energia (EPE, 2017a). Contudo, devem estar próximas a corpos hídricos, uma vez que utilizam a água para o processo de geração de energia elétrica. No caso de térmicas de ciclo aberto, depois de utilizada, a água é devolvida ao ambiente (corpo hídrico) com uma temperatura mais elevada, podendo impactar diretamente a fauna e a flora locais.

Para Reis e Cunha (2006), o impacto ambiental das centrais termelétricas é bastante dependente do tipo de combustível, ou recurso natural, e da tecnologia utilizados. Dentre os combustíveis fósseis, o gás natural é o menos poluente e de menor emissão de GEE, devido à baixa concentração de contaminantes, sendo considerado um combustível de queima limpa, uma vez que produz principalmente CO<sub>2</sub> e água, e emite consideravelmente menos CO<sub>2</sub> do que os outros combustíveis fósseis, particularmente quando usado em turbinas de ciclo combinado de alta eficiência (IEA, 2012 *apud* Tolmasquim, 2016b). A natureza gasosa também faz com que tenha os riscos socioambientais associados ao gerenciamento do combustível reduzidos.

O carvão tem como principal aspecto a emissão de GEE e outros poluentes atmosféricos, bem como o risco de contaminação de recursos hídricos, fazendo-se necessário o investimento em tecnologias que reduzam as emissões e permitam o reaproveitamento dos resíduos gerados. Ademais, as emissões atmosféricas podem levar à acidificação das águas, o que pode impactar diferentes ambientes (florestais e aquáticos), a agricultura e outros usos do solo (Inatomi; Udaeta, 2005).

As termonucleares, que utilizam fissão nuclear para a geração de energia elétrica, não possuem emissões atmosféricas diretas, tendo como aspectos socioambientais mais críticos a disposição dos resíduos radioativos gerados e a percepção em relação ao risco de acidente, o que leva a

um alto grau de rejeição pela sociedade civil. Ainda existem dificuldades locais no país para a construção do Repositório Nacional de Rejeitos Radioativos de Baixo e Médio Níveis de Radiação (RBMN) e não se tem definição política sobre a adoção de reprocessamento do combustível irradiado (EPE, 2017a). Adicionalmente, é possível citar impactos relativos à alteração do uso do solo, ao consumo de água e à geração de efluentes líquidos e resíduos sólidos.

Segundo Reis e Cunha (2006), alguns aspectos devem ser observados quanto aos possíveis impactos socioambientais das centrais termelétricas: (i) uso e ocupação do solo, gerando principalmente alteração no uso do solo e na paisagem, supressão de vegetação local com interferência na fauna e na flora, bem como possibilidade de focos de erosão no solo; (ii) efluentes líquidos da drenagem pluvial, lavagens, tratamento de água e purgas de processo, que podem contaminar os corpos receptores e, no caso dos efluentes do sistema de resfriamento, elevar a temperatura do corpo d'água receptor, interferindo na fauna e flora locais; já os efluentes sanitários, sem os devidos tratamentos, podem causar alteração da qualidade do solo e de cursos d'água, com interferência na fauna e flora locais; (iii) geração de resíduos sólidos, como poeiras e particulados, com possibilidade de contaminação dos recursos hídricos decorrente da percolação das chuvas, em especial das usinas a carvão; (iv) elevação na demanda dos serviços públicos locais, da infraestrutura habitacional e viária e interferência com a população local.

De acordo com a EPE (2017a), os benefícios econômicos e sociais associados à implantação e operação dos projetos termelétricos estão relacionados à geração de empregos diretos e indiretos, ao aumento da demanda por bens e serviços, e ao aumento da arrecadação tributária, contribuindo para o dinamismo econômico da região. Ressalta-se que os benefícios advindos da contratação de mão de obra poderão ser maximizados se forem priorizadas contratações locais ou regionais.

Apesar de a literatura apontar alguns possíveis impactos socioambientais associados à geração de energia termelétrica, a utilização de indicadores socioambientais no setor é bem escassa. A EPE (2017a) aponta como principais indicadores socioambientais associados à expansão da energia termelétrica a emissão de GEE, a geração de empre-

gos no pico das obras e a geração de empregos ao longo da operação da planta (Tabela 3.4).

**Tabela 3.4** Indicadores socioambientais da geração termelétrica

IMPACTO SOCIOAMBIENTAL	INDICADOR SUGERIDO	VALOR ESTIMADO
Emissão de GEE	Toneladas de CO <sub>2</sub> e emitidas por GWh de energia gerada por fonte	694,19 tCO <sub>2</sub> e/GWh carvão mineral
		675,89 tCO <sub>2</sub> e/GWh derivados de petróleo
		488,32 tCO <sub>2</sub> e/GWh gás natural
Geração de empregos <sup>(1)</sup>	Empregos diretos gerados no pico das obras por MW	11,1
	Empregos diretos gerados durante a operação por MW	1,1

**Notas:** (1) O cálculo se baseia na estimativa apresentada pela EPE (2017a) de 43 mil empregos diretos gerados no pico das obras e de 4,3 mil empregos gerados durante a operação na implementação dos novos empreendimentos planejados para a expansão decenal, que somam 3.886 MW de potência instalada.

**Fonte:** Diversa, com base em EPE (2017a) e SEEG (2017).

No caso das usinas termelétricas a biomassa, a geração de eletricidade ocorre a partir do vapor proveniente da queima de matéria orgânica. Algumas matérias primas utilizadas para a queima são: bagaço, palha e pontas da cana-de-açúcar, lenha, carvão vegetal, resíduos urbanos, biogás, lixívia, óleos vegetais, resíduos vegetais (casca de arroz, por exemplo) e outras culturas plantadas (capim elefante, por exemplo) (Tolmasquim, 2016b). De acordo com a ANEEL (2018), existem 556 empreendimentos termelétricos a biomassa em operação, que somam uma potência instalada de cerca de 14,6 GW, sendo 76% desses baseados na queima de bagaço de cana proveniente de usinas de açúcar e etanol.

A literatura aponta alguns possíveis impactos socioambientais associados à geração de energia a biomassa. Contudo, a utilização de indicadores socioambientais no setor, novamente, ainda é bem escassa. A EPE (2017a) aponta como principais indicadores socioambientais na expansão prevista no decênio a geração de empregos no pico das obras e a geração de empregos ao longo da operação da planta, como apresentado na Tabela 3.5.

**Tabela 3.5** Indicadores socioambientais da geração termelétrica a biomassa

IMPACTO SOCIOAMBIENTAL	INDICADOR SUGERIDO	VALOR ESTIMADO
Emissão de GEE	Toneladas de CO <sub>2</sub> e emitidas por GWh de energia gerada por fonte	10,995 tCO <sub>2</sub> e/GWh
<sup>(1)</sup> Geração de empregos	Empregos diretos por MW gerados no pico das obras	3,33
	Empregos diretos por MW gerados durante a operação	0,5

**Nota:** O cálculo se baseia no valor estimado de empregos diretos gerados no pico de obras e na operação de uma usina termelétrica de 150 MW, sendo, respectivamente, de 500 e 75 trabalhadores (Ype Renováveis, 2014 *apud* EPE, 2017a).

**Fonte:** Diversa, com base em EPE (2017a) e SEEG (2017).

#### d) Energia eólica

O aproveitamento da energia eólica no país vem crescendo nos últimos anos. De acordo com dados da Associação Brasileira de Energia Eólica e da Agência Nacional de Energia Elétrica, em 2018, foram adicionados à matriz elétrica brasileira 3,2 GW, sendo 1,25 GW no que se refere ao mercado regulado e 2 GW para o mercado livre em 48 novos parques eólicos, fazendo com que o setor chegasse ao final do ano com 14,71 GW de capacidade instalada em 583 parques eólicos, o que representa 9% da matriz energética brasileira (Abeeólica, 2018; ANEEL, 2018). Ainda de acordo com a Associação, foram gerados mais de 30 mil postos de trabalho ao longo de 2018 e o investimento no período foi na ordem de R\$ 11,4 bilhões (Abeeólica, 2018; ANEEL, 2018).

Existe uma tendência global de substituição da geração de energia elétrica a partir de combustíveis fósseis por fontes que não emitem GEE. Dentre essas fontes, a eólica é uma das mais competitivas. Todavia, apesar de trazer benefícios e vantagens por ser uma fonte de energia limpa e renovável, com baixo custo quando comparada a outras fontes geradoras de energia, a eólica traz também impactos negativos relacionados aos aspectos socioambientais, seja na fase de implantação como na de operação, e que devem ser considerados no planejamento de sua expansão.

Entre os principais impactos potenciais de um parque eólico estão os relacionados ao seu efeito na paisagem, na alteração de uso do solo e relevo, seus impactos na avifauna e ruídos. Existe, adicionalmente, uma preocupação a respeito da localização e realização de obras para instala-

ção de parques, principalmente nos estados das regiões Nordeste e Sul, onde esses empreendimentos são, muitas vezes, instalados em áreas com restrições de uso, como dunas e região costeira (MMA, 2009).<sup>17</sup> O Relatório Anual de Rotas e Concentração de Aves Migratórias no Brasil (MMA, 2016) recomenda que a implantação de parques eólicos seja realizada em áreas previamente ocupadas, seja por agricultura e pasto, seja por outras atividades já em desenvolvimento. Dessa forma, evita-se a instalação de empreendimentos em paisagens não antropizadas, ou seja, que não tenham a ação do homem sobre o meio ambiente.

A etapa de construção é a fase crítica em termos de impactos socioambientais produzidos por uma planta de geração eólica. Entretanto, os impactos negativos durante a instalação são relativamente pequenos quando comparados com aqueles produzidos por fontes convencionais de energia, como a usina hidrelétrica, que demandam grandes obras de construção civil (Pinto *et al.*, 2017). Durante a construção de um parque eólico, a fauna e a flora são prejudicadas pela perda e alteração de *habitat*, principalmente com a retirada da cobertura vegetal nativa, caso a construção não seja realizada em uma área antropizada. Dentre os principais impactos socioambientais associados à geração de energia eólica, Reis e Cunha (2006) destacam o nível de ruído, interferência eletromagnética, alteração da paisagem, interferência com a fauna alada, alteração no uso do solo e risco de ruptura dos componentes da estrutura das torres.

A não emissão de GEE é compreendida na literatura como a principal contribuição da energia eólica ao meio ambiente. Referente aos impactos ambientais negativos apontados na literatura, estes têm um caráter bastante específico e fortemente dependente da localização da instalação do parque eólico.

<sup>17</sup> A Resolução CONAMA nº 279, DE 2001, que estabelece os procedimentos para o licenciamento ambiental de empreendimentos eólicos, foi revista em 2014 (Resolução CONAMA nº 462) e passou a não considerar de baixo impacto os parques localizados em: (i) formações dunares, planícies fluviais e de deflação, mangues e demais áreas úmidas; (ii) bioma Mata Atlântica: áreas que implicam corte e supressão de vegetação primária e secundária em estágio avançado de regeneração; (iii) zona costeira: áreas que implicam alterações significativas das suas características naturais; (iv) zonas de amortecimento de unidades de conservação de proteção integral; (v) áreas regulares de rota, pousio, descanso, alimentação e reprodução de aves migratórias constantes do *Relatório Anual de Rotas e Áreas de Concentração de Aves Migratórias*, do Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade (ICMBio); (vi) locais que venham a gerar impactos socioculturais diretos que impliquem a inviabilização de comunidades ou sua completa remoção; (vii) áreas de ocorrência de espécies ameaçadas de extinção e áreas de endemismo restrito, conforme listas oficiais.

Apesar de a literatura apontar tais impactos, no que diz respeito à existência de indicadores socioambientais que avaliem e monitorem o setor, estes ainda são muito escassos. A Abeeólica, em seus boletins periódicos, traz informações quanto à geração, capacidade instalada e fator de capacidade, e situação operacional dos parques (aptos a operar, operando em teste e operando comercialmente). No que toca às questões socioambientais, as informações restringem-se às emissões de CO<sub>2</sub> evitadas, renda total gerada pelo arrendamento da terra, número total de famílias que recebem pelo arrendamento e total de encargos a pagar. A EPE (2017a) aponta como principais indicadores socioambientais da geração eólica os relacionados à área ocupada, à sobreposição com áreas legalmente protegidas e o número de vagas de empregos diretos gerados. A Tabela 3.6 apresenta uma síntese desses indicadores.

**Tabela 3.6** Indicadores socioambientais da geração eólica

IMPACTO SOCIOAMBIENTAL	INDICADOR SUGERIDO	VALOR ESTIMADO
Emissão de GEE	<sup>(1)</sup> Toneladas de CO <sub>2</sub> não emitidas na atmosfera por potência instalada (tCO <sub>2</sub> /GW)	1,68 milhões
Uso e ocupação do solo	<sup>(2)</sup> Área total dos parques eólicos por potência instalada (km <sup>2</sup> /MW)	0,18
Geração de empregos	<sup>(3)</sup> Empregos diretos gerados na implantação por potência instalada (empregos/MW)	7,51

**Notas:** (1) Estimativa calculada com base nos dados apresentados em Abeeólica (2018) para o total de emissões evitadas em 2017 e total da capacidade instalada dos parques em operação no mesmo ano, sendo, respectivamente, de 20,97 milhões de tCO<sub>2</sub> e 12,41 GW; (2) Índice apresentado em Conde (2013 *apud* EPE, 2017a); (3) Índice apresentado em Simas (2012 *apud* EPE, 2017a).

**Fonte:** Diversa, com base em Abeeólica (2018) e EPE (2017a).

### e) Energia solar (fotovoltaica e heliotérmica)

A energia solar é uma fonte de energia renovável que, em suas duas formas de aproveitamento, a fotovoltaica e a heliotérmica, não emite poluentes e GEE, sendo uma fonte limpa e que também contribui, a exemplo da eólica, para a mitigação das causas das mudanças climáticas. Todavia, apesar dos benefícios e vantagens por ser uma fonte de energia limpa e renovável, a geração de energia elétrica por meio do aproveitamento solar traz consigo impactos socioambientais em toda a sua cadeia, ini-

ciando nos processos de extração mineral para a construção dos seus componentes, passando pela fase de implantação e de sua operação.

Como destaca Tolmasquim (2016a), a geração de energia fotovoltaica geralmente apresenta impactos socioambientais de pequena magnitude em relação a outras fontes de energia, mas a cadeia de produção dos seus componentes, específica para esse tipo de tecnologia, assume um papel importante, principalmente no que diz respeito aos processos de beneficiamento do silício. Essa atividade já é realizada no Brasil e gera impactos socioambientais em todas as suas fases, desde a extração da matéria-prima (degradação da paisagem, poluição da água e geração de rejeitos), bem como na fase de transformação, com a emissão de material particulado, gases tóxicos e de efeito estufa, e geração de produtos acidificantes do meio ambiente. Caso haja expansão da demanda pela energia fotovoltaica, os impactos ambientais associados à cadeia de produção de seus componentes tendem a se intensificar, incluindo a emissão de GEE. Por outro lado, ressalta-se que, no caso da geração distribuída, a proximidade da geração dos centros de carga reduz a transmissão de eletricidade por longas distâncias, as perdas elétricas e os impactos socioambientais negativos associados, assim como minimiza custos (EPE, 2017a).

Dessa forma, os impactos socioambientais decorrentes da construção e operação da usina solar fotovoltaica relacionam-se principalmente com: (i) uso e ocupação do solo, incorrendo-se em impactos sobre a área afetada como degradação, processos erosivos e impermeabilização do solo; (ii) fauna e a flora locais, incorrendo-se em impactos relacionados à supressão de vegetação como a perda de *habitat*, alteração em padrões de alimentação e movimentação; (iii) alteração na paisagem; (iv) geração de empregos temporários; (v) geração de empregos permanentes; e (vi) aumento na arrecadação e incremento da economia local (Tolmasquim, 2016b; Couto, 2016; Simas; Pacca, 2013).

Adicionalmente, Inatomi e Udaeta (2005) sugerem a quantificação dos seguintes impactos e benefícios ambientais da geração de energia solar: (i) gases poluentes não emitidos na atmosfera; (ii) área ocupada; (iii) riscos de acidentes em manutenções; (iv) riscos de incêndio; (v) ciclo de vida dos componentes dos sistemas; e (vi) emissão de poluentes no processo de fabricação dos componentes dos sistemas.

De acordo com a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (Absolar), o país atingiu, em 2018, 2 GW em usinas em operação, com

expectativa de ter atingido 3 GW no final de 2019 (dado ainda não disponível no fechamento desse texto para publicação). No campo da geração distribuída, o setor de energia solar fotovoltaica, no Brasil, vem apresentando expressivo crescimento: em 2016, o crescimento foi de 270%; em 2017, foi de 304%. Em 2018, cresceu 569,3%, em relação ao ano anterior, sendo mais de 55 mil unidades consumidoras em operação que, juntas, totalizam 570,3 MW de capacidade (Absolar, 2019). Ainda segundo a Associação, o setor foi responsável pela geração de 25 a 30 postos de trabalho por MW de energia solar fotovoltaica em 2018 (Absolar, 2018). Nesse aspecto, destaca-se que a geração de energia a partir de fontes renováveis pode criar mais empregos do que as não renováveis e, entre as tecnologias utilizadas, a solar fotovoltaica é a que cria mais empregos (WEI, 2010 *apud* EPE, 2017a).

De maneira similar ao setor de energia eólica, apesar de a literatura apontar alguns possíveis impactos socioambientais associados à geração de energia solar, a utilização de indicadores socioambientais no setor é escassa. A EPE (2017a) aponta como principais indicadores socioambientais associados à expansão da energia solar a geração de empregos diretos e a área ocupada pelas plantas fotovoltaicas (Tabela 3.7).

Tabela 3.7 Indicadores socioambientais da geração solar

IMPACTO SOCIOAMBIENTAL	INDICADOR SUGERIDO	VALOR ESTIMADO
Uso e ocupação do solo	Área das plantas fotovoltaicas por potência instalada (km <sup>2</sup> /MW)	0,02
<sup>(1)</sup> Geração de empregos	Empregos diretos gerados no pico das obras por MW de potência instalada	3,55

**Notas:** (1) Estimativa calculada com base nos dados apresentados em EPE (2017a) para o número de empregos gerados no pico das obras e total de potência instalada prevista na expansão decenal, sendo, respectivamente, de 30,7 mil empregos e 8.636 MW.

**Fonte:** Diversa, com base em EPE (2017a).

### 3.3. Indicadores de Sustentabilidade de Fontes de Energia Elétrica: Experiência Internacional

A revisão de literatura internacional sobre o uso de indicadores de sustentabilidade de fontes de geração de energia elétrica mostrou que há

uma preocupação mundial com relação às mudanças climáticas. Nesse sentido, o aumento da utilização de fontes de geração de energia elétrica renováveis, que não emitem gases de efeito estufa, é uma diretriz usada no planejamento da expansão do setor elétrico de praticamente todos os países e considerada nesses indicadores.

O uso de indicadores para avaliar fenômenos complexos, como a sustentabilidade socioambiental de fontes energéticas, está consolidado na literatura técnica internacional, merecendo destaque as experiências de Austrália, México e da AIEA, apresentadas a seguir.

### 3.3.1. Experiência australiana

Na Austrália, um dos trabalhos sobre sustentabilidade de fontes de energia mais destacados foi o desenvolvido por Evans *et al.* (2009), que apresenta uma comparação das fontes de energia renovável com base em indicadores de sustentabilidade obtidos da literatura e abaixo listados:

- custo da energia elétrica gerada;
- emissões de gases de efeito estufa durante o ciclo de vida da tecnologia;
- eficiência energética;
- disponibilidade e limitações tecnológicas;
- requisitos de terra;
- consumo de água;
- impactos sociais.

Para os três primeiros indicadores, foi encontrada uma gama muito ampla de variação para cada tecnologia, principalmente devido a variações nas opções tecnológicas, bem como na dependência das condições geográficas de cada fonte de energia renovável. O estudo compara as seguintes fontes renováveis de geração de energia: fotovoltaica, eólica, hidro e geotérmica, utilizando dados coletados na literatura.

O cálculo dos preços médios de geração de eletricidade para cada tipo de fonte considerou um intervalo de custo médio de produção, com base em uma extensa pesquisa bibliográfica que considerou todo o ciclo

de vida de cada tecnologia de geração, incluindo: construção, instalação / comissionamento, operação, manutenção, descomissionamento, reciclagem e/ou eliminação. Destaca-se que, nesses preços, não está incluído o custo de transmissão da energia.

A emissão de gases de efeito estufa é apresentada em gramas de CO<sub>2</sub> equivalente, sendo estimada considerando-se todo o ciclo de vida do projeto, desde a fabricação dos componentes das usinas até a operação plena. As emissões variaram numa larga escala e os valores médios são apresentados na Tabela 3.8.

Com relação à eficiência, a geração hidrelétrica apresenta o maior nível dentre todas as tecnologias de geração de eletricidade atualmente disponíveis no país. O vento tem a segunda maior eficiência, que geralmente é comparável com a das tecnologias a carvão ou gás. A eficiência fotovoltaica é altamente variável, devido à grande variedade de tipos de células disponíveis.

A energia fotovoltaica é limitada por complicações de armazenamento durante as noites e dias nublados, quando o sol não pode alimentar as células. O vento também sofre de problemas de intermitência, que podem ser minimizados com a distribuição de aerogeradores numa ampla área geográfica, para aliviar flutuações. Outra limitação das eólicas diz respeito à velocidade de ventos, que não pode ser nem muito alta nem muito baixa. A energia geotérmica, apesar de ser atraente por sua capacidade de fornecer potência de carga de base 24 horas por dia, está limitada geograficamente a sítios onde o recurso está presente. Já a energia hidrelétrica tem a maior disponibilidade, confiabilidade e flexibilidade dentre todas as tecnologias.

Quanto ao uso da terra, a energia fotovoltaica e a eólica têm características semelhantes, com impactos de materiais para fabricação de unidades e eliminação/reciclagem. Ambas também são caracterizadas pela oportunidade de sítios de uso duplo.

O indicador de consumo de água considera a água que foi efetivamente perdida no ciclo de vida da fonte de produção. A energia geotérmica consome grandes quantidades de água para refrigeração e, nas fotovoltaicas e eólicas, o maior volume de água é consumido no processo de fabricação de peças e componentes. Nas hidrelétricas, apesar da grande quantidade de água armazenada nos reservatórios, grande parte dela retorna para a natureza.

A Tabela 3.8 apresenta os indicadores considerados quantificáveis e a Tabela 3.9 os impactos sociais qualitativos.

**Tabela 3.8** Indicadores por fonte

TIPO DE FONTE	US\$/kWh	CO <sub>2</sub> e /kWh	EFICIÊNCIA ENERGÉTICA %	CONSUMO DE ÁGUA G/kWh
Fotovoltaica	0,24	90	4-22	10
Eólica	0,07	25	24-54	1
Hidrelétrica	0,05	41	> 90	36
Geotérmica	0,07	170	10-20	12-300
Carvão	0,042	1004	32-45	78
Gás natural	0,048	543	45-53	78

**Fonte:** Evans et al. (2009).

**Tabela 3.9** Impactos sociais por fonte

TIPO DE FONTE	IMPACTOS
Fotovoltaica	Toxinas na fabricação das células; visual; competição com agricultura; erosão e compactação do solo
Eólica	Visual; ruído e risco de acidentes com aves
Hidrelétrica	Realocação de população e animais; perda de áreas agricultáveis e danos aos rios
Geotérmica	Atividade sísmica; odor; ruído e poluição

**Fonte:** Evans et al. (2009).

De acordo com os indicadores apresentados nas tabelas 3.8 e 3.9, cada tecnologia foi pontuada de 1 a 4, conforme apresentado na Tabela 3.10, com 1 representando a melhor tecnologia para o indicador. Para os indicadores quantificáveis, a média e a amplitude dos valores foram consideradas; por sua vez, os indicadores das categorias de impactos não quantificáveis, tais como disponibilidade, limitações e os impactos sociais, foram avaliados qualitativamente.

No caso de limitações, a hidrelétrica foi considerada a melhor fonte, devido à sua capacidade de prover energia de base, flexibilidade de operação e número de locais adequados no mundo. Por razões similares, a eólica foi considerada a segunda melhor. A geotérmica é um pouco mais limitada em todo o mundo, com menos locais adequados. A solar, por sua vez, é considerada a mais limitada, já que ainda não é possível armazenar

de forma competitiva o excesso de energia gerado durante o dia para fornecimento durante as noites e em dias nublados.

Levando-se em conta os impactos sociais, a hidrelétrica é considerada a pior fonte, por ter o maior impacto, tanto nas pessoas como na fauna e flora, devido à inundação provocada pelo reservatório.

As tecnologias de energia renovável foram classificadas em relação a cada indicador, assumindo que os indicadores tinham igual importância para o desenvolvimento sustentável. A Tabela 3.10 apresenta o *ranking* dos indicadores por fonte.

**Tabela 3.10** Ranking de indicadores por fonte

TIPO DE FONTE/ INDICADOR	FOTOVOLTAICA	EÓLICA	HIDRELÉTRICA	GEOTÉRMICA
Custo da energia	4	3	1	2
Emissões de gases de efeito estufa	3	1	2	4
Eficiência energética	4	2	1	3
Disponibilidade e limitações tecnológicas	4	2	1	3
Requisitos de terra	1	3	4	2
Consumo de água	2	1	3	4
Impactos sociais	2	1	4	3
TOTAL	20	13	16	21

Fonte: Evans *et al.* (2009).

Com base nos resultados, o estudo concluiu que a energia eólica é a mais sustentável, seguida da hidrelétrica, fotovoltaica e geotérmica. A energia eólica foi identificada como a de menores emissões relativas de gases de efeito de estufa, de menor consumo de água e a mais favorável em termos de impactos sociais, em comparação com outras tecnologias. Porém, é a que requer mais terras e tem elevados custos relativos de capital. Ressalta-se, ainda, que a fonte hidrelétrica foi considerada a melhor fonte para prover energia de base, devido à sua flexibilidade de operação e número de locais adequados no mundo. Entretanto, ao contrário dos casos em que pesquisas demonstraram benefícios socioeconômicos locais de UHE (Furtado *et al.*, 2011), essa opção foi considerada a pior

em termos de impactos sociais. A solar foi considerada a mais limitada, pela citada dificuldade de armazenamento do excesso de energia gerado durante o dia.

### 3.3.2. Experiência mexicana

O trabalho de Santoyo-Castelazo e Azapagic (2014) apresenta uma nova ferramenta de apoio à decisão para expansão do parque gerador de energia elétrica, utilizando indicadores. A abordagem considera todo o ciclo de vida e integra as três dimensões da sustentabilidade (ambiental, econômica e social). O estudo apresenta uma análise de cenários, avaliação do ciclo de vida, custeio do ciclo de vida, avaliação da sustentabilidade social e análise de decisão multicritério, que são usados para avaliar e identificar as opções de energia mais sustentáveis. A ferramenta proposta é utilizada para definir o fornecimento de eletricidade no México até 2050 e envolve as cinco etapas relacionadas a seguir:

1. seleção de indicadores ambientais, econômicos e sociais a serem usados para medir a sustentabilidade;
2. seleção e especificação de tecnologias energéticas;
3. definição de cenários e horizonte temporal;
4. avaliação ambiental, econômica e social de um ciclo de vida base; e
5. integração de indicadores de sustentabilidade por meio de decisão multicritério e análise para determinar as opções mais sustentáveis para o futuro.

Os indicadores de sustentabilidade ambiental utilizados são os típicos considerados em estudos de avaliação do ciclo de vida: aquecimento global; depleção abiótica; acidificação; eutrofização; ecotoxicidade aquática de água doce; toxicidade; ecotoxicidade aquática marinha; depleção de ozônio; criação fotoquímica de ozônio ou *smog* de verão; e ecotoxicidade terrestre.

Os indicadores econômicos utilizados foram: custos de capital; custos totais anuais; custos durante a vida útil da usina.

Já os indicadores sociais considerados no processo de decisão foram classificados em quatro categorias principais: segurança e diversidade de oferta; aceitabilidade pública; saúde e segurança; e questões intergeracionais.

Cada uma dessas categorias foi representada por um conjunto de indicadores. Para avaliar a segurança e a diversidade de oferta, foram usados os seguintes indicadores: esgotamento das reservas de combustíveis fósseis; dependência de importação; disponibilidade de recursos energéticos renováveis; confiabilidade de fornecimento.

A saúde e a segurança foram mensuradas por dois outros indicadores: impactos na saúde humana (emissões de SO<sub>2</sub>, NOx, material particulado e metais pesados); e riscos de segurança mais relacionados a acidentes e riscos públicos (lesões e mortes que afetam os trabalhadores e o público em geral) e riscos de acidentes ao longo do ciclo de vida.

As questões intergeracionais mais importantes incluem a mitigação das mudanças climáticas e o esgotamento das reservas de combustíveis fósseis.

Os cenários energéticos foram definidos com base nas alternativas tecnológicas disponíveis para produção de energia e consideram as políticas e diretrizes socioeconômicas e tecnológicas, bem como as metas ambientais desejadas. Para cada cenário, foi feita uma avaliação multicritério, considerando os indicadores de sustentabilidade citados anteriormente para se chegar a um único valor ou índice de sustentabilidade para cada cenário.

Os cenários que se mostraram mais sustentáveis são aqueles com maior penetração de energias renováveis (eólica, solar, hídrica, geotérmica e biomassa) e energia nuclear, os quais permitem ao México atingir as metas nacionais de redução de emissão de gases de efeito estufa, quais sejam: (i) reduzir incondicionalmente suas emissões de GEE em 22% até 2030; ou (ii) reduzir suas emissões de GEE em 36% até 2030, dependendo de um acordo global que estabeleça um preço internacional para o carbono, acesso ao financiamento e transferência de tecnologia.

### 3.3.3. Experiência da Agência Internacional de Energia Atômica

Em resposta às decisões tomadas pela Comissão das Nações Unidas para o Desenvolvimento Sustentável (CSD) e ao Capítulo 40 da Agenda 21, o Departamento de Assuntos Econômicos e Sociais das Nações Unidas (UNDESA) começou a trabalhar, em 1995, para produzir um conjunto de Indicadores

para o Desenvolvimento Sustentável (ISD). Esse esforço foi concluído com um pacote de 58 ISDs, dos quais apenas três estavam relacionados com energia, quais sejam: (i) consumo anual de energia *per capita*; (ii) intensidade de uso de energia; e (iii) participação dos recursos energéticos no consumo de energia (ONU, 2001).

A fim de complementar o esforço da Comissão em Desenvolvimento Sustentável e para fornecer uma resolução mais alta sobre energia, a AIEA iniciou, em 1999, um programa de longo prazo abordando indicadores de desenvolvimento sustentável para energia. Isso foi feito em cooperação com vários outros organismos e organizações internacionais, incluindo a Agência Internacional de Energia (AIE), a UNDESA e alguns estados membros da AIEA (AIEA, 2005).

O conjunto original de Indicadores para o Desenvolvimento de Energia Sustentável (ISED) levou em conta as dimensões econômica, social, ambiental e institucional do desenvolvimento sustentável. Na dimensão social, uma grande dificuldade no desenvolvimento do ISED é a falta de dados relevantes ou adequados (especialmente séries temporais) em países em desenvolvimento. Já os indicadores na dimensão institucional são os mais difíceis de definir, não só por abordarem questões que são, por natureza, difíceis de medir em termos quantitativos, mas também porque as variáveis medidas por esse tipo de indicadores tendem a ser respostas estruturais ou políticas para necessidades de desenvolvimento sustentável.

Com base na praticidade, na disponibilidade de dados e resultados do “aprender fazendo”, o conjunto original de 41 indicadores foi reduzido para os 30 que constituem o atual conjunto refinado de indicadores de energia. O nome original “Indicadores para o Desenvolvimento de Energia Sustentável” também foi modificado para “Indicadores Energéticos para o Desenvolvimento Sustentável (EISD)”, de forma a refletir o espectro mais amplo de escolhas energéticas sustentáveis. A dimensão institucional também foi eliminada do conjunto de indicadores pela dificuldade de mensuração.

# 4

## Licenciamento Ambiental de Projetos do Setor Elétrico

**A**s questões socioambientais do setor elétrico dizem respeito a todas as variáveis relacionadas aos aspectos físicos (clima, relevo e solo), bióticos (fauna e flora) e socioeconômicos (povos e comunidades atingidos), e devem ser consideradas no planejamento, na implantação e na operação dos empreendimentos de infraestrutura energética. Tais questões permeiam a concepção dos empreendimentos no âmbito da elaboração da política energética nacional, mas são obrigatoriamente observadas apenas nos estudos ambientais vinculados aos processos de licenciamento.

Na prática, por vezes, os empreendimentos indicados no âmbito do planejamento setorial acabam não sendo implantados no tempo e na forma originalmente concebidos, pois o grau de refinamento e a preocupação com as questões socioambientais somente passam a ser considerados no âmbito do processo de licenciamento ambiental. Assim, o planejamento se descola do previsto, cronogramas de implantação não são cumpridos, custos socioambientais são elevados, riscos regulatórios e comerciais são atrelados aos projetos.

Este capítulo contempla uma revisão da literatura sobre o licenciamento ambiental no Brasil, com foco no licenciamento de projetos do setor elétrico, suas principais restrições e perspectivas legislativas. O principal objetivo é discutir como a variável socioambiental é incorporada nas eta-

pas preliminares de concepção dos projetos de geração de energia e analisar a legislação ambiental e a prática dos processos de licenciamentos.

Na primeira parte, é abordado o conceito de licenciamento ambiental, sua natureza jurídica, evolução normativa, competência administrativa dos entes da federação, procedimentos, etapas e breves comentários quanto à anuência dos órgãos envolvidos no processo de licenciamento. Em seguida, são tratadas as normativas gerais e específicas para as diferentes fontes de geração e linhas de transmissão, apresentando uma análise das diferenças entre elas. Além disso, são analisados os principais problemas e restrições existentes no processo de licenciamento do setor elétrico no Brasil, entre outros aspectos.

#### 4.1. A Licença Ambiental e a Discricionariedade Técnica

No Direito Administrativo, a licença é um instrumento de controle prévio, por meio do qual a Administração Pública faculta ao particular o exercício de alguma atividade, desde que sejam atendidos requisitos legais exigíveis. A licença, portanto, consiste em um ato administrativo vinculado e unilateral, entendendo-se como ato vinculado aquele em que os requisitos e as condições de sua realização são estabelecidos em lei.

Diferentemente da licença, existe a autorização, que é um ato administrativo discricionário e precário pelo qual a Administração Pública faculta ao particular o uso de bem público, ou a prestação de serviço público, ou o desempenho de atividade material ou a prática de ato, em que existe uma proibição legal e que, sem a autorização do Poder Público, tal atividade não poderia ser exercida.

A licença ambiental, por sua vez, é um ato administrativo pelo qual o órgão ambiental competente estabelece as condições, restrições e medidas de controle ambiental que deverão ser obedecidas pelo empreendedor para instalar, ampliar e operar empreendimentos ou atividades utilizadoras dos recursos ambientais consideradas efetiva ou potencialmente poluidoras ou aquelas que, sob qualquer forma, possam causar degradação ambiental (art. 1º, Res. CONAMA nº 237/1997). A licença ambiental diferencia-se da licença administrativa e da autorização, mencionadas anteriormente, porque não é ato puramente vinculado, tampouco disci-

cionário, mas apresenta uma discricionariedade *sui generis*, conhecida como discricionariedade técnica.

Essa característica pode ser definida como o dever da Administração, ou daquele que exerce a função administrativa, de ponderar, segundo critérios técnicos e científicos pertinentes, mediante determinado procedimento e em determinado prazo, para em seguida indicar qual é o comportamento de pelo menos dois admitidos pelas normas incidentes no caso concreto, que melhor atende à finalidade da lei, que lhe atribuiu dita competência, submetido a controle judicial e extrajudicial, conforme Roman (2017).

**Tabela 4.1** Características de atos administrativos

<b>LICENÇA</b>	Existência de direito subjetivo.	Ato administrativo vinculado à lei (não pode ser negada, se os requisitos legais forem atendidos).
<b>AUTORIZAÇÃO</b>	Existência de proibição geral.	Ato administrativo discricionário. Há relativa liberdade de avaliação da decisão, segundo critérios de conveniência e oportunidade. Pode ser negada ou cassada.
<b>LICENÇA AMBIENTAL</b>	Não é ato puramente vinculado, nem discricionário, apresentando uma discricionariedade <i>sui generis</i> .	Discricionariedade técnica: a decisão de conceder a licença ou não deve estar fundamentada em critérios científicos e na experiência do órgão licenciador em casos análogos.

**Fonte:** Diversa Consultoria et al. (2019d).

Entre os empreendedores existe o entendimento de que a discricionariedade técnica introduz entraves burocráticos desnecessários e análises técnicas questionáveis, havendo consenso de que é necessário introduzir mais segurança ao processo de análise de licenciamento.

#### 4.1.1. Linha do tempo dos principais instrumentos legais do licenciamento ambiental

As atividades econômicas das quais possam resultar intervenções ao meio ambiente estão submetidas ao controle dos poderes públicos, sendo o licenciamento ambiental um dos mais importantes dentre todos os mecanismos de controle, por meio do qual a Administração Pública estabelece

condições e limites para o exercício de determinadas atividades. A fundamentação legal do licenciamento ambiental está no art. 10, da Lei Federal nº 6.938/1981. A Tabela 4.2 apresenta a evolução cronológica dos instrumentos de licenciamento ambiental federal que, apesar de terem sido definidos na década de 1980, foram regulamentados apenas muitos anos depois. Ressalta-se que os documentos citados na Tabela 4.2 visam facilitar o entendimento do processo de licenciamento ambiental, mas não fazem parte das referências bibliográficas deste livro.

**Tabela 4.2** Evolução cronológica dos instrumentos do licenciamento ambiental federal

1981	Lei Federal nº 6.938, de 31 de agosto de 1981.	Dispõe sobre a Política Nacional do Meio Ambiente (PNMA) e elenca o licenciamento como um de seus instrumentos.
1986	Resolução CONAMA nº 001, de 23 de janeiro de 1986.	Estabelece critérios básicos e diretrizes gerais para a elaboração da Avaliação de Impacto Ambiental.
1986	Resolução CONAMA nº 006, de 24 de janeiro de 1986.	Institui e aprova os modelos de publicação de pedidos de licenciamento em quaisquer modalidades, sua renovação e/ou respectiva concessão.
1987	Resolução CONAMA nº 009, de 03 de dezembro de 1987.	Regulamenta a questão das Audiências Públicas.
1988	Constituição Federal, de 5 de outubro de 1988 – art. 225, § 1º, VI.	Determina o Estudo Prévio de Impacto Ambiental, a que se dará publicidade, para a instalação de obras ou atividades potencialmente causadoras de significativa degradação do meio ambiente.
1988	Constituição Federal, de 5 de outubro de 1988 – art. 23, III, VI e VII.	Atribui à União, ao Distrito Federal, aos Estados e aos Municípios a competência administrativa.
1990	Decreto Federal nº 99.274, de 06 de junho de 1990.	Regulamenta a Lei Federal nº 6.938, de 31 de agosto de 1981 – PNMA.
1997	Resolução CONAMA nº 237, de 19 de dezembro de 1997.	Revisa os procedimentos e os critérios utilizados no licenciamento, lista os empreendimentos passíveis de licenciamento, define os níveis de competência e os procedimentos a serem adotados, estabelecendo prazos para análise de estudos ambientais, bem como para as licenças ambientais.
1998	Lei Federal nº 9.605, de 12 de fevereiro de 1998.	Dispõe sobre as sanções penais e administrativas derivadas de condutas e atividades lesivas ao meio ambiente, reforçando a necessidade do licenciamento ambiental.
2001	Resolução nº 279, de 27 de junho de 2001.	Dispõe sobre Licenciamento Ambiental Simplificado.
2001	Resolução CONAMA nº 281, de 12 de julho de 2001.	Dispõe sobre modelos de publicações de pedidos de licenciamento ambiental.
2010	Resolução CONAMA nº 428, de 17 de dezembro de 2010.	Dispõe, no âmbito do licenciamento ambiental, sobre a autorização do órgão responsável pela administração da Unidade de Conservação (UC).
2011	Portaria MMA nº 421, de 26 de outubro de 2011.	Trata do licenciamento ambiental e regularização no âmbito federal de sistemas de transmissão.
2011	Lei Complementar nº 140, de 8 de dezembro de 2011.	Fixa normas, nos termos dos incisos III, VI e VII do <i>caput</i> e do parágrafo único do art. 23 da Constituição Federal, para a cooperação entre a União, os Estados, o Distrito Federal e os Municípios nas ações administrativas decorrentes do exercício da competência comum.

**Tabela 4.2** Evolução cronológica dos instrumentos do licenciamento ambiental federal

2014	Resolução CONAMA nº 462, de 24 de julho de 2014.	Altera o inciso IV e acrescenta § 2º ao art. 1º da Resolução CONAMA nº 279/01 e estabelece procedimentos para o licenciamento ambiental de empreendimentos de geração de energia elétrica a partir de fonte eólica em superfície terrestre, altera o art. 1º da Resolução CONAMA nº 279, de 27 de julho de 2001, e dá outras providências.
2015	Portaria Interministerial MMA/MJ/MC/MS nº 60, de 24 de março de 2015.	Regulamenta a atuação dos órgãos envolvidos no licenciamento Funai/FCP/lphan/MS.
2015	Instrução Normativa lphan nº 01, de 25 de março de 2015.	Estabelece os procedimentos administrativos a serem observados pelo órgão nos processos de licenciamento ambiental dos quais participe.
2015	IN Funai nº 02, de 27 de março de 2015.	Estabelece procedimentos administrativos a serem observados pela Funai nos processos de licenciamento ambiental.
2015	Decreto nº 8.437, de 22 de abril de 2015.	Regulamenta o disposto no art. 7º, <i>caput</i> , inciso XIV, alínea “h”, e parágrafo único, da Lei Complementar nº 140, de 8 de dezembro de 2011, para estabelecer as tipologias de empreendimentos e atividades cujo licenciamento ambiental será de competência da União.
2015	IN Fundação Cultural Palmares nº 01, de 31 de outubro de 2015.	Estabelece procedimentos administrativos a serem observados pela FCP nos processos de licenciamento ambiental de obras, atividades ou empreendimentos que impactem comunidades quilombolas.
2019	IN nº 08, de 20 de fevereiro de 2019.	Estabelece os procedimentos administrativos no âmbito do Ibama para a delegação de licenciamento ambiental de competência federal para Órgão Estadual de Meio Ambiente (OEMA) ou Órgão Municipal de Meio Ambiente (OMMA).
2019	IN-CONJ-ICMBio-Ibama nº 08, de 27 de setembro de 2019.	Procedimentos sujeitos à autorização ou ciência do órgão responsável pela administração de unidades de conservação federais, no âmbito do licenciamento ambiental federal.

**Fonte:** Diversa Consultoria *et al.* (2018) e Coli Advocacia (2019).

#### 4.1.2. Competência para o licenciamento ambiental

A Constituição Federal de 1988 atribuiu aos três níveis de governo – União, Estados e Municípios –, em matéria relativa à proteção ambiental, competência administrativa comum. Isso significa que todos estão habilitados a licenciar empreendimentos com impactos ambientais. O art. 23 da Constituição Federal determina a competência comum da União, dos Estados, do Distrito Federal e dos Municípios para proteger os documentos, as obras e outros bens de valor histórico, artístico e cultural, os monumentos, as paisagens naturais notáveis e os sítios arqueológicos; proteger o meio ambiente e combater a poluição em qualquer de suas formas; preservar as florestas, a fauna e a flora (art. 23, III, VI, VII da CF).

Para os Municípios, a Lei Complementar (LC) nº 140/2011 estabeleceu, no art. 9º, a competência para licenciar as atividades e empreendimentos que causem ou possam causar impacto ambiental de âmbito local, conforme tipologia definida pelos respectivos conselhos de meio ambiente, considerados critérios de porte, potencial poluidor, natureza da atividade; ou localizados em unidades de conservação instituídas pelo município, exceto em Áreas de Proteção Ambiental (APAs). Para os Estados, a norma delegou competência residual, isto é, o licenciamento de todas as atividades não previstas nos art. 7º e 9º, bem como das atividades ou empreendimentos localizados em unidades instituídas pelo Estado.

Além disso, a LC nº 140/2011 recepcionou o espírito normativo já constante da Resolução CONAMA nº 237/1997, estabelecendo que os empreendimentos e atividades sejam licenciados ou autorizados, ambientalmente, por um único ente federativo (art. 13), e que os demais entes federativos interessados poderiam se manifestar ao órgão responsável pela licença ou autorização, de maneira não vinculante, respeitados os prazos e procedimentos do licenciamento ambiental (§ 1º do art. 13).

### 4.1.3. Procedimentos de licenciamento ambiental

O rito procedimental do licenciamento ambiental está previsto no art. 10 da Resolução CONAMA nº 237/1997, com pelo menos oito fases, apresentadas na Tabela 4.3.

De posse da documentação necessária, o empreendedor faz o requerimento da licença prévia ao órgão competente. O art. 10, § 1º da Lei Federal nº 6.938/1981 preceitua que os pedidos de licenciamento, sua renovação e a respectiva concessão deverão ser publicados no Diário Oficial, bem como em periódico regional ou local de grande circulação, ou em meio eletrônico de comunicação mantido pelo Órgão Ambiental competente.

Dentro de um período de, no mínimo, 45 (quarenta e cinco) dias, contados a partir da data de publicação do edital de recebimento do estudo ambiental, poderá ser formulado o pedido de audiência pública. O objetivo é expor as características e os prováveis impactos ambientais do empreendimento e discuti-los com os interessados e a população envolvida. No caso de indeferimento da solicitação, este deve ser fundamentado e publicado. Dessa decisão, cabe recurso administrativo (art. 20, Decreto Federal nº 99.274/1990).

**Tabela 4.3** Fases do procedimento do licenciamento ambiental federal

I	Definição pelo órgão ambiental competente, com a participação do empreendedor, dos documentos, projetos e estudos ambientais, necessários ao início do processo de licenciamento correspondente à licença a ser requerida.
II	Requerimento da licença ambiental pelo empreendedor, acompanhado dos documentos, projetos e estudos ambientais pertinentes, dando-se a devida publicidade.
III	Análise pelo órgão ambiental competente, integrante do Sistema Nacional do Meio Ambiente (Sisnama), dos documentos, projetos e estudos ambientais apresentados e a realização de vistorias técnicas, quando necessárias.
IV	Solicitação de esclarecimento e complementações pelo órgão ambiental competente, integrante do Sisnama, uma única vez, em decorrência da análise dos documentos, projetos e estudos ambientais apresentados, quando couber, podendo haver a reiteração da mesma solicitação caso os esclarecimentos e complementações não tenham sido satisfatórios.
V	Audiência pública, quando couber, de acordo com a regulamentação pertinente. A audiência pública tem como objetivo expor e discutir, com os interessados e a população envolvida, as características e os prováveis impactos ambientais do empreendimento.
VI	Solicitação de esclarecimentos e complementações pelo órgão ambiental competente, decorrentes de audiências públicas, quando couber, podendo haver reiteração da solicitação quando os esclarecimentos e as complementações não tenham sido satisfatórios.
VII	Emissão de parecer técnico conclusivo e, quando couber, parecer jurídico.
VIII	Deferimento ou indeferimento do pedido de licença, dando-se a devida publicidade.

**Fonte:** Diversa Consultoria *et al.* (2018).

Convém ressaltar que, no procedimento de licenciamento ambiental, é necessário que haja certidão da prefeitura do município declarando que o tipo de empreendimento a ser instalado está em conformidade com a legislação de uso e ocupação do solo e que, caso haja supressão de vegetação ou uso de água, a autorização do órgão competente e a outorga de uso da água estejam presentes na documentação para o licenciamento (§ 1, art. 10 da Resolução CONAMA nº 237/1997).

#### 4.1.4. Tipos de licença

O processo de licenciamento ambiental, instituído pela Política Nacional de Meio Ambiente (PNMA), foi regulamentado por meio das Resoluções do Conselho Nacional de Meio Ambiente (CONAMA). O art. 19, do Decreto Federal nº 99.274, de 6 de junho de 1990, que regulamenta a Lei Federal nº 6.938/1981, instituiu o sistema tríplice de licenciamento. Da mesma forma, o art. 8º da Resolução CONAMA nº 237/1997 estabeleceu os tipos de licenças instituídas pelo Poder Público.

1. Licença Prévia (LP) – Concedida na fase preliminar do planejamento do empreendimento ou atividade aprovando sua localização e concepção, atestando a viabilidade ambiental e estabelecendo os requisitos básicos e condicionantes a serem atendidos nas próximas fases de sua implementação.
2. Licença de Instalação (LI) – Autoriza a instalação do empreendimento ou atividade de acordo com as especificações constantes dos planos, programas e projetos aprovados, incluindo as medidas de controle ambiental e demais condicionantes, da qual constituem motivo determinante.
3. Licença de Operação (LO) – Autoriza a operação da atividade ou empreendimento, após a verificação do efetivo cumprimento do que consta das licenças anteriores, com as medidas de controle ambiental e condicionantes determinados para a operação.

Cada órgão ambiental estabelecerá os prazos de validade de cada tipo de licença e os fará constar no respectivo documento, considerando que a LP será concedida por prazo máximo de 5 (cinco) anos; a LI, por prazo máximo de 6 (seis) anos; e a LO, por prazo mínimo de 4 (quatro) anos e máximo de 10 (dez) anos. Essas licenças podem ser renovadas, observando-se os prazos máximos de validade de cada uma delas. A Tabela 4.4 apresenta informações complementares quanto ao processo de licenciamento.

**Tabela 4.4** Informações complementares sobre o processo de licenciamento

PRAZOS NO LICENCIAMENTO AMBIENTAL		
Prazo para concessão	ORDINÁRIO Máximo de 6 meses.	ESPECIAL C/EIA: máximo de 12 meses.
Prazo para atendimento de exigências pelo empreendedor	Máximo de 4 meses (pode ser prorrogado).	
Prazo de validade das licenças	Licença prévia (LP): máximo de 5 anos. Licença de instalação (LI): máximo de 6 anos. Licença de operação (LO): mínimo de 4 anos e máximo de 10 anos.	
Renovação das licenças	Antecedência para LO: 120 dias.	
Suspensão, cancelamento e modificações das condicionantes	Violação ou inadequação de quaisquer exigências de licenças e das normas legais. Omissão ou falsa descrição de informação, relevantes que subsidiaram a expedição da licença. Superveniência de graves riscos ambientais e de saúde.	

**Fonte:** Diversa Consultoria *et al.* (2018).

O órgão ambiental poderá modificar as condicionantes e as medidas de controle e adequação, suspender ou cancelar a licença, quando ocorrer: violação ou inadequação de quaisquer exigências das licenças e das normas legais; omissão ou falsa descrição de informações relevantes que subsidiaram a expedição da licença; e superveniência de grandes riscos ambientais e de saúde.

## 4.2. O licenciamento Ambiental no Setor Elétrico

O licenciamento ambiental é considerado o principal instrumento da lei da PNMA (Lei n.º 6.938/1981). Além desta, existem várias outras normas de natureza infraconstitucional que regulamentam a matéria, especificamente considerando o setor elétrico. Cada tipo de empreendimento tem seu procedimento de licenciamento ambiental, seguindo determinadas normativas federais e estaduais conforme a competência.

### 4.2.1. Procedimentos de licenciamento de diferentes tipologias de projetos no âmbito federal

A seguir, são apresentados os procedimentos associados às usinas hidrelétricas, pequenas centrais hidrelétricas, centrais geradoras hidrelétricas, usinas termelétricas, centrais geradoras solares fotovoltaicas e eólicas, além das linhas de transmissão.

#### **a) Usinas hidrelétricas (UHEs)**

O procedimento de licenciamento ambiental das hidrelétricas está regulado pelo Decreto nº 99.274/1990, art. 19 c/c a Resolução CONAMA nº 237/1997, art. 8º, em que se estabelecem as licenças necessárias para a implementação de um empreendimento, e pela Resolução CONAMA nº 06/1987, que é específica para os empreendimentos de exploração, geração e distribuição de energia elétrica. A competência para o licenciamento desses empreendimentos encontra-se na Lei Complementar nº 140/2011, em art. 7º, inciso XIV. Ademais, o Decreto nº 8.437/2015, art. 3º, inciso VII, alínea “a” trata especificamente de empreendimentos hidrelétricos.

A instalação de empreendimentos hidrelétricos no Brasil gerou intensa mobilização social por parte dos atingidos pelas barragens a partir de 1970. Diante da necessidade de equacionar os conflitos socioambientais advindos da implantação de reservatórios, o Decreto nº 7.342, de 26 de outubro de 2010, instituiu o cadastro socioeconômico para identificação, qualificação e registro público da população atingida por empreendimentos de geração de energia hidrelétrica. Também criou o Comitê Interministerial de Cadastramento Socioeconômico, no âmbito do MME, consolidou a formalização da ampliação do conceito de atingido e afirmou o caráter público do cadastro, que tem validade por apenas dois anos.

As competências e os procedimentos para a execução do cadastro socioeconômico estão descritos na Portaria Interministerial MME/MAPA/MMA/MPA nº 340/2012. Por ser mais detalhada que o Decreto nº 7.342/2010, tal Portaria traz definições importantes como o objetivo do cadastro socioeconômico.

Para a elaboração do Cadastro, o responsável pelo empreendimento deverá submeter ao Comitê Interministerial um Plano Cadastral conforme consta nos arts. 8º e 9º da Portaria Interministerial MME/MAPA/MMA/MPA nº 340/2012.

### **b) Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs)**

Com a competência do licenciamento estabelecida pela Lei Complementar nº 140/2011, as PCHs têm seus procedimentos de licenciamento ambiental bastante similares aos procedimentos das usinas hidrelétricas, sendo os mesmos documentos exigidos para as três fases do licenciamento (LI, LP e LO). As principais diferenças dizem respeito ao potencial de impacto gerado ao meio ambiente, à possibilidade de realização da Reunião Técnica Informativa (RIT) e à redução dos prazos de análise das etapas do licenciamento. Tais procedimentos encontram-se dispostos na Resolução CONAMA nº 279/2001, art. 1º, estabelecendo os procedimentos e prazos para o licenciamento ambiental simplificado, nos casos dos empreendimentos hidrelétricos com pequeno potencial de impacto ambiental.

No caso das PCH, em vez do EIA/RIMA, o estudo ambiental pode ser o Relatório Ambiental Simplificado (RAS), e a participação popular ocorre por intermédio de RTI. Consequentemente, os prazos de análise das etapas são reduzidos, podendo ser de 6 (seis) meses a 1 (um) ano nos termos

da Resolução CONAMA nº 237/1997, e de 60 (sessenta) dias nos termos da Resolução CONAMA nº 279/2001.

Destaca-se que será o órgão licenciador, com base nas características do empreendimento, que definirá qual Avaliação de Impacto Ambiental (AIA) de projeto deverá ser realizada no caso concreto e definirá o rito. Outro fator a ser considerado diz respeito ao recorrente pleito de órgãos ambientais estaduais e Ministério Público quanto à necessidade de elaboração de estudo que analise os efeitos sinérgicos e cumulativos dos impactos do empreendimento, especialmente em alguns casos em que vários empreendimentos estão localizados na mesma bacia ou sub-bacia hidrográfica.

### **c) Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGHs)**

A competência para o licenciamento ambiental das CGH é regida pela Lei Complementar nº 140/2011 e os procedimentos de licenciamento ambiental dessas usinas, por analogia, devem seguir o rito simplificado, com a incidência da Resolução CONAMA nº 279/2001, art. 1º. A AIA de projeto provavelmente será o RAS, a participação popular dar-se-á por intermédio da RTI e os prazos de análise das etapas serão reduzidos.

### **d) Usinas Termelétricas (UTES)**

A competência para o licenciamento ambiental das usinas termelétricas segue a regra constante na Lei Complementar nº 140/2011. Destaca-se, entretanto, o disposto no Decreto nº 8.437/2015, art. 3º, inciso VII, alínea “b”, que trata especificamente de empreendimentos termelétricos com capacidade instalada igual ou superior a 300 MW, cuja competência do licenciamento será federal.

No que se refere aos procedimentos de licenciamento ambiental de usinas termelétricas, aplicam-se o Decreto nº 99.274/1990, a Resolução CONAMA nº 237/1997 e a Resolução CONAMA nº 06/1987. Essas usinas também constam como passíveis de se submeterem ao licenciamento ambiental simplificado, nos casos de pequeno impacto ambiental, com a elaboração do RAS em vez do EIA/RIMA.

Ainda, ressalta-se a necessidade de observância ao disposto na Resolução CONAMA nº 05/1989 e na Resolução CONAMA nº 382/2006, que estabelecem os limites máximos de emissão de poluentes atmosféricos de fontes fixas; bem como na Resolução CONAMA nº 436/2011, que estabelece os limites máximos de emissão de poluentes atmosféricos para

fontes fixas instaladas ou com pedido de licença de instalação anteriores a 2 de janeiro de 2007. Ademais, no que tange às emissões de gases de efeito estufa (GEE), consta em âmbito federal a Instrução Normativa IBAMA nº 12/2011, que dispõe sobre a avaliação, por parte da Diretoria de Licenciamento do IBAMA, de medidas mitigadoras ou compensatórias dessas emissões, propostas pelos empreendedores no processo de licenciamento ambiental federal.

Observa-se que, no âmbito do licenciamento ambiental federal, não há distinção entre as UTEs a combustível fóssil, incluindo aqui aquelas que utilizam gás natural, carvão mineral e óleo (diesel e combustível). Particularidades de cada fonte devem ser observadas na aplicação das exigências do órgão licenciador, especialmente no que tange aos critérios de porte e potencial poluidor, observados especialmente considerando a localização onde serão implantadas. O mesmo ocorre com as UTEs de combustível renovável que utilizam biomassa (abrange várias matérias-primas, a saber: bagaço, palha e ponta da cana-de-açúcar, lenha, carvão vegetal, resíduos urbanos, biogás, lixívia, óleos vegetais, resíduos vegetais – casca de arroz – e outras culturas plantadas, como capim-elefante).

Quanto às Usinas Termelétricas Nucleares (UTNs), no Brasil, são submetidas a dois tipos de licenciamento: o nuclear e o ambiental. O licenciamento nuclear é regulamentado pela Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN), responsável pela emissão das licenças e autorizações e por fiscalizar os aspectos radiológicos das instalações nucleares. Esse processo envolve diversas etapas: licenciamento de instalações radioativas (Resolução CNEN nº 166/2014 – Norma CNEN 6.02), licenciamento de operadores de reatores nucleares (Resolução CNEN nº 170/2014 – Norma CNEN NN 1.01) e licenciamento de instalações nucleares (Resolução CNEN nº 11/1984, atualizada pela Resolução CNEN nº 15/2002 – Norma CNEN NE 1.04). O licenciamento ambiental é de competência da União, por força da LC nº 140/2011, art. 7º, inciso XIV, alínea “g”. Ademais, é necessário que a CNEN acompanhe e se manifeste devidamente dentro dos procedimentos de licenciamento, conforme estabelece o Decreto nº 99.274/1990, art. 19, § 4º.

### **e) Centrais Geradoras Solares Fotovoltaicas (UFVs)**

Especificamente sobre os procedimentos de licenciamento ambiental, em que pese a ausência de normativa específica, os empreendimentos fotovoltaicos podem seguir a normativa geral prevista no Decreto

nº 99.274/1990 (arts. 17 a 22), bem como nas resoluções CONAMA nº 279/2001, nº 237/1997 e nº 006/1987.

Para os casos dos empreendimentos de baixo impacto ambiental, destaca-se a possibilidade de incidência da Resolução CONAMA nº 279/2001, dispondo em seu Anexo sobre o conteúdo mínimo do RAS. Relembra-se ainda que há necessidade de elaboração de EIA/RIMA para os empreendimentos acima de 10 MW.

### **f) Eólicas**

A Resolução CONAMA nº 462/2014 estabelece os procedimentos para o licenciamento ambiental de empreendimentos de geração de energia elétrica a partir de fonte eólica em superfície terrestre.

A competência para o licenciamento ambiental dos empreendimentos eólicos segue a regra constante na Lei Complementar nº 140/2011. Os procedimentos de licenciamento ambiental devem seguir a normativa prevista no Decreto nº 99.274/1990, bem como na Resolução CONAMA nº 462/2014 (específica para o segmento) e, subsidiariamente, nas resoluções CONAMA nº 237/1997 (licenciamento ambiental) e nº 279/2001 (licenciamento simplificado).

### **g) Linhas de transmissão**

Os procedimentos de licenciamento ambiental das linhas de transmissão devem seguir normativa prevista no Decreto nº 99.274/1990 (art. 19) e na Portaria MMA nº 421/2011 (licenciamento e regularização ambiental federal de sistemas de transmissão de energia elétrica). Podem ser regidos tanto pelo procedimento simplificado como pelo ordinário, dependendo do grau de impacto ambiental, sendo enquadrados no procedimento simplificado os sistemas de transmissão cuja área da subestação (que engloba o corredor) ou a faixa de servidão administrativa da linha de transmissão não implicar simultaneamente nenhuma das oito condições dispostas nos incisos do art. 5º da Portaria MMA nº 421/2011, fato que caracteriza o empreendimento como de pequeno potencial de impacto ambiental, sujeito ao RAS. Essa condição independente da tensão das linhas.

As linhas de transmissão implantadas ao longo da faixa de domínio de rodovias, ferrovias, linha de transmissão e outros empreendimentos lineares existentes também poderão ser enquadradas como de pequeno

potencial de impacto ambiental, mesmo que situadas em terras indígenas, quilombolas ou unidades de conservação de uso sustentável.

Sublinha-se a obrigatoriedade do licenciamento ordinário, com elaboração de EIA/RIMA, para os casos de empreendimentos com significativo impacto ambiental. Nesses casos, os procedimentos estão descritos na Portaria MMA nº 421/2011 (arts. 19 a 32).

### 4.3. Órgãos Envolvidos no Licenciamento Ambiental

Toda vez que um empreendimento ou atividade intervir em terras indígenas, quilombolas, bens culturais acautelados e áreas ou regiões de risco ou endêmicas para malária, deverá ser consultado o órgão ou a entidade específico durante o processo de licenciamento ambiental. O Ministério Público também pode atuar nesses processos. Na sequência, são apresentados os principais órgãos ou entidades específicas envolvidos no processo de licenciamento ambiental.

#### 4.3.1. Fundação Nacional do Índio (FUNAI)

Quando o empreendimento estiver localizado em terras indígenas, o processo de licenciamento ambiental deve obrigatoriamente ser realizado pelo órgão ambiental federal, seguindo Lei Complementar nº 140/2011, art. 7º, XIV, “c”.

Assim, por ser o órgão indigenista oficial do Estado brasileiro, responsável por salvaguardar os direitos dos povos indígenas, deve a Funai, nos casos em que couber, se manifestar no processo de licenciamento já quando do requerimento pelo empreendedor para emissão da LP, conforme Resolução CONAMA nº 237/1997, art. 4, § 1º.

A Instrução Normativa Funai nº 02/2015 estabelece os procedimentos administrativos a serem observados pela Fundação, quando instada a se manifestar nos processos de licenciamento ambiental federal, estadual e municipal, em razão da existência de impactos socioambientais e culturais aos povos e terras indígenas decorrentes da atividade ou empreendimento objeto do licenciamento.

Ainda, é importante ressaltar que tanto a Funai como o órgão ambiental licenciador devem observar o disposto na Convenção nº 169 da Organização Internacional do Trabalho (OIT) sobre os povos indígenas e tribais (internalizada no ordenamento jurídico brasileiro por intermédio do Decreto nº 5.051/2004) (OIT, 2011). Nos casos em que haja intervenção no território indígena, existe a necessidade de que tais povos sejam adequadamente consultados, de modo prévio, livre e informado, respeitando os tempos e costumes desses grupos étnicos.

### 4.3.2. Fundação Cultural Palmares (FCP)

A Fundação Cultural Palmares (FCP) é uma instituição pública voltada para a promoção e a preservação da arte e da cultura afro-brasileira, vinculada ao Ministério da Cultura. Por força do Decreto nº 4.887/2003, a FCP deverá se manifestar nos processos de licenciamento ambiental quando houver impactos socioambientais e culturais aos povos e terras quilombolas decorrentes da atividade ou empreendimento objeto do licenciamento.

Sua manifestação ao órgão ambiental licenciador poderá recomendar o prosseguimento do processo de licenciamento ou apontar a existência de eventuais óbices ao prosseguimento de tal processo, sob a ótica do componente quilombola, indicando, sempre que possível, as medidas ou condicionantes consideradas necessárias para superá-los. A Instrução Normativa FCP nº 01/2015 estabelece os procedimentos administrativos a serem observados pela Fundação, quando instada a se manifestar nos processos de licenciamento ambiental federal, estadual e municipal.

### 4.3.3. Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional (IPHAN)

O Instituto de Patrimônio Histórico e Artístico Nacional (IPHAN) é uma autarquia federal vinculada ao Ministério da Cultura que responde pela preservação do patrimônio cultural brasileiro, cabendo a ele proteger e promover os bens culturais do país, assegurando sua permanência e usufruto para as gerações presentes e futuras, reconhecido nos arts. 215 e 216 da Constituição Federal.

Portanto, nos processos de licenciamento ambiental conduzidos por órgão ambiental federal, estadual ou municipal, o IPHAN deverá ser consultado preventivamente. A manifestação do Instituto é imprescindível para que um empreendimento ou atividade em processo de licenciamento não venha a impactar ou destruir bens culturais considerados patrimônios dos brasileiros.

A intervenção do IPHAN segue os procedimentos constantes na Portaria Interministerial MMA/MJ/MC/MS nº 60/2015, em processos de licenciamento ambiental de competência do órgão licenciador federal, o IBAMA. No entanto, é a Instrução Normativa IPHAN nº 01/15 que estabelece os procedimentos administrativos a serem observados pelo órgão nos processos de licenciamento ambiental dos quais participe.

#### 4.3.4. Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade (ICMBio)

Sempre que o empreendimento interferir em unidade de conservação e/ou sua zona de amortecimento, é imputada pelo § 3º do art. 36 da Lei nº 9.985/2000, que instituiu o Sistema Nacional de Unidades de Conservação da Natureza (SNUC), a necessidade de autorização do órgão responsável pela Unidade de Conservação (UC) ou sua Zona de Amortecimento (ZA) a ser afetada pelo empreendimento.

A Resolução CONAMA nº 428/2010 dispõe, no âmbito do licenciamento ambiental, sobre a necessidade de autorização do órgão responsável pela administração da UC nos casos de empreendimentos de significativo impacto; bem como sobre a necessidade de ciência, desse mesmo órgão, nos casos de empreendimentos não sujeitos ao EIA/RIMA. Ainda, caso o empreendimento impacte duas UCs, caberá ao órgão licenciador solicitar a manifestação de ambos administradores. Órgãos ambientais estaduais também poderão adotar normas complementares. Essa resolução é regulamentada pela Portaria MMA nº 55/2014, posto que trata dos procedimentos entre o ICMBio e o IBAMA relacionados ao licenciamento federal. A interação de ambas pode ser observada adiante e pela Instrução Normativa nº 07/2014, que estabelece os procedimentos do ICMBio nos processos de licenciamento ambiental.

## 4.4. Aspectos Adicionais Aplicados ao Licenciamento Ambiental

Além dos procedimentos ordinários e reduzidos para a obtenção da licença ambiental, há outros mecanismos que auxiliam no levantamento de dados e informações, visando à preservação do meio ambiente de forma efetiva.

### 4.4.1. Recursos hídricos

A Constituição Federal, além de atribuir à União a competência privativa de legislar sobre as águas, atribui a competência concorrente à União, Estados e Distrito Federal de legislar sobre recursos naturais. Não obstante, em seu art. 23, inciso XI, define como competência comum de todos os entes federativos “registrar, acompanhar e fiscalizar as concessões de direitos de pesquisa e exploração de recursos hídricos e minerais em seus territórios”.

Com base nos dispostos constitucionais mencionados, percebe-se que a competência para a salvaguarda das águas é de todos os entes federativos. Mais tarde, com a instituição da Política Nacional de Recursos Hídricos (PNRH), pôde-se obter a devida regulamentação do uso das águas: os usos das águas brasileiras foram disciplinados pela Lei Federal nº 9.433, de 8 de janeiro de 1997. A lei que institui a Política Nacional de Recursos Hídricos e cria o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos trouxe aperfeiçoamentos em relação ao Código de Águas de 1934 – Decreto nº 24.643, que visava permitir ao poder público controlar e incentivar o aproveitamento e uso racional das águas. Para implementação da PNRH, foi criada a Agência Nacional de Águas (ANA), instituída pela Lei nº 9.984/2000.

Nesse contexto, a Declaração de Reserva de Disponibilidade Hídrica (DRDH) é requerida pela ANEEL quando se trata de aproveitamentos de potenciais hidráulicos. O domínio do corpo d’água – se de Estado ou do Distrito Federal – determina o modo de obtenção da DRDH. Essa declaração e a Outorga de Uso de Recursos Hídricos são instrumentos de regulação pública indispensáveis para a disponibilidade do uso da água, portanto, devem ser compatíveis com os objetivos socialmente estabelecidos nos planos de recursos hídricos.

O tema traz uma problemática: a crise hídrica que se instaura quando os recursos hídricos são fontes de abastecimento de vários setores, mas que, por fatores demográficos, geográficos e climáticos, não chegam ao seu destino. Visando sanar tal problema, tramita nas Câmaras Técnicas do Conselho Nacional de Recursos Hídricos minuta de resolução que dispõe sobre as diretrizes e critérios para as prioridades de outorgas de direitos de uso de recursos hídricos, na busca de equalizar a questão.

#### 4.4.2. Espaços ambientalmente protegidos

Os espaços ambientalmente protegidos são aqueles que permeiam a implantação de empreendimentos do setor elétrico brasileiro, as Áreas de Preservação Permanente (APPs), Reservas Legais (RL) e a Mata Atlântica. Quando o empreendimento for instalado em tais espaços, cabe a Autorização de Supressão de Vegetação (ASV) para que as vegetações sejam legalmente suprimidas.

Interessam ao setor elétrico particularmente os espaços ambientalmente protegidos pela lei (APP, RL e Mata Atlântica), que são previstos no Código Florestal e na Lei da Mata Atlântica, bem como são abordados os instrumentos do Cadastro Ambiental Rural (CAR) e ASV correlacionados ao assunto.

As principais APPs de interesse do setor elétrico estão previstas no Código Florestal (Lei nº 12.651/2012), em regra geral no art. 4º, incisos III, IX e X e de modo específico no art. 5º, § 1º e § 2º, além do art. 62.

Já a questão da Reserva Legal está abarcada no art. 3º, III, da Lei nº 12.651/2012. Nas áreas afetadas por empreendimentos do setor elétrico, é incontroversa a inexigência do instituto da reserva legal, conforme redação do § 7º, do art. 12, da Lei nº 12.651/2012.

Finalmente, no que tange ao bioma da Mata Atlântica, protegido pela Lei nº 11.428/2006, salienta-se a necessidade de atenção aos art. 2º da Lei da Mata Atlântica e 1º do Decreto nº 6.660/2008, bem como enquadradas na Resolução nº 388/2007 do CONAMA, quando o empreendimento precisar suprimir vegetação presente nestas normativas.

Nesse contexto, destaca-se ainda o fato de que o Código Florestal (Lei nº 12.651/2012) instituiu o CAR. Trata-se de registro público e eletrônico obrigatório a todos os imóveis rurais, com a finalidade de integrar as informações ambientais referentes à situação das áreas de preservação permanente, áreas

de reserva legal, florestas e remanescentes de vegetação nativa, áreas de uso restrito e áreas consolidadas das propriedades e posses rurais do país. O CAR se aplica somente aos proprietários e possuidores dos imóveis rurais, entendendo-se que os empreendimentos do setor elétrico vinculados à prestação do serviço público de energia elétrica não estão sujeitos a essa obrigação.

### 4.4.3. Cavidades naturais

A implantação de empreendimentos do setor elétrico em áreas que contenham cavidades naturais, sejam estas em grau de relevância pequeno, médio, alto ou máximo, está prevista no Decreto nº 99.556/1990, tendo sofrido significativas alterações pelo Decreto nº 6.640/2008, mas ainda segue em vigor como principal normativa a dispor sobre a proteção das cavidades naturais subterrâneas existentes no território nacional.

Os graus de relevância são imprescindíveis para a aplicação do modo de conservação e preservação das cavidades. Para tanto, a IN do MMA nº 02/2017 traz a definição de metodologia para a classificação do grau de relevância e dispõe sobre critérios técnicos com relação à natureza das cavidades, definindo o porquê de cada grau de relevância, bem como considerações quanto ao estudo espeleológico.

As referidas normativas devem ser observadas uma vez que, para fins de licenciamento ambiental, delimitam quais cavidades estão sujeitas a sofrerem “impactos negativos irreversíveis”, sendo vedadas as intervenções nos casos de relevância máxima, mas possível nos casos de relevância alta, média ou baixa. Nos casos de grau de relevância alta, assegura-se especificamente a preservação em caráter permanente de outras duas cavidades naturais. Ademais, caberá ao ICMBio, no âmbito de procedimento administrativo próprio, definir outras formas de compensação, caso não sejam encontradas, na área do empreendimento, outras cavidades com os mesmos atributos que possam servir de “cavidades testemunho” quando da necessidade de preservação. O mesmo não ocorre se o grau de relevância da cavidade for baixo, não estando o empreendedor obrigado a adotar medidas e ações para assegurar a sua preservação. Já sendo a cavidade de grau médio, outras medidas, como financiar ações que contribuam para a conservação e o uso adequado do patrimônio espeleológico brasileiro, podem ser previstas pelo órgão ambiental competente.

## 4.5. Principais Restrições ao Licenciamento de Empreendimentos do Setor Elétrico

A literatura é vasta na identificação e discussão de problemas ligados ao processo de licenciamento ambiental no setor elétrico no Brasil. Com o objetivo de levantar as oportunidades de melhorias nesse processo, o Projeto SINAPSE analisou cinco importantes documentos institucionais de órgãos e entidades de diferentes setores:

1. Licenciamento ambiental de empreendimentos hidrelétricos no Brasil: uma contribuição para o debate (Banco Mundial, 2008);
2. Ambiente e energia: crença e ciência no licenciamento ambiental – Parte III: Sobre alguns dos problemas que dificultam o licenciamento ambiental no Brasil (Faria, 2011);
3. Gargalos do licenciamento ambiental federal no Brasil (Hofmann, 2015);
4. As barreiras da burocracia: o setor elétrico (CNI, 2015a);
5. Proposta da indústria para aprimoramento do licenciamento ambiental: setor elétrico (CNI, 2015b).

Tais documentos, de alguma forma, relatam a necessidade de mudanças no licenciamento ambiental no Brasil, considerando a geração e a transmissão de energia elétrica como fatores determinantes para o desenvolvimento econômico nacional.

É possível afirmar que a origem dos problemas ligados ao processo de licenciamento ambiental no setor elétrico brasileiro é preponderantemente decorrente das vulnerabilidades das instituições que participam desse processo. As vulnerabilidades institucionais estão relacionadas à ineficiência de uma sociedade e suas instituições, em sua capacidade de regular, fiscalizar, controlar e mitigar riscos, sendo exemplos visíveis deste tipo de vulnerabilidade a falta de legislação ou o seu não cumprimento; à falta de recursos técnicos ou humanos; ou ainda, ao desequilíbrio de forças nos processos decisórios em que os interesses dos grupos sociais dominantes na sociedade, muitas vezes envolvendo os próprios geradores de risco, sobrepõem-se aos das populações e trabalhadores expostos, excluídos do acesso às informações e às decisões vitais para um amplo e efetivo gerenciamento dos riscos, conforme Porto (2007).

Tomando esse conceito como parâmetro, foi possível identificar que existem vulnerabilidades institucionais no processo de licenciamento ambiental no Brasil em vários setores e, em especial, no setor elétrico, conforme se demonstra a seguir: (i) deficiências dos instrumentos legais e regulamentares; (ii) atuação das instituições; (iii) restrições econômicas, tecnológicas e de recursos humanos e (iv) complexas interações entre as dinâmicas federais, estaduais e municipais.

1

- As vulnerabilidades que decorrem das *deficiências dos instrumentos legais, regulamentares* referentes ao licenciamento, bem como instrumentos de planejamento e gestão ambiental (Estudos ambientais)

É um dos problemas mais antigos que o setor enfrenta e, também, uma causa primária dos conflitos associados aos processos de licenciamento ambiental. A ausência de atualização das normas permitiu a absorção, pelo setor, de encargos e conflitos de natureza política e social, que tornam a implantação de empreendimentos de infraestrutura cada vez mais complexa. As normas editadas por diferentes esferas federativas frequentemente conflitam entre si e com as leis existentes, distribuindo-se em instruções normativas, portarias, resoluções, normas técnicas etc.

No que diz respeito às deficiências e fragilidades dos estudos ambientais, a ausência de AAE e a falta de qualidade dos estudos ambientais são levantadas como problemas por diversos documentos analisados. A preocupação com a qualidade do EIA está ligada à possibilidade da identificação de impactos não previstos, o que compromete a eventual emissão de licenças e gera custos adicionais não previstos.

2

- As *vulnerabilidades que estão relacionadas à atuação das instituições* que participam do processo de licenciamento ambiental

Essa categoria de vulnerabilidade institucional diz respeito à atuação das instituições que participam diretamente do processo de licenciamento ambiental, como os órgãos ambientais, ou indiretamente, como os órgãos intervenientes (FUNAI, IPHAN, Agência Nacional de Vigilância Sanitária (Anvisa), FCP, Ministério do Meio Ambiente, ICMbio, entre outros); e a atuação do Ministério Público e do Judiciário.

Quanto aos problemas relativos à atuação dos órgãos ambientais, muitas condicionantes ambientais não são fiscalizadas durante a vigência da licença, o que decorre de uma deficiência no acompanhamento dessas obrigações impostas aos empreendedores. A demora na concessão das licenças também se apresenta como um problema: apesar de a Instrução Normativa nº 184/2008 do IBAMA prescrever prazos precisos para cada etapa do processo de licenciamento de responsabilidade da União, totalizando 390 dias se somadas todas as etapas de análise pelos órgãos ambientais e intervenientes, esses prazos não vêm sendo cumpridos.

Em relação à multiplicidade de atores envolvidos, participam do processo os entes federativos e os órgãos que se manifestam de forma não vinculante, como os municípios afetados, a FUNAI, a FCP, o IPHAN e a Anvisa, além dos órgãos gestores das unidades de conservação impactadas pelo empreendimento. A anuência desses órgãos, responsáveis por recursos específicos no processo de licenciamento ambiental, é um problema levantado como dificuldade tanto pelos órgãos licenciadores como pelos empreendedores. Nesta pesquisa, todos os documentos analisados fizeram referência a esse tipo de problema.

No que diz respeito à atuação do Ministério Público no licenciamento ambiental, o art. 225 da Constituição Federal ressalva a proteção do meio ambiente como um bem de uso comum do povo, impondo ao Poder Público o dever de preservá-lo. Atuando como fiscalizador da proteção ambiental ou na defesa dos interesses das comunidades indígenas, o Ministério Público deve agir de modo colaborativo e fiscalizatório, garantindo o cumprimento das regras e procedimentos ligados ao licenciamento ambiental e dos limites de atuação do órgão ambiental.

No curso do processo de licenciamento ambiental (federal, estadual ou municipal), pode o Ministério Público se manifestar, nos termos do art. 25 da Lei nº 8.625/1993. Já quando o processo de licenciamento ambiental envolver comunidades indígenas, sua manifestação é obrigatória, muito embora não conste nos órgãos indicados na Portaria Interministerial MMA/MJ/MC/MS nº 60/2015. A manifestação pode ocorrer, inclusive, após o encerramento do processo de licenciamento ambiental ou mesmo quando o empreendimento já estiver em operação.

Pesquisadores do Banco Mundial (2008), a partir de coleta de dados de pesquisa de campo, identificaram que o MP tem tido influência sobre questões que não estão direta ou explicitamente sob sua competência legal, tais

como: (i) definição da matriz energética nacional; (ii) organização territorial do sistema de geração de energia; (iii) estabelecimento de critérios e metas de desenvolvimento econômico regional e estruturação para atendimento dessas demandas; (iv) estabelecimento de prioridades de interesses econômicos e ambientais; e (v) valoração ou não dos impactos decorrentes. Outro aspecto levantado refere-se à utilização do Termo de Ajustamento de Conduta (TAC) de forma muito frequente como instrumento de gestão de conflitos, o que faz com que o MP influencie diretamente no processo de licenciamento, mesmo não sendo órgão da estrutura de análise técnica integrante do Sistema Nacional do Meio Ambiente (SISNAMA). Isso causa insegurança no empreendedor, uma vez que não há previsão na lei de que um empreendedor, signatário de um TAC, não possa ser processado criminalmente. E isso afasta os empreendedores da utilização do instrumento. Outro problema identificado com relação à atuação do Ministério Público diz respeito aos órgãos ambientais, que têm, entre suas atividades relacionadas ao licenciamento ambiental, a prestação de informações ao Ministério Público sobre aspectos referentes ao desempenho ambiental de empreendimentos. Um dos motivos que levam a um grande número de pedidos de informação do MP é a falta de transparência conferida aos processos de licenciamento na esfera federal, bem como a ausência de importantes documentos na plataforma pública que podem resultar em demandas desnecessárias, que geram desperdício de recursos do próprio IBAMA, segundo Hofmann (2015).

Algumas causas da judicialização dos processos de licenciamento são: a postergação de obrigações; a subjetividade dos termos técnicos; a divergência com o tipo de estudo a ser exigido; as opiniões diferentes sobre o grau de cumprimento de condicionantes; a discussão de competência do licenciamento; e a falta ou insuficiência de participação popular. Também são apontadas como causas de judicialização a insuficiência de padrões para o estabelecimento de condicionantes e a falta de metodologia institucionalizada para o acompanhamento de sua efetividade.

3

• As vulnerabilidades que decorrem das *restrições econômicas, tecnológicas e de recursos humanos* dos órgãos ambientais e nos órgãos intervenientes do processo de licenciamento

A terceira categoria contida no conceito de vulnerabilidade institucional refere-se às fragilidades decorrentes de restrições econômicas,

tecnológicas e de recursos humanos das instituições que estão ligadas ao licenciamento ambiental. Enquadram-se nessa categoria a carência de pessoal capacitado, a exemplo do IBAMA e outras instituições públicas do setor que não possuem programas de capacitação, diretrizes claras de gestão, e têm grande rotatividade nos cargos de chefia, além de influência político-eleitoral no processo de escolha dos dirigentes. Também são elencados nessa categoria a grande incerteza no tocante aos planos de carreira das instituições e seus salários pouco atrativos.

4

- As vulnerabilidades que decorrem das *complexas interações entre as dinâmicas federais, estaduais e municipais* (competência para licenciamento)

Nessa categoria, encontram-se os conflitos de competência, mencionados apenas pelo documento do Banco Mundial (2008), considerando que, nessa época, ainda não havia sido promulgada a Lei Complementar nº 140/2011 e havia grande insegurança jurídica em razão dos conflitos de competência. O documento menciona que a divisão de competências entre os diferentes níveis de governo não estava claramente normalizada, portanto, o licenciamento sofria, com frequência, contestações judiciais.

Vários projetos de lei estão tramitando atualmente no Congresso Nacional com foco no licenciamento ambiental, alguns com vistas a promover uma maior flexibilização do processo. Entretanto, é necessário que as distorções existentes sejam corrigidas, para que haja uma maior adesão da comunidade científica, a redução da judicialização dos processos, o estabelecimento de parâmetros para a atuação do Ministério Público, a democratização da informação validada por mecanismos confiáveis e a promoção da participação da sociedade.

#### 4.6. Peculiaridades de Procedimentos de Licenciamento Ambiental em Âmbito Regional do SIN

Conforme abordado antes, o Brasil possui várias tipologias de projetos de energia, com diferentes fontes e distintas normativas a serem aplicadas conforme o empreendimento e sua localização (Tabela 4.5).

**Tabela 4.5** Peculiaridades dos procedimentos de licenciamento ambiental de alguns estados nos quatro subsistemas do SIN

Sul	Paraná	O estado possui como normativa de licenciamento ambiental a resolução conjunta da Secretaria do Estado e Meio Ambiente e Recursos Hídricos (Sema) e do Instituto Ambiental do Paraná (IAP) (Resolução nº 09/2010), tendo como regra geral o rito trifásico. A implantação de empreendimentos termelétricos e hidrelétricos depende de aprovação da Assembleia Legislativa do estado (art. 209 da Constituição Estadual do Paraná). Há, ainda, regulamentação para o licenciamento de empreendimentos de energia solar em superfície terrestre e de estações-chaves. É possível o uso de apenas um EIA/RIMA para vários empreendimentos em casos de efeitos sinérgicos e cumulativos, em que áreas de impacto ambiental serão as mesmas. Nesses casos, apesar de ser apenas um Estudo Ambiental, as licenças ambientais são individuais.
	Santa Catarina	O estado possui três Instruções Normativas da extinta Fundação do Meio Ambiente (FATMA): Licenciamento Ambiental de Produção de Energia Hidrelétrica (IN nº 44/08); Licenciamento Ambiental de Transmissão de Energia Elétrica (IN nº 45/08); Licenciamento Ambiental da Produção de Energia Eólica (IN nº 53/09). Foi instituído o Programa Catarinense de Energias Limpas (Programa SC+Energia) (Decreto nº 233/15). Os empreendimentos que aderirem ao Programa têm prioridade pelos órgãos envolvidos, otimizando as etapas e interlocuções entre eles e, conseqüentemente, agilizando o licenciamento.
	Rio Grande do Sul	O Código Estadual do Meio Ambiente dispõe sobre o licenciamento ambiental, mantendo o rito trifásico. Ele ainda prevê a possibilidade de um único processo de licenciamento para pequenos empreendimentos similares e vizinhos, desde que definida a responsabilidade legal pelo conjunto de empreendimentos.
Sudeste/ Centro- Oeste	São Paulo	O trâmite do licenciamento ambiental mais usual é o trifásico. No estado, ainda há normativa para empreendimentos de geração de energia elétrica por fonte solar fotovoltaica (Resolução nº 74/17), que considera o empreendimento como um todo (sistemas elétricos, subestações, linhas de transmissão ou distribuição, entre outros). Há a possibilidade de procedimento de licenciamento ambiental mais restritivo, quando se previr supressão de vegetação nativa primária ou secundária em estágio médio ou avançado de regeneração.
	Rio de Janeiro	O estado regulamenta o Sistema de Licenciamento Ambiental (SLAM) (Decreto Estadual nº 42.159/09, alterado pelo Decreto Estadual nº 44.820/14), que define os empreendimentos e as atividades sujeitos ao licenciamento, dispõe ainda sobre autorização ambiental, certidão ambiental, outorga de direito de uso de recursos hídricos, certificado ambiental, entre outros. O estado possui um aplicativo virtual específico a ser aplicado para o licenciamento: "INEA Licenciamento". Essa nova ferramenta é capaz de agilizar a relação entre o órgão ambiental licenciador e os empreendedores.
	Minas Gerais	A Lei Estadual nº 21.972/16 dispõe sobre o Sistema Estadual de Meio Ambiente e Recursos Hídricos (Sisema) e regulamenta o sistema de licenciamento, que é trifásico. O estado ainda possui a Deliberação Normativa COPAM nº 175/12, que dispõe sobre a utilização da AAI como instrumento de apoio ao planejamento de novos empreendimentos hidrelétricos em Minas Gerais.
	Espírito Santo	O Instituto Estadual de Meio Ambiente e Recursos Hídricos (Iema), vinculado à Secretaria de Estado de Meio Ambiente e Recursos Hídricos (Seama), é o responsável por proceder com o licenciamento ambiental no estado (Lei Complementar nº 248/02). O Decreto nº 4.039-R/16 dispõe sobre as atividades sujeitas ao processo de licenciamento, classificadas segundo o porte e o potencial poluidor e/ou degradador.
	Mato Grosso	O estado prevê várias espécies de licenças e autorizações, bem como a possibilidade de alternância da modalidade trifásica do licenciamento. A Lei Complementar nº 592/17 vincula o CAR dos imóveis rurais ao deferimento das licenças (art. 32). O estado ainda oferece uma espécie de benefício ao rito do licenciamento para empreendimentos com novas tecnologias, programas voluntários de gestão ambiental, seguros, garantias ou fianças ambientais, podendo otimizar os procedimentos (art. 34).

**Tabela 4.5** Peculiaridades dos procedimentos de licenciamento ambiental de alguns estados nos quatro subsistemas do SIN (Cont.)

Nordeste	Bahia	O Instituto do Meio Ambiente e Recursos Hídricos (Inema) é o órgão responsável por promover a integração dos sistemas de meio ambiente e recursos hídricos no estado. O Decreto nº 14.024/12 (que aprovou o Regulamento da Lei nº 10.431/06) instituiu a Política Ambiental do estado da Bahia que, entre outros aspectos, apresenta os tipos de Avaliação de Impactos Ambientais: i) EIA/RIMA; ii) Estudo Ambiental para Atividades de Médio Impacto (EMI); iii) Estudo Ambiental para Atividades de Pequeno Impacto (EPI). O estado ainda conta com legislação específica para a fonte eólica (Resolução CEPRAM nº 4.180/11 e Norma Técnica (NT) nº 01/11).
	Piauí	A Secretaria do Meio Ambiente e Recursos Hídricos do estado do Piauí (Semar-PI) é o órgão responsável pela gestão dos recursos hídricos e ambientais do estado (Lei nº 4.797 de 24 de outubro de 1995), possuindo três normas principais: Política de Meio Ambiente do estado do Piauí (Lei nº 4.854, de 10 de julho de 1996); Política Estadual de Recursos Hídricos (Lei nº 5.165, de 17 de agosto de 2000); Política Florestal do estado do Piauí (Lei nº 5.178, de 27 de dezembro de 2000, modificada pela Lei nº 5.699, de 26 de novembro de 2007). O Conselho Estadual do Meio Ambiente e Desenvolvimento Urbano (Consema) estabelece os critérios de porte e potencial de impacto ambiental (Resolução nº 10/09).
Norte	Pará	O órgão ambiental do estado é a Secretaria de Estado de Meio Ambiente e Sustentabilidade (Semas). O licenciamento ambiental está na Política Estadual do Meio Ambiente (Lei nº 5.887/95), que prevê a modalidade trifásica (art. 94). Para a implantação de empreendimentos energéticos no estado, devem ser observados alguns princípios: assegurar o uso múltiplo da água e a navegabilidade; minimizar a remoção e inundações de núcleos populacionais e reservas indígenas; constituir área de preservação permanente com espécies nativas; aproveitar a biomassa vegetal a ser afetada pelo reservatório e automonitoramento.
	Amazonas	A Lei nº 3.785/12 dispõe sobre o licenciamento ambiental no estado e encarrega o Instituto de Proteção Ambiental do Amazonas (Ipaam) a ser o órgão licenciador. Além do modelo trifásico, a lei traz a Licença Ambiental Única (LAU), que nada interfere no Setor Elétrico. O Decreto Estadual nº 10.028/87 dispõe sobre o Sistema Estadual de Licenciamento de Atividades com Potencial Impacto ao Meio Ambiente, definindo as atividades consideradas de impacto ao meio ambiente (art. 8) e os procedimentos de concessão das licenças – LP, LI e LO (arts. 9 ao 19).

Uma vez que cada estado da federação é definido como competente para licenciar, fiscalizar e autuar determinado empreendimento do setor elétrico, este pode fazer uso de suas próprias normativas estaduais (podendo valer-se das normas municipais de uso e ocupação do solo) no âmbito dos processos de licenciamentos ambientais. Dessa forma, como mostrado na Tabela 4.5, há variações das normativas e dos modelos de licenciamento de alguns estados da federação, com peculiaridades, regramentos e procedimentos locais.

# 5

## A Dimensão Técnico-Econômica do Planejamento da Expansão: Análise de Competitividade das Fontes

**N**os últimos anos, a presença de novas fontes renováveis de energia, tais como a eólica e solar fotovoltaica, na matriz elétrica brasileira vem apresentando considerável crescimento. No entanto, a integração dessas fontes ao sistema elétrico representa um grande desafio para o planejamento da expansão e operação desse sistema. Isso ocorre porque a oferta de energia elétrica a partir de fontes variáveis, não controláveis, intermitentes e sazonais origina novos problemas operacionais, cuja solução envolve custos não previstos no planejamento do sistema, os quais afetam a competitividade das fontes de energia, existentes ou planejadas.

Este capítulo analisa as fontes de energia considerando aspectos técnicos e econômicos, com foco na questão da capacidade e flexibilidade. Na primeira parte do texto, é feita uma avaliação qualitativa dos fatores de competitividade das fontes, considerando o histórico recente e as condições de contratação da energia nos ambientes de comercialização regulado e livre. Em seguida, é abordado o impacto do crescimento acelerado das fontes renováveis intermitentes no funcionamento do setor elétrico, sob a dimensão técnica.

## 5.1. Análise Qualitativa da Competitividade das Fontes

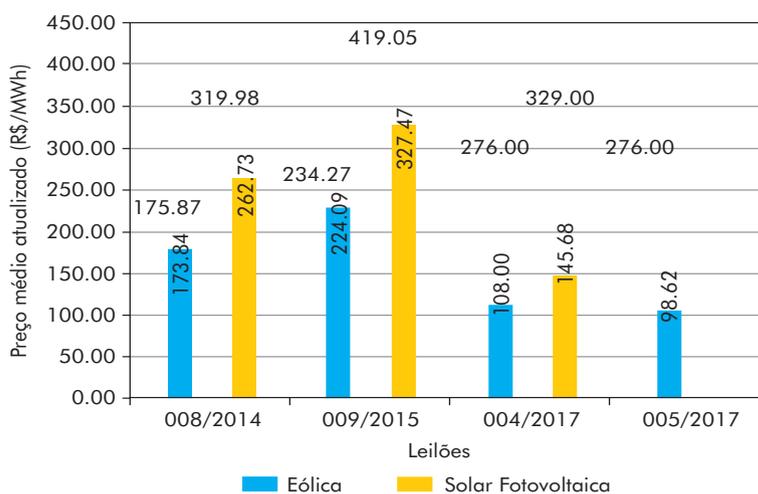
Como o planejamento da expansão da geração elétrica no Brasil é indicativo, os empreendimentos propostos no PDE não definem os investimentos a serem realizados no sistema de geração. Tais decisões são tomadas por agentes de mercado através do desenvolvimento de projetos para o Ambiente de Contratação Regulado (ACR) ou Ambiente de Contratação Livre (ACL).

Os fatores de competitividade das diversas fontes de geração no mercado de energia são apresentados com base nos resultados de leilões para contratação de energia no ACR, bem como no levantamento de iniciativas em curso para viabilizar a contratação dessas fontes no ACL.

### 5.1.1. Mercado regulado e competitividade das fontes

As fontes renováveis de energia (FRE) não hidrelétricas – particularmente eólica e solar – vêm apresentando expressivos ganhos de competitividade nos leilões para contratação de energia nova para o mercado regulado, como mostrado na Figura 5.1. Esses ganhos de competitividade explicam a crescente participação dessas fontes na expansão do parque gerador nacional, como abordado no capítulo 1.

**Figura 5.1** Competitividade das fontes eólica e solar: preços médios nos leilões



Fonte: IEMA (2018).

Além da influência de fatores locais, a queda de custo das fontes eólica e solar fotovoltaica no Brasil segue uma tendência global. No caso da energia solar, por exemplo, o custo dos sistemas fotovoltaicos caiu 25% no período de 2015 a 2017 (BNEF, 2017). A seguir, são apresentados os principais fatores de competitividade destas fontes (Neves, 2018):

- ociosidade da indústria local de equipamentos para usinas eólicas: previsão de queda expressiva de pedidos, a partir de 2018, acirrou a competição entre os fornecedores;
- avanço tecnológico e maior gama de modelos de aerogeradores disponíveis no Brasil: a Siemens Gamesa e a Nordex Acciona, por exemplo, oferecem turbinas com 3 MW de potência nominal, que propiciam ganhos nas fases de terraplenagem e preparação da estrutura;<sup>18</sup>
- eficiência dos projetos: fator de capacidade (FC) prometido pelas eólicas contratadas no LEN A-6 de 2017 varia de 39% a 59% (média de 50%), contra FC médio anterior de 43% de parques em operação, conforme Neves (2018);
- fontes de financiamento: linhas mais vantajosas e diversificadas, debêntures de infraestrutura como alternativa ou complemento a financiamento pelo BNDES, financiamento em moeda estrangeira, com apoio de *export credit agencies*<sup>19</sup> e fabricantes de equipamentos, além de bancos comerciais e instituições multilaterais;
- redução global do custo de equipamentos: conforme dados da EPE, no leilão de reserva de 2015, o módulo fotovoltaico era comercializado internacionalmente a 0,56 US\$/Wp, enquanto, no início de 2018, o preço estava em 0,31 US\$/Wp, redução de 44% em cerca de dois anos. Redução similar tem sido observada no preço de inversores (Neves, 2018);
- ganhos de escala: a negociação de volumes mais significativos por empresas com atuação global no segmento de energia solar (como ENEL e AES) favorece a redução de custos; e

<sup>18</sup> Esses ganhos são limitados por reforços nas estruturas, necessários no caso de aerogeradores mais pesados.

<sup>19</sup> Instituição privada ou paraestatal que atua como intermediária entre governos e exportadores para financiar a exportação.

- fatores regulatórios: leilões de energia e contratos de longo prazo têm se mostrado eficientes mecanismos de comercialização de energia.

Também contribui o fato de que essas fontes, de menor escala e geograficamente distribuídas, encontram menores obstáculos em termos de licenciamento ambiental, ao passo que as hidrelétricas, por exemplo, enfrentam dificuldades nesses processos. Ademais, o relativamente curto prazo de construção dessas fontes (de 18 a 24 meses) oferece maior flexibilidade na entrada de nova capacidade, o que constitui importante atributo diante das incertezas na demanda. Do ponto de vista econômico-financeiro, a menor escala e o baixo risco facilitam o financiamento das FREs a menor custo, uma clara vantagem sobre o alto custo (e risco) de capital de grandes projetos hidrelétricos.

Além disso, as FRE permitem substituir combustíveis fósseis (inclusive importados), o que reduz a emissão de gases de efeito estufa e os dispêndios em divisas e incentivam a nacionalização de cadeias de suprimento, o que amplia a oferta de empregos e fomenta o crescimento econômico. O fator locacional contribui também para a competitividade das FRE que, dada sua natureza distribuída, podem ser instaladas perto de centros de carga, o que reduz as perdas e a necessidade de reforços de transmissão.

Estes fatores, associados à remuneração insuficiente ou inexistente, no modelo regulatório atual, de serviços e benefícios oferecidos ao sistema por fontes tradicionais (hidro e termelétricas), fazem com que a balança de competitividade penda para o lado de fontes renováveis não controláveis, ainda que sua viabilidade técnico-econômica dependa em grande parte dos serviços prestados por fontes tradicionais, que enfrentam dificuldades para expandir sua participação na oferta de energia. Termelétricas a carvão mineral, por exemplo, têm como principal obstáculo a dificuldade de financiamento, desde a suspensão, em 2016, do financiamento pelo BNDES.<sup>20</sup> No caso de PCH, o alto nível de maturidade tecnológica limita as reduções adicionais de preços. As hidrelétricas, por sua vez, enfrentam dificuldades de licenciamento ambiental.

<sup>20</sup> O MME prevê lançar ainda em 2019 um programa específico para térmicas a carvão na região Sul, com apoio do BNDES (Bahnemann, 2019).

Na contramão desse quadro, o gás natural se firmou como a fonte termelétrica com participação mais significativa na matriz, constituindo a principal fonte complementar à hidrelétrica, conforme Lisboa e Resende (2018). De fato, nos leilões de energia nova, realizados entre 2014 e 2017, foram contratadas sete usinas a gás natural que somam 6,7 GW (cerca de 50% de 13,7 GW de capacidade termelétrica contratada no período), segundo Neves (2018).

Essa expansão e o uso intensivo de térmicas a gás natural se devem às mudanças estruturais em curso no SIN, tais como: crescentes e frequentes reduções nos estoques hidráulicos, penetração massiva de renováveis variáveis (eólica e solar), estagnação da capacidade de regularização hidrelétrica e expansão com hidrelétricas a fio d'água, sujeitas à sazonalidade hidrológica.

### 5.1.2. Mercado livre e competitividade das fontes

As fontes renováveis de energia vêm assumindo importante papel no ACL. Atualmente, consumidores especiais<sup>21</sup> só podem comprar energia incentivada, produzida pelas fontes eólica, solar fotovoltaica, biomassa ou pequenas centrais hidrelétricas, conforme Lopes (2018). Em abril de 2018, os contratos de consumidores especiais somavam 4.802 MW-médios, equivalentes a 26,9% do total contratado no ACL, conforme dados da CCEE (2018).

A preferência dos empreendedores tem sido pela contratação de projetos de geração em leilões para o mercado regulado, mas as distribuidoras de energia têm declarado demandas baixas nos últimos anos (não houve leilões em 2016). Assim, vem aumentando a opção pela combinação de contratos nos ambientes regulado e livre, conforme apresentado por Maia e Polito (2018). Essa estratégia consiste na venda de até 70% da garantia física no ACR, cobrindo os custos de investimento, com os restantes 30% vendidos no ACL, como indica Adeodato (2018). Dessa forma, os investidores obtêm financiamento de longo prazo para a parcela da energia contratada pelas distribuidoras, complementado por outros instru-

<sup>21</sup> No final de 2018, os limites para atuar no mercado livre foram reduzidos de 3 MW para 2,5 MW (desde julho/2019), e de 2 MW (desde janeiro/2020). Consumidores entre 500 kW e esses limites podem atuar na categoria de consumidor especial.

mentos financeiros, tais como debêntures de infraestrutura. Em alguns casos, a capacidade financeira dos agentes facilita o desenvolvimento dessa estratégia, como detalham Maia e Polito (2018).

Há também projetos em desenvolvimento com foco no ACL, como ocorreu, por exemplo, em leilão realizado pela Cemig para contratar de 1,24 GW (356,2 MW-médios) de energia solar e eólica no ACL. No caso da eólica, a perspectiva da Abeeólica é que a capacidade destinada ao mercado livre dobre até 2023, atingindo 2 GW, conforme Rocha (2018). No caso da biomassa (principalmente bagaço de cana), embora a remuneração no ACL seja melhor (Ramos, 2018), segundo a União da Indústria de Cana-de-Açúcar (Unica, 2018), a crise de inadimplência no mercado de curto prazo (MCP) da CCEE tem reduzido a atratividade dessa alternativa.

## 5.2. Incremento das Fontes Intermitentes e seus Impactos

Os impactos negativos da volatilidade e não controlabilidade das FRE, pelo menos em estágios iniciais de desenvolvimento, ainda não são significativos no SIN, em função da capacidade de armazenamento e da complementaridade de geração entre as FRE e as hidrelétricas. Contudo, nos últimos anos, restrições ambientais, geográficas, técnicas, sociais e econômicas vêm dificultando a implantação de hidrelétricas com grandes reservatórios, fazendo com que a maioria das novas hidrelétricas seja projetada para operar a fio d'água. Nesse caso, a flexibilidade do sistema fica cada vez mais limitada, devido, em grande parte, à maior variabilidade da oferta de energia hidrelétrica em períodos úmidos e secos.

No Brasil, a região Nordeste é a que apresenta o maior crescimento da fonte eólica, o que permitiu diversificar seu *mix* de geração, ancorado em hidrelétricas e, portanto, vulnerável a fenômenos climáticos, tais como *El Niño* e *La Niña*.<sup>22</sup>

Além de predomínio de capacidade instalada na região, a fonte eólica tende a ser também a de maior participação na geração regional, dada a

<sup>22</sup> Padrões climáticos extremos devidos a anomalias da temperatura da superfície do oceano e circulação atmosférica. *El Niño* consiste no aquecimento anormal do Pacífico Equatorial; *La Niña* é o inverso, provocando o resfriamento do Pacífico Equatorial.

recorrente crise hídrica que afeta a bacia do rio São Francisco, onde se localiza o parque hidrelétrico do Nordeste. Além de suprir a carga, poupando a reserva hídrica, o elevado fator de capacidade das eólicas no período de julho a novembro permite reduzir o intercâmbio de energia entre o Nordeste e demais subsistemas do SIN, o que favorece também o desempenho dinâmico do sistema, em caso de contingências nas interligações.<sup>23</sup>

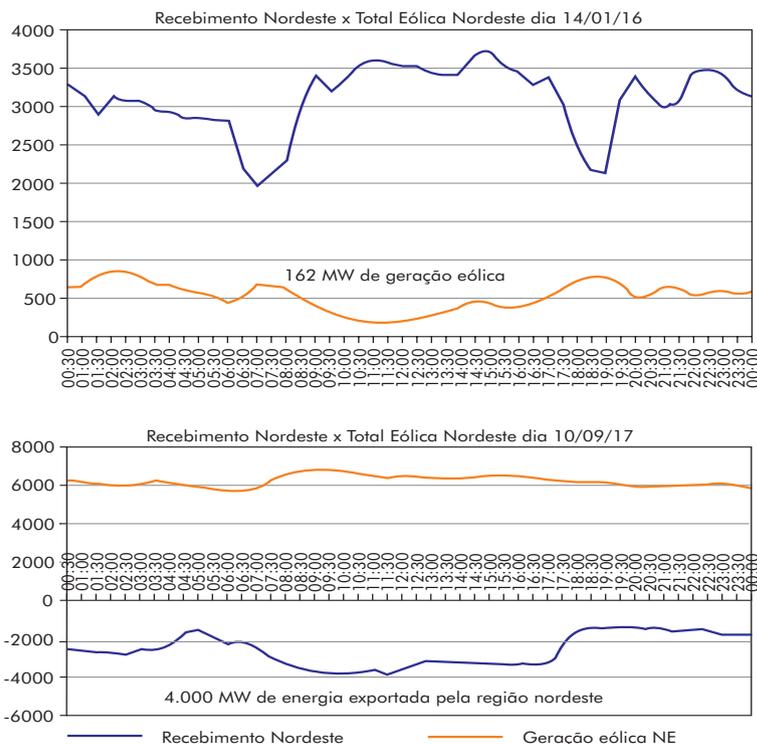
Até 2013, a defluência mínima obrigatória nas hidrelétricas de Sobradinho e Xingó era de 1.300 m<sup>3</sup>/s, ou seja, uma geração mínima de 3.620 MW, considerando a operação a fio d'água de todas as usinas entre Sobradinho e Xingó. Nos últimos anos, dadas as baixas afluições e o alto uso consuntivo de água na bacia do São Francisco, a defluência mínima nessa cascata foi reduzida a 560 m<sup>3</sup>/s, que equivale a uma geração a fio d'água de apenas 1.500 MW. Nessas condições, antes da expansão eólica, o atendimento da carga do Nordeste exigia não só um despacho termelétrico elevado na região, mas também a importação de energia de outras regiões. Essa situação operativa, além de incorrer em alto custo de geração e perdas, tornava o sistema vulnerável a desligamentos das interligações entre a Nordeste e demais regiões do SIN.

Essa vulnerabilidade tende a diminuir com o aumento da capacidade instalada de fonte eólica, o que reduz a dependência regional em relação à geração hidrelétrica local e à importação de energia de outras regiões do SIN.<sup>24</sup> Por outro lado, a dependência de parques eólicos traz uma nova condição de vulnerabilidade, derivada da baixa previsibilidade e da grande amplitude das variações diárias e horárias dos ventos, mostradas na Figura 5.2, em duas situações. Na primeira, ocorrida em 14.01.2016, a geração média foi de 500 MW, o que levou o Nordeste a importar cerca de 3.500 MW-médio das demais regiões. Na segunda, verificada em 10.09.2017, a geração média foi de 6.193 MW, o que levou o sistema Nordeste a exportar energia durante todo o dia (Lima; Lins, 2018).

<sup>23</sup> Devido à alta incidência de queimadas, no período de agosto a novembro, na região Norte.

<sup>24</sup> Em 21 de março de 2017, a região Nordeste tinha uma carga máxima de 12.692 MW, diante de uma potência instalada eólica de 8.440 MW.

**Figura 5.2** Importação e exportação de energia pelo Nordeste: efeitos das eólicas



Fonte: Lima e Lins (2018).

A seguir são apresentados os impactos do aumento da presença de FRE no planejamento e operação do sistema elétrico, tanto no contexto internacional como nacional.

### 5.2.1. Impactos no planejamento e operação

A crescente penetração da geração intermitente e não controlável em um sistema elétrico afeta as decisões de planejamento e operação em todos os horizontes temporais e domínios espaciais, pois a tecnologia de geração variável e imprevisível será incorporada a um sistema no qual a geração de energia elétrica e a demanda dinâmica devem estar em equilíbrio.

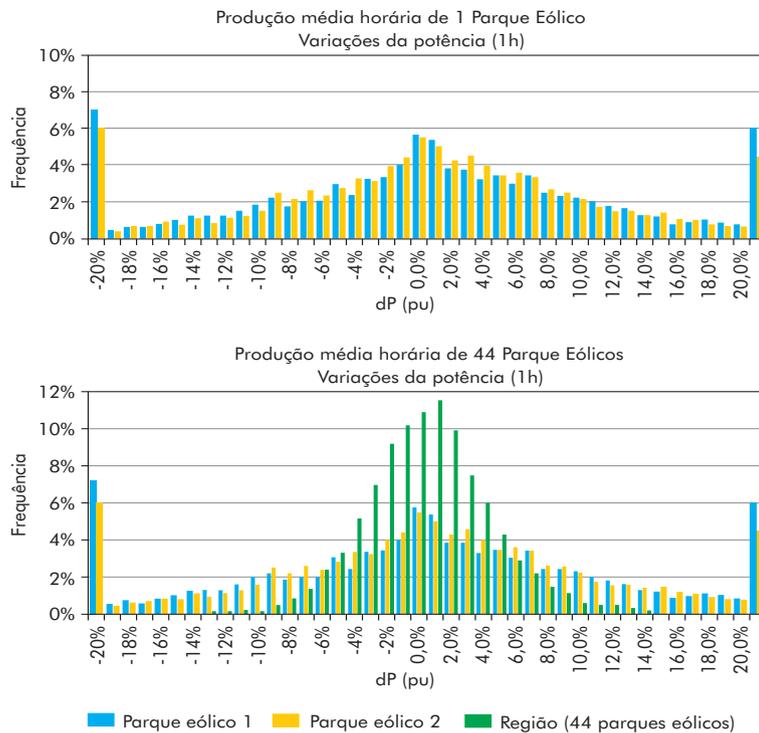
Neste item, abordam-se os diversos aspectos relacionados ao planejamento e operação de sistemas de geração, em face dos impactos da

integração de fontes renováveis intermitentes em sistemas de energia elétrica, com base na experiência brasileira e internacional.

### a) Variabilidade da geração eólica e solar

O fato de ser incontornável indica que a probabilidade de uma unidade geradora solar ou eólica estar disponível quando necessário é muito menor do que no caso de plantas controláveis como, por exemplo, uma termelétrica convencional. Cita-se como exemplo a experiência europeia apresentada por Eurelectric (2010), na qual, em média, apenas 4% da capacidade eólica instalada tem uma probabilidade maior que 95% de estar disponível em qualquer momento. Mesmo no Brasil, com regimes de vento mais favoráveis, a variabilidade horária típica do vento produz efeito similar. Além disso, no país há a variabilidade sazonal da geração eólica e sua complementaridade com a geração hidrelétrica.

**Figura 5.3** Agregação espacial da geração eólica no Brasil

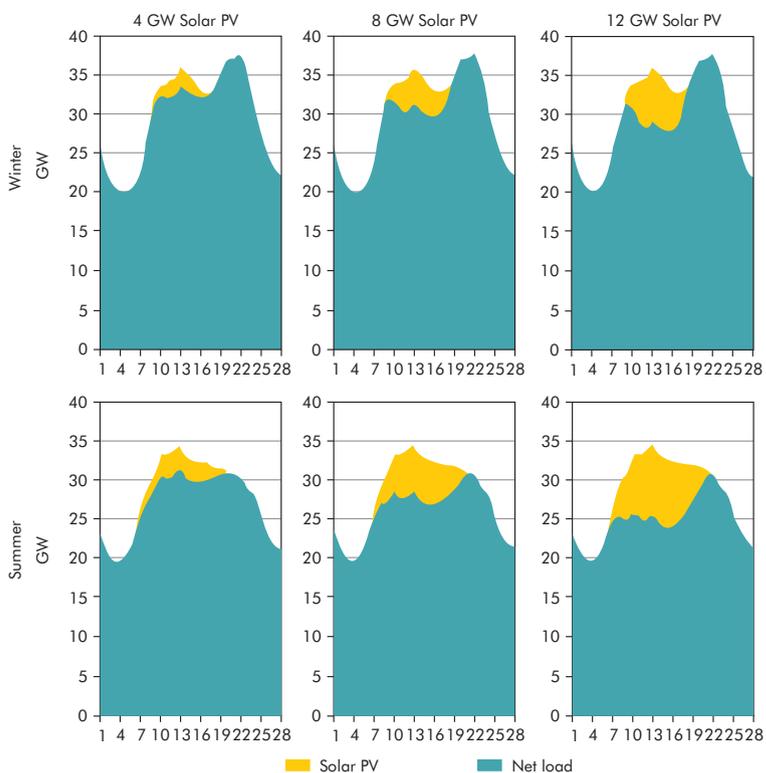


Fonte: Battle (2014).

Essa variabilidade pode ser reduzida por meio da agregação de fontes eólicas distribuídas em grandes áreas. Esse efeito é exemplificado na Figura 5.3, que compara a variabilidade da geração eólica agregada com a geração de cada parque eólico, individualmente considerado. No gráfico ao lado direito, a distribuição de frequência em azul mostra o efeito portfólio.

No caso da energia solar, a variabilidade se caracteriza por um padrão diário e sazonal, pois o pico de geração ocorre nas horas centrais do dia e no verão, respectivamente. Em sistemas com baixo nível de penetração da fonte solar, esse padrão apresenta alta correlação com as horas de alta demanda, em geral no verão, quando os picos são causados pelo uso de ar condicionado. Assim, a geração solar fotovoltaica reduz o pico de demanda líquida (demanda menos geração solar).

**Figura 5.4** Participação da fonte solar fotovoltaica no atendimento de ponta na Espanha



Fonte: Batlle (2014).

Na medida em que a penetração da fonte solar aumenta, o pico da demanda líquida se desloca para o período noturno, o que praticamente anula a participação dessa fonte no atendimento da ponta de carga. Isso pode ser visto na Figura 5.4, que mostra as demandas líquidas na Espanha, no verão e no inverno. No inverno, à medida que aumenta a participação da fonte solar, reduz-se a demanda líquida, pois não há sinergia entre o perfil da demanda e o dessa geração. Como na Europa o pico anual é no inverno, essa fonte não contribui no atendimento da ponta de carga do sistema.

Além de não contribuir no atendimento de ponta, a geração solar apresenta grande variação em breves intervalos, por efeito de nebulosidades e pela ausência de inércia térmica e mecânica em parques solares fotovoltaicos. Como no caso da fonte eólica, essa variabilidade pode ser mitigada pela distribuição espacial de parques solares. Por outro lado, a fonte solar é mais previsível do que a eólica, com o uso de satélites para monitorar a direção e velocidade de deslocamento de nebulosidades.

## **b) Análise dos impactos sobre o planejamento e operação do sistema**

Do ponto de vista da confiabilidade de suprimento, a análise de impactos envolve vários horizontes temporais, conforme NERC (2010). No intervalo de segundos ou minutos até o tempo real, a confiabilidade, em termos de segurança, depende fundamentalmente de sistemas de controle automáticos. Em horizontes de minutos a semana, cabe ao planejamento da operação garantir a segurança de suprimento em condições normais e sob contingências. Em horizontes mais longos, compete ao planejamento da expansão especificar as instalações de geração e transmissão necessárias para atender a demanda projetada com economicidade e confiabilidade, sob a ótica da adequação,<sup>25</sup> bem como prover os meios para que a operação ocorra de forma segura e econômica.

A penetração da geração intermitente afeta as decisões em todos os horizontes, no tempo e no espaço, uma vez que uma tecnologia de geração variável e parcialmente previsível, com custos variáveis nulos, será incorporada a um sistema no qual a geração e a demanda devem estar em equilíbrio dinâmico. No caso de altos níveis de penetração, as características globais do sistema podem ser significativamente afetadas.

<sup>25</sup> A análise de confiabilidade abrange aspectos de segurança, em curto prazo, e adequação, em longo prazo.

Como os processos de operação e planejamento são muito anteriores à entrada em operação de montantes significativos de geração intermitente, essas mudanças deverão ser consideradas e acomodadas nesses processos, incluindo aspectos como:

- políticas de gestão ativa da demanda;
- uso otimizado de tecnologias de armazenamento (baterias e hidrorreversíveis);
- aumento da flexibilidade do sistema pelo melhor uso das interligações e fontes flexíveis;
- mudanças regulatórias para permitir ajustes quase em tempo real na oferta de geração.

Em um cenário de alta penetração de fontes intermitentes, os impactos sobre os processos de planejamento podem ser resumidos como segue:

- planejamento da expansão: deverá especificar um portfólio de tecnologias de geração que viabilize termelétricas projetadas para suportar múltiplos ciclos operativos, que possam operar com menor fator de capacidade, sob um regime de custos marginais de operação e de preços no mercado de curto prazo calculados em intervalos horários ou inferiores;
- planejamento da operação: como a capacidade instalada, nesse horizonte, é conhecida, as decisões limitam-se a como operar o sistema e avaliar os impactos das fontes intermitentes sobre a programação da reserva, de modo a garantir a segurança do sistema;
- técnicas de previsão de geração eólica: embora venham evoluindo nos últimos anos, apenas previsões próximas do tempo real têm precisão, como aponta Xie (2011). Se o erro na previsão em até duas horas antes do tempo real varia de 5 a 7%, o desvio na previsão para o próximo dia pode chegar a 20%, segundo Milligan e outros (2009).

### **c) Requisitos adicionais de reserva operativa**

Uma questão crítica na operação de sistemas com grande participação de geração intermitente é a quantidade de reserva necessária para uma operação segura e eficiente. Isso implica um custo de operação mais

alto, pois um certo número de usinas tem que ser mantido em regime de reserva ao invés de ser usado na geração de eletricidade para o mercado. Esse aspecto deve ser considerado também no planejamento da expansão, pois o *mix* de geração deve contemplar tecnologias aptas a funcionar de modo econômico em regime de reserva, no momento em que o nível de penetração de tecnologias intermitentes assim o exigir.

A experiência internacional na análise da operação de parques eólicos mostra que as taxas de variação da geração eólica não justificam o tratamento dessa variabilidade como contingência. Tanto a incerteza na previsão como a variabilidade da geração eólica afetam os requisitos de reserva de modo pouco significativo, na maioria dos casos.

As reservas de resposta rápida devem responder a flutuações rápidas na geração eólica e solar. Como essas reservas são previstas, no planejamento da operação, para atender contingências e variações bruscas na demanda, o impacto da geração intermitente sobre os custos e montantes dessa reserva é, em geral, limitado. Em contraste, o impacto dos erros na previsão da geração eólica e solar sobre o despacho de unidades geradoras convencionais, em geral realizada em D-1 (no dia anterior), requer uma grande quantidade de geração flexível, com tempo de partida curto e/ou alta capacidade de rampa como, por exemplo, hidrelétricas e termelétricas a gás, para o acompanhamento de carga e atendimento aos requisitos de reserva. O montante dessa reserva é determinado em geral no dia do despacho (D), pois os erros na previsão de ventos, não obstante a evolução dos modelos de previsão, são ainda relativamente altos.

No planejamento do sistema, é necessário prever usinas flexíveis de baixo custo de geração, que permitam enfrentar situações de baixa geração renovável em períodos relativamente longos. Esse requisito significa que uma quantidade crescente de termelétricas terá que ser programada de forma obrigatória, o que limita a parcela de energia disponível para comercialização e, em consequência, a capacidade de gestão econômico-financeira dos geradores termelétricos.

Como grande parte da variação da carga líquida (carga menos geração intermitente) pode ser prevista, os requisitos de flexibilidade em geral superam os de reserva. O nível de reserva depende principalmente de erros de previsão, ao passo que a flexibilidade operativa deve considerar também a amplitude e frequência dos desvios na geração não controlável.

#### d) Desafios da implantação de fontes intermitentes no SIN

Em resposta aos desafios criados por fontes de geração intermitente, vem sendo considerado, em horizontes de médio e longo prazo, o uso de recursos energéticos não tradicionais, tais como sistemas de armazenamento (baterias e hidrelétricas reversíveis) e termelétricas flexíveis, com alta taxa de variação de carga para compensar variações bruscas da geração não controlável.

Em curto prazo, novos recursos vêm sendo desenvolvidos para compensar a gradativa redução da oferta de serviços de capacidade e flexibilidade. Dentre essas técnicas, citam-se a melhoria dos métodos de previsão da geração de fontes variáveis, o uso otimizado da transmissão e a programação da geração em intervalos mais reduzidos. O uso dessas técnicas busca reduzir as exigências e os custos de serviços de capacidade e flexibilidade, o que contribui também para mitigar parte dos custos de integração<sup>26</sup> de fontes não controláveis.

O custo de integração tem natureza sistêmica, sendo amplamente reconhecido na literatura técnica, mas ainda não está considerado nos métodos e modelos de planejamento em uso no setor elétrico. A quantificação desses custos requer a identificação e adequada valoração de serviços de capacidade e flexibilidade prestados pelas fontes controláveis (hidro e termelétricas), ainda não contemplados no planejamento da expansão nem precificados nos leilões de energia.

#### 5.2.2. Análise de capacidade do sistema

A avaliação de capacidade tem por objetivo verificar se um sistema existente ou planejado dispõe de recursos suficientes para atender à demanda, considerando a disponibilidade dos recursos ao longo do tempo. Na prática de planejamento, essa avaliação consiste em comparar o requisito de capacidade com a capacidade de geração instalada ou planejada, dimensionada para atender ao pico da curva de carga (*peak load*), mais uma margem de reserva.

<sup>26</sup> Assim designados os custos adicionais de O&M e de expansão do sistema, não precificados nos leilões de energia.

Em médio prazo, essa avaliação pode incluir a aplicação de critérios de confiabilidade em base probabilística, que delimitam o risco de não atendimento à demanda de energia (risco de *deficit*) e à demanda de potência (risco de interrupção). Em sistemas de base termelétrica ou, de modo geral, sistemas limitados em capacidade (SLC), prevalecem os critérios de confiabilidade de potência, pois a disponibilidade de capacidade assegura o suprimento de energia. Em sistemas de base hidrelétrica ou, em geral, sistemas limitados em energia (SLE), prevalecem os critérios de confiabilidade de energia, dada a suficiência e disponibilidade de capacidade instalada no sistema.<sup>27</sup> Em longo prazo, predomina a avaliação centrada na comparação da contribuição de capacidade de cada recurso com a demanda projetada, como discutido a seguir.

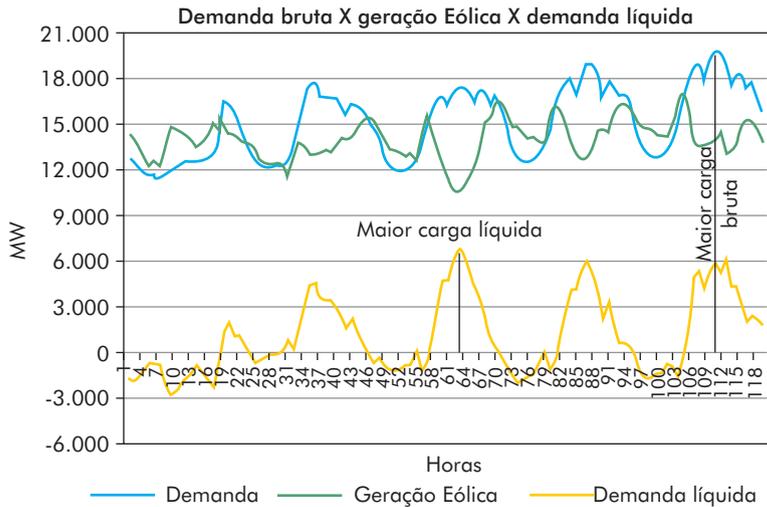
### **a) Demanda máxima e carga residual**

Na prática do planejamento, a análise de adequação da capacidade instalada de um sistema é feita comparando-se a contribuição das fontes com a projeção de demanda máxima. Se a soma das contribuições de potência das fontes subtraída da demanda máxima do sistema supera um nível de reserva pré-definido, considera-se que o sistema está adequado.

Aplicável sempre que as fontes sob análise são controláveis, esse critério também pode ser aplicado em sistemas com participação minoritária de fontes não controláveis, pois a reserva inclui também uma parcela de potência para atender variações de carga acima da demanda máxima projetada (ponta dentro da ponta), que pode ser usada em momentos de baixa geração de fontes não controláveis. Na medida em que a participação de fontes não controláveis aumenta, esse critério permanece válido, com uma ressalva: a máxima demanda de potência não é determinada, necessariamente, pela ponta de carga do sistema, como indica a Figura 5.5.

<sup>27</sup> Como o fator de capacidade médio de hidrelétricas é de 50%, a cada MWh de energia correspondem 2 MW de potência instalada.

**Figura 5.5** Demanda máxima e carga residual



Fonte: EPE (2018b).

Neste exemplo, há uma grande participação de geração eólica, que supre quase toda a demanda de energia do sistema, mas é insuficiente para atender à demanda de potência, em grande parte do período de observação (118 h). Isso significa que a carga líquida (diferença entre a carga bruta e a geração não controlável) a ser suprida pelas fontes controláveis tem um comportamento distinto da curva de carga “natural”, tanto em termos de montante como de horário de ocorrência, que podem variar de um dia para o outro, dependendo não só do ciclo de carga, mas também do regime de ventos. Essa constatação tem implicações metodológicas importantes, como analisado a seguir:

- necessidade de modelar a curva de carga com maior granularidade temporal, compatível com o espectro de fenômenos de interesse na análise de fontes não controláveis;
- necessidade de considerar a probabilidade de ocorrência da carga, incluindo possíveis mudanças de comportamento da demanda, causadas por hábitos de consumo ou induzidas pela penetração de recursos energéticos distribuídos em nível de distribuição;

- carga líquida: pode ser modelada probabilisticamente, considerando a oferta de fontes não controláveis e restrições de importação de energia, quando a geração local for insuficiente, e de exportação, quando a geração não controlável mais a parcela inflexível da controlável exceder a carga local; e
- planejamento integrado geração-transmissão: o uso da transmissão dependerá não só de ciclos de carga e hidrologia, já considerados nos modelos de planejamento, mas também de regimes eólicos e de radiação solar, quando a penetração dessas fontes for relevante.

### **b) Oferta de capacidade: fontes controláveis**

Atualmente, no SIN, prevalecem fontes e tecnologias controláveis, constituídas principalmente por usinas hidro e termelétricas. As tecnologias com maior grau de controlabilidade são as termelétricas flexíveis e as hidrelétricas com reservatório de regularização. A contribuição de capacidade hidrelétrica depende da disponibilidade hídrica e da taxa de indisponibilidade forçada e programada de unidades geradoras. Depende também de condicionantes socioambientais e de usos múltiplos da água, que podem afetar a disponibilidade hídrica. No caso de termelétricas despacháveis, a contribuição de capacidade é determinada pela disponibilidade física ou contratual de combustível e pelas taxas de indisponibilidade programada e forçada de unidades geradoras. No caso de termelétricas não despacháveis, como usinas movidas a biomassa de bagaço de cana, a oferta de capacidade está relacionada ao excedente de energia gerada, subproduto (cogeração) da produção de açúcar e etanol.

### **c) Oferta de capacidade: fontes não controláveis**

A contribuição de fontes não controláveis para a capacidade do sistema é dada pela redução que provocam na carga a ser atendida pelas fontes controláveis, para um dado nível de risco. Há duas formas de calcular essa contribuição, em função da especificação dos requisitos de demanda. Se essa especificação se basear na demanda de ponta original, a contribuição pode ser calculada pela geração esperada no horário de ponta, com determinado nível de confiança. Se essa especificação tiver como base a carga líquida, a contribuição de fontes não controláveis pode ser estimada pela diferença entre a carga bruta e a líquida, para um determinado nível de confiança.

#### **d) Oferta de capacidade: tecnologias de armazenamento**

Embora normalmente associadas a recursos de flexibilidade, as tecnologias de armazenamento, tais como baterias e hidrelétricas reversíveis, podem também ofertar capacidade. No cálculo dessa oferta, deve ser considerada não só a potência disponibilizada pelo recurso, mas também a energia consumida e a entregue, incluindo perdas de conversão. Em termos conceituais, esse cálculo é similar ao da contribuição de hidrelétricas com reservatórios para o atendimento de requisitos de capacidade. Uma vez avaliados e incluídos na oferta de capacidade, os sistemas de armazenamento funcionam como fontes controláveis.

#### **e) Metodologia de análise de capacidade**

A metodologia em uso na análise de capacidade (EPE, 2018b) segue o critério de atendimento à demanda máxima. Essa análise visa verificar se o sistema atende à demanda de potência, ao longo do tempo, sem levar em conta o tempo de uso de cada recurso no suprimento de energia, a taxa de tomada de carga e outros parâmetros relevantes na análise de flexibilidade, ou seja, obedece à lógica de fraco ou nulo acoplamento temporal, em escala inframensal, no planejamento da operação. Essa lógica, embora válida sob a premissa de pequena participação de fontes não controláveis e alta capacidade de reserva hídrica no SIN, deverá evoluir, na medida em que essa premissa perca validade, para uma análise integrada de capacidade e flexibilidade, pois a operação do sistema é afetada pela decisão de expansão, que influi na capacidade firme do sistema e repercute na decisão de expansão e, em decorrência, na própria política de operação. Há, portanto, umnexo causal a ser considerado no planejamento da expansão, que deverá englobar tanto os aspectos de capacidade como os de flexibilidade, tratados a seguir.

### **5.2.3. Análise de flexibilidade**

O conceito de flexibilidade é um tema recorrente na metodologia de planejamento do setor elétrico, desde sua formulação, nos anos 1980, como apresentado por Cigre (1991). Esse desenvolvimento foi motivado, na ocasião, pela constatação de que os modelos então em uso eram insuficientes ou mesmo inadequados para tratar as crescentes incertezas no planeja-

mento da expansão do sistema, no Brasil e no exterior, em particular as relacionadas à evolução do consumo, aos requisitos ambientais e às inovações tecnológicas.<sup>28</sup> De modo geral, essas incertezas afastam a expansão realizada da prevista no planejamento da expansão. Em resposta a essas discrepâncias, emergiram dois conceitos, na abordagem designada “Planejamento sob Incerteza”: robustez e flexibilidade.

Na linha que primava por planejar sistemas “robustos”, era preservada a lógica de planejamento tradicional, porém, incorporando reforços (em geral de transmissão) adicionais aos planejados, considerando que a assimetria entre custos de ociosidade (menores) e de *deficit* (maiores) justificaria investimentos eventualmente ociosos (devido, p. ex., a um crescimento da demanda inferior ao projetado), em prol da redução no risco de *deficit*.

Na linha de flexibilidade, o objetivo era definir não mais um plano de expansão (robusto), mas, sim, uma estratégia de expansão (flexível), priorizando projetos com prazo de construção mais curtos e o uso de novas tecnologias (eletrônica de potência, p. ex.), em detrimento de grandes empreendimentos de geração e transmissão, predominantes nos planos robustos. Em resumo, optava-se por sacrificar, em parte, as economias de escala, em favor de ganhos na flexibilidade de expansão, com melhores condições de adaptação às incertezas emergentes. Na esteira desse avanço metodológico, que representou, na época, uma quebra de paradigma de planejamento, foram desenvolvidas várias ferramentas computacionais, no Brasil e no exterior.

Em longo prazo, o gerenciamento da carga, por meio de sinais de preço ou desligamento de cargas interruptíveis, com respaldo contratual, é considerado o mais importante recurso de flexibilidade. Para a efetiva implantação desse recurso, a resposta da demanda deve ser avaliada economicamente, juntamente com as demais fontes de flexibilidade, no planejamento da expansão e da operação.

As tecnologias de armazenamento, de forma isolada ou em conjunto com outros recursos, também constituem importante fonte de flexibilidade. O papel dessas tecnologias é armazenar a geração não controlá-

<sup>28</sup> Principalmente as atreladas às tecnologias de controle de fluxo de potência por meio de eletrônica de potência.

vel excedente (eólica, solar ou hidrelétrica), que, de outra forma, seria perdida, para uso em momentos de alta demanda residual, ampliando o elenco de recursos controláveis à disposição do operador.

Na análise de flexibilidade, a correta avaliação da contribuição de fontes não controláveis requer um tratamento probabilístico, levando em conta a correlação da geração não controlável com a carga e a geração controlável. Assim, sinergias poderão ser identificadas e quantificadas, o que permitirá reduzir a necessidade de fontes de flexibilidade adicionais.

A questão da flexibilidade tem implicações ainda em curto e médio prazo, como analisado a seguir.

### **a) Análise de flexibilidade: curto e médio prazo**

Em contraste com a análise de capacidade, que dispõe atualmente de amplo ferramental teórico e computacional<sup>29</sup> para sua quantificação e valoração econômica, a análise de flexibilidade em horizontes de curto e médio prazo carece ainda de um embasamento teórico consolidado. Essa carência reflete na ausência de indicadores de flexibilidade de uso universal e compatíveis com a análise sistêmica e a análise multicritério.<sup>30</sup> Para superar essa limitação e viabilizar a inserção desse atributo na análise sistêmica, discute-se, a seguir, a análise de flexibilidade em dois níveis de discretização temporal: mensal e horário.

A análise em base mensal é congruente com as práticas atuais de planejamento energético no Brasil, uma vez que a alocação estratégica de recursos hídricos é realizada em intervalos mensais. A análise em base horária (ou sub-horária) é consistente com as práticas operativas, notadamente na programação da geração, pois os comandos de despacho ocorrem em intervalos de 30 minutos.<sup>31</sup> Em intervalos menores, o atendimento a variações de carga e geração é objeto da reserva operativa.

<sup>29</sup> Baseado na teoria da confiabilidade sob enfoque probabilístico aplicada a sistemas de potência.

<sup>30</sup> A análise sistêmica define o objeto de estudo, suas variáveis e as relações entre as partes envolvidas, definindo um sistema. A análise multicritério é uma análise comparativa entre diferentes cenários, utilizando, ao mesmo tempo, diversos critérios na análise de uma situação complexa.

<sup>31</sup> Desde 16 de abril de 2018, o ONS usa o modelo DESSEM no cálculo do CMO e no despacho em intervalos semi-horários, no processo denominado “operação sombra”. Neste mesmo processo, a CCEE vem calculando o PLD em intervalos horários.

Nesses intervalos menores de 30 minutos, o atributo de flexibilidade está relacionado à possibilidade de modular a geração controlável para atender a variações na demanda do sistema, causadas por variações de oferta e/ou da própria demanda. Sob esse aspecto, a contribuição das fontes para a flexibilidade do sistema está relacionada não só à controlabilidade (o operador pode decidir quanto a fonte deve gerar em cada intervalo), mas também à máxima variação de potência admissível em um intervalo pré-especificado (capacidade de rampa), determinada pela taxa de tomada (ou redução) de carga. Está relacionada também ao tempo de partida a frio, ao mínimo tempo de permanência num dado patamar de potência e ainda, no caso de hidrelétricas, às faixas de operação proibida (em geral, para evitar cavitação). Esses vários aspectos, típicos de cada tecnologia, determinam a contribuição de cada fonte para a flexibilidade do sistema.

Isto significa que há um forte componente tecnológico na determinação da flexibilidade, o que deve ser considerado na avaliação desse atributo. Significa também que a análise de flexibilidade tem uma característica intertemporal, que requer um tratamento adequado, em termos da formulação analítica dos modelos de avaliação de flexibilidade. Em resumo, não basta reduzir o intervalo de análise, mas também estabelecer relações intertemporais entre as decisões de despacho horário e infra-horário. Isso explica por que nem todas as tecnologias contribuem para atender aos requisitos de flexibilidade, como ocorre com a análise de capacidade.

Outro aspecto importante é que os requisitos de flexibilidade do sistema devem ser determinados por meio de modelos que capturem o comportamento cronológico de carga e geração, pois mesmo fontes não controláveis podem reduzir esses requisitos. Isso ocorre, por exemplo, quando as rampas de carga coincidem com rampas de geração não controlável. Outra forma de contribuição de fontes não controláveis para a oferta de flexibilidade se dá na presença de recursos de armazenamento, como baterias e hidrelétricas com reservatório, que promovem a modulação necessária da energia gerada por fontes não controláveis. Em ambos os casos, essas fontes podem reduzir a necessidade de capacidade adicional de tecnologias flexíveis para atender aos requisitos de flexibilidade do sistema. Como corolário dessas constatações, infere-se que a análise de flexibilidade das fontes tem caráter sistêmico, pois a análise de flexibilidade de tecnologias de geração, isoladamente consideradas, tende a

subestimar a contribuição potencial dessas tecnologias para a flexibilidade do sistema. Nesse contexto, examinam-se a seguir as peculiaridades da análise de flexibilidade em escalas de tempo mensal e horária.

### **b) Oferta de flexibilidade: escala mensal**

Nesse intervalo de discretização, o objetivo da análise de flexibilidade é avaliar o potencial e os meios à disposição do operador do sistema para realizar a alocação intertemporal dos recursos energéticos, em particular os hidrelétricos, ao longo do ano, com vistas a otimizar o custo de geração do sistema. O potencial de flexibilidade, nessa escala de tempo, depende não só das características técnicas das fontes, mas também da capacidade de transferência de energia entre subsistemas, da infraestrutura e das relações contratuais relacionadas ao fornecimento de combustível para as fontes termelétricas.

Dada a predominância hidrelétrica no SIN, a principal fonte de flexibilidade, em escala mensal, são as hidrelétricas com reservatórios, que permitem reservar o excesso de vazão no período úmido e usá-la em períodos secos. O grau de flexibilidade desse recurso é função do regime hidrológico e da capacidade de armazenamento em cada bacia. Hidrelétricas a fio d'água não oferecem flexibilidade em nível mensal, exceto quando a jusante de outras hidrelétricas com reservatórios. Em ambos os casos, um fator relevante para a flexibilidade hidrelétrica são as restrições de vazão mínima, de volume de espera, de volume máximo e mínimo operativos, entre outros, que limitam a capacidade do operador gerenciar o uso dos recursos hídricos em prol da flexibilidade operacional do sistema.

Termelétricas convencionais também são importantes provedoras de flexibilidade em escala mensal, dependendo das condições logísticas e contratuais de suprimento de combustível. A flexibilidade termelétrica é tanto maior quanto menos restritivos forem os condicionantes contratuais (cláusulas *take-or-pay*, p. ex.), admitindo-se a disponibilidade de combustível e de infraestrutura. Ao forçar a geração térmica em períodos favoráveis de vazões e/ou de vento, essas cláusulas levam o operador a reduzir a geração hidrelétrica e/ou a eólica, com menores custos variáveis. Por outro lado, essas cláusulas estão, em geral, associadas à redução do preço do combustível, o que favorece a redução dos custos totais de geração.

Em termelétricas a biomassa, em particular as movidas a bagaço de cana, a flexibilidade tem caráter sazonal, dependendo da disponibili-

dade de biomassa que, por sua vez, está associada a processos de produção de, por exemplo, açúcar e álcool. Nesses casos e no de termelétricas convencionais, a flexibilidade está vinculada a cláusulas contratuais, que podem ser negociadas, com os devidos ajustes regulatórios e compensações financeiras, quando o sistema necessitar de maior flexibilidade em base mensal.

Fontes não controláveis, por definição, não ofertam flexibilidade, a menos que haja correlação positiva entre padrões de geração e de carga. Nesse caso, dentro de intervalos de confiança pré-estabelecidos, pode ser construída uma matriz de correlação, definindo a oferta de flexibilidade de cada fonte não controlável, sem colocar em risco a confiabilidade do sistema e reduzindo os requisitos de flexibilidade a serem atendidos por fontes controláveis, com custos (CAPEX e OPEX), em geral, maiores.

### **c) Oferta de flexibilidade: escala horária**

A flexibilidade em escala horária diz respeito à capacidade de resposta do sistema em escala de tempo superior à dos comandos de operação.<sup>32</sup> Nessa escala, inclui-se tanto o acionamento de geradores não sincronizados para atender a variações de carga e/ou de geração não controlável como o envio de comandos para aumentar ou reduzir a potência de geradores sincronizados. Nas duas situações, os comandos resultam da programação de operação de curto prazo e/ou do despacho econômico em tempo real, que forma o custo marginal de operação (CMO). Assim, o principal critério para avaliar a flexibilidade horária é o tempo para entrada ou saída em operação, no caso de um gerador não sincronizado, ou o tempo de resposta para incrementar ou reduzir a potência, no caso de um gerador sincronizado, sempre em resposta a um comando de operação que tem reflexo no CMO.

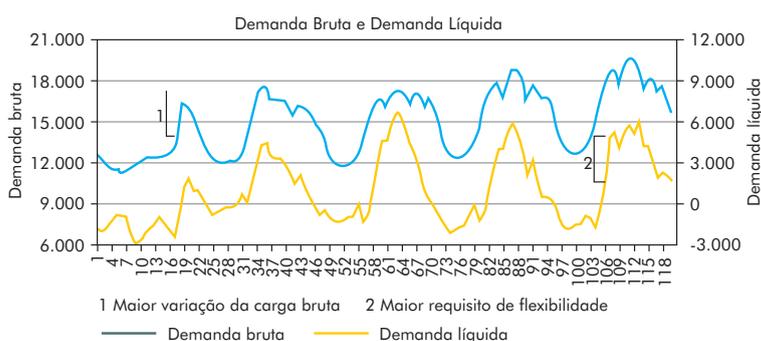
O requisito de flexibilidade pode ser definido como a maior variação de carga residual (carga menos geração não controlável) entre intervalos horários. A oferta de flexibilidade é composta por fontes com tempo de resposta não superior a uma hora, como ilustrado na Figura 5.6.

Embora isoladamente as fontes não controláveis não contribuam para a oferta de flexibilidade, a agregação dessas fontes entre si ou com fontes

<sup>32</sup> Esse critério exclui desta análise a reserva operativa do sistema, também associada à flexibilidade, tratada mais adiante.

controláveis negativamente correlacionadas, ou ainda com curvas de carga positivamente correlacionadas, pode resultar em uma oferta de potência estável, reduzindo a variabilidade da carga residual. É o caso, por exemplo, de hidrelétricas sem reservatório de regularização mensal (incluindo as PCHs) com reservatórios de regularização mensal ou sazonal a montante. Nessa condição, essas fontes podem contribuir para a oferta de flexibilidade, modulando a geração para atender a carga residual, ressalvado o caso de hidrelétricas com restrições sobre a taxa de variação de defluência, que podem reduzir significativamente a oferta de flexibilidade horária.

**Figura 5.6** Requisito de flexibilidade em intervalos horários



Fonte: EPE (2018b).

A oferta de flexibilidade de termelétricas é função de características técnicas de cada tecnologia. Em particular, a taxa de tomada de carga<sup>33</sup> é a característica técnica que mais influencia a capacidade de resposta, diante de variações na carga residual. Essa característica depende não apenas da tecnologia, mas também do estado do gerador no momento do comando de despacho. Há tecnologias que têm resposta rápida mesmo em partidas a frio, o que permite atender a variações inesperadas da carga residual. A contribuição de tecnologias que exigem partida a quente, cujo acionamento deve ser previsto com antecedência, é limitada pelo grau de previsibilidade da variação de carga residual. Outra característica relevante

<sup>33</sup> Taxa de variação da geração no intervalo entre o comando de despacho e sua capacidade nominal.

para determinar o grau de flexibilidade de uma termelétrica é o tempo mínimo de operação, uma vez atingida a potência desejada. Se a carga residual cair antes do tempo mínimo ser atingido, será necessário reduzir a potência de outras fontes, mesmo aquelas com custo variável menor. Isso mostra a assimetria da flexibilidade termelétrica, ou seja, fontes flexíveis quando a carga residual sobe, mas não quando desce. Outras características, tais como o número máximo de partidas e/ou paradas, em um dado período, podem também reduzir a oferta de flexibilidade termelétrica, sem que isso afete sua oferta de capacidade.

#### **d) Oferta de flexibilidade: escala sub-horária**

Nessa escala de tempo, a oferta de flexibilidade ocorre por meio da reserva operativa, que visa atender a variações de carga e de geração entre comandos de despacho. Essa reserva é, em geral, dimensionada para cobrir erros de previsão de carga, saídas forçadas de geradores e de linhas de transmissão, bem como cobrir diferenças entre a demanda instantânea e a integralizada. A penetração de fontes não controláveis também afeta o requisito de reserva, pois o tempo de tomada de carga dessas fontes é inferior ao tempo de resposta do operador. Assim, a reserva deverá cobrir também as incertezas de curto prazo da geração não controlável, juntamente com os erros de previsão de recursos, que podem ser significativos em relação à própria incerteza do recurso. O requisito de reserva pode ser calculado por meio de métodos determinísticos ou probabilísticos. Métodos determinísticos são de fácil aplicação e compreensão, mas não levam em conta, explicitamente, as incertezas nas projeções de carga e da geração não controlável, além de falhas de equipamentos e outros riscos, limitação esta que pode ser superada pelos métodos probabilísticos.

Atualmente, a reserva primária, um dos componentes da reserva operativa, é alocada em todos os geradores do SIN. A reserva secundária, outro componente da reserva operativa, que constitui a maior parte da reserva sincronizada, é alocada nas hidrelétricas. Em longo prazo, outras fontes, tais como as tecnologias de armazenamento (baterias, p. ex.) e termelétricas com capacidade de resposta rápida, sem restrições de ciclagem, poderão prestar esses serviços.

Outra mudança em curso é o conceito da reserva operativa, que deverá incluir, além de uma parcela de reserva de contingência, adequada aos sistemas com grandes unidades geradoras, o conceito de reserva de

rampa, adequado à nova estrutura do SIN, com participação crescente de fontes de menor porte, espacialmente distribuídas. Esses conceitos, embora similares, exibem diferenças importantes. A reserva de contingência é constituída por capacidade geradora *standby* e/ou cargas interruptíveis, em quantidade suficiente para suprir a carga, no caso de falha de geradores ou saída forçada de linhas de transmissão. Como essa reserva não é acionada com frequência, o custo de mantê-la supera o custo de resposta, o que indica o uso de tecnologias de geração com baixo custo fixo e alto custo variável para suprir esse tipo de reserva.

O conceito de *reserva de rampa* é similar ao de reserva de contingência, no sentido de ser um recurso de uso eventual e de ter custos *standby* maiores do que os de resposta. Diferem, porém, nos requisitos de rampa e na duração de cada tipo de evento. A reserva de contingência é acionada no caso de, por exemplo, uma falha de geração, quando um grande montante de potência é removido de modo quase instantâneo. No caso da reserva de rampa, isso em geral não ocorre, pois variações de geração eólica ou solar, graças ao efeito portfólio, demandam um certo tempo para reduzir a oferta de potência em montantes significativos. Além disso, como variações em escala sub-horária são previsíveis, com certo grau de precisão, é possível alocar recursos de menor custo na reserva de rampa, em comparação com os recursos em geral mais caros alocados na reserva de contingência.

#### 5.2.4. Capacidade e flexibilidade: análise integrada

No item 5.2.2, apontou-se a necessidade de uma análise integrada de capacidade e flexibilidade, dado o nexos causal entre estudos energéticos, que buscam minimizar o custo de expansão para atender à demanda de energia, a análise de capacidade, que visa determinar a capacidade instalada adicional para atender à demanda de potência e, mais recentemente, a análise de flexibilidade, que visa identificar, quantificar e qualificar os recursos necessários para atender às variações de carga e da geração não controlável (eólica e solar, principalmente).

Na prática atual de planejamento, os estudos energéticos, baseados na otimização hidrotérmica do sistema, em um cenário de evolução da

demanda de energia, precedem os estudos de capacidade, que verificam a necessidade de capacidade adicional para atender à demanda de potência, com base nas metas de geração determinadas pelos estudos energéticos. Caso a demanda de potência não seja atendida, em algum mês do horizonte de planejamento, são especificadas, em caráter indicativo, as fontes necessárias para complementar a oferta de geração, de modo a atender a valores médios e máximos da curva de carga projetada do SIN, ao longo do horizonte de planejamento.

Em ambos os tipos de estudo, adotam-se métodos e modelos com discretização mensal, nos quais a carga é representada por uma curva de permanência em três patamares (pesada, média e leve). Nessa representação, adequada às atuais características do SIN, não é considerada a sequência cronológica de demandas horárias, o que exclui a possibilidade de usar esses modelos para analisar os efeitos de variações de oferta e demanda em intervalos horários, essenciais para a análise de flexibilidade.

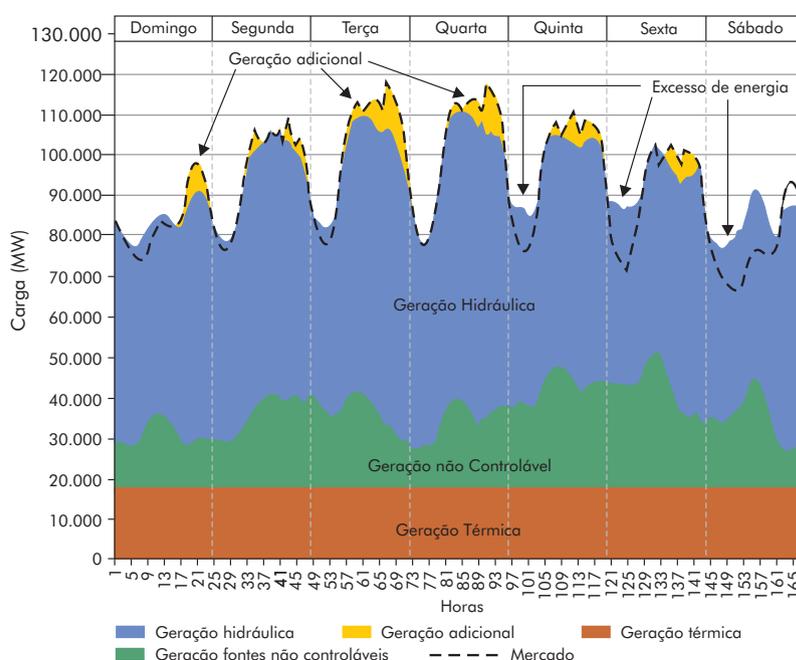
Esse aspecto é evidenciado na Figura 5.7, que apresenta as metas horárias de geração calculadas com os modelos em uso no planejamento, que consideram as fontes não controláveis com base em valores de geração médios mensais. Essa representação simplificada dessas fontes implica insuficiência de geração controlável para atender aos picos de carga (em amarelo) e excesso de geração controlável nos vales de carga. Isso decorre das variações de geração não controlável em intervalos horários e sub-horários, não capturadas por modelos em base mensal.

Para superar essa limitação, será necessário ampliar a granularidade dos modelos de planejamento, o que aumentará significativamente a complexidade computacional desses modelos, em favor de uma quantificação mais acurada de custos e benefícios de integração de fontes não controláveis no SIN. Essa nova modelagem demandará extenso período de desenvolvimento, testes e validação, dados os potenciais impactos regulatórios e comerciais desse avanço metodológico. Outro aspecto importante, nessa questão, é a necessária ampliação de bases de dados para alimentar os modelos em base horária.

Torna-se necessário, assim, implementar em etapas as análises de capacidade e de flexibilidade, até que estejam disponíveis modelos e bases de dados com discretização horária. Essa forma de implementação permitirá que se continue usando os modelos atuais, com discretização mensal,

complementados por análise de flexibilidade *ad hoc* e posterior compatibilização dos resultados das análises. Esse processo de realimentação é típico de estudos de planejamento e conta com o apoio de cadeias de modelos hierarquizados, desde modelos em nível estratégico, com baixa resolução temporal e alta agregação espacial, até modelos em nível operacional, com alta resolução temporal e baixa agregação espacial. Nestes enquadram-se a análise de flexibilidade e o dimensionamento da reserva operativa, notadamente a parcela de reserva de rampa.

**Figura 5.7** Metas mensais e perfis horários com fontes não controláveis

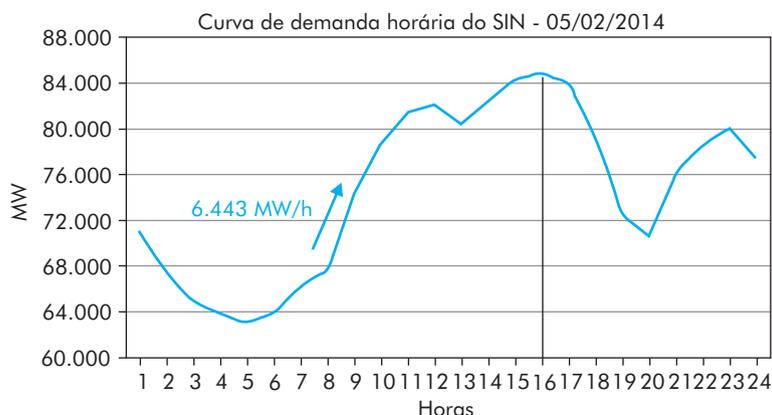


Fonte: EPE (2018b).

Na compatibilização dos resultados das análises de capacidade e flexibilidade, deve-se levar em conta que o atendimento à demanda máxima não garante flexibilidade e reciprocamente, pois eventos de alta demanda de potência e de grande variação de carga (total ou residual) raramente ocorrem no mesmo horário. Esse fato é corroborado pelo ocorrido em 5 de fevereiro de 2014, às 15h41, quando se registrou a máxima demanda

horária (85.708 MW), em todo o histórico do SIN. Nessa data, a maior variação de carga horária (6.443 MW/h) ocorreu no período de 08:00h – 09:00h, como mostrado na Figura 5.8 (EPE, 2018 b).

**Figura 5.8** Curva de carga horária do SIN



Fonte: EPE (2018b).

A segmentação analítica não impede, no entanto, que problemas identificados na etapa de análise de capacidade possam ser mitigados, em parte ou completamente, por recursos de flexibilidade, pois mesmo fontes de flexibilidade podem contribuir para a oferta de capacidade. Simetricamente, problemas de flexibilidade podem ser mitigados por recursos de capacidade. Isso ocorre, por exemplo, com fontes termelétricas de partida rápida e tecnologias de armazenamento. Estas últimas se aplicam se o sistema dispõe de recursos energéticos para atender à demanda média mensal e de recursos de flexibilidade para atender às variações da carga residual, mas não tem a capacidade necessária para atender à demanda máxima mensal. Com o balanço mensal atendido, um *deficit* de potência sinaliza a existência de excedentes de energia, que pode ser armazenada para suprir esses *deficit*.

Um ponto de atenção, na otimização conjunta de recursos de capacidade e de flexibilidade, é que nem todas as fontes controláveis oferecem flexibilidade, como é o caso, por exemplo, de termelétricas com baixa taxa de tomada de carga e termelétricas com cláusulas de despacho mínimo (*take or pay*).

Uma vez especificados os recursos à disposição do planejamento da expansão, o processo de decisão segue as etapas clássicas: diagnóstico do sistema, para identificar os requisitos de capacidade e flexibilidade, formulação e comparação econômica de alternativas de expansão. Na formulação e comparação econômica, devem ser ponderados os custos fixos e variáveis de cada alternativa, em face da respectiva contribuição para a oferta de capacidade e flexibilidade, de modo a minimizar os custos de expansão do sistema. Na etapa de formulação de alternativas, deve-se considerar ainda que alternativas com maior grau de flexibilidade podem encarecer a operação do sistema, pois incertezas de despacho incentivam os geradores a declarar altos valores de CVU. Por outro lado, alternativas com menor grau de flexibilidade incentivam os geradores a declarar menores valores de CVU, o que leva a despachos mais frequentes (muitas vezes na base) de termelétricas flexíveis, aumentando a energia vertida em fontes hidrelétricas e eólicas e encarecendo, sobretudo, o custo de operação do sistema.

# 6

## Indicadores de Competitividade das Fontes de Energia

O planejamento da geração tem como objetivo o atendimento de uma demanda a partir de um plano de expansão, que busca minimizar o custo total de investimento e de operação do sistema, atendendo a requisitos de confiabilidade e a critérios de economicidade. Assim sendo, o agente planejador tem o desafio de conciliar dois objetivos conflitantes: a modicidade tarifária e a confiabilidade de suprimento, considerados os pilares do atual modelo regulatório. O planejador formula alternativas de expansão. Para cada uma delas, são calculados os custos de operação e manutenção (O&M) do empreendimento, os custos de *deficit* de energia (CD) e os custos de interrupção (CI), com o apoio de modelos de simulação da operação e de análise de confiabilidade.

Este capítulo aborda os indicadores de desempenho, além dos técnico-econômicos, importantes ferramentas nos estudos de planejamento, e dos econômico-financeiros, que auxiliam os agentes de mercado a definir os investimentos a serem realizados no sistema de geração.

## 6.1. Análise Conceitual de Indicadores de Competitividade

O nível de confiabilidade, uma variável de decisão no planejamento da expansão, constitui um importante indicador de desempenho do sistema, no planejamento da operação. A comparação do nível de confiabilidade observado na operação (real ou simulada) com o nível de referência orienta a tomada de decisões de operação e/ou de investimento, que buscam adequar o nível de confiabilidade observado ao nível de confiabilidade almejado pela sociedade.<sup>34</sup> O mesmo raciocínio se aplica a outros indicadores de desempenho, técnicos, econômicos e financeiros. O papel desses indicadores, na esfera de planejamento, é informar ao decisor o estado ou condição do sistema ou projeto de investimento, como parte integrante de um processo de tomada de decisão, que pode ser modelado como um ciclo de *feedback*.

Nesse processo, os decisores comparam os indicadores de estado com valores de referência e tomam decisões, as quais deflagram ações que alteram o estado do sistema. O novo estado do sistema é capturado pelos indicadores, realimentando o processo de decisão. Caso ainda haja discrepâncias entre o estado percebido e o desejado, novas decisões são tomadas para trazer o sistema ao estado desejado. Esse processo de *feedback* é aplicável, com as devidas adequações, tanto ao processo de planejamento como às decisões de investimento em geração.

Abordam-se, a seguir, tomando como referência esse modelo conceitual, a natureza e o papel dos indicadores no processo de planejamento de expansão da geração e no processo de decisão de investimento em projetos de geração. Analisa-se também a convergência desses processos, na etapa de licitação e de implementação dos projetos de geração, e os indicadores relacionados.

<sup>34</sup> Pré-especificado ou pós-determinado como aquele que minimiza o custo total de suprimento de energia elétrica.

### 6.1.1. Indicadores técnico-econômicos e o planejamento da expansão do sistema

No planejamento do sistema elétrico, os processos de tomada de decisão são classificados em determinístico, probabilístico e sob condições de incerteza. No determinístico, há uma visão clara dos fatores que determinam a trajetória futura do sistema, e a tomada de decisão se dá no planejamento de curto prazo. Como exemplo, a programação da operação, na qual a expansão do sistema é definida a priori e as condições são conhecidas. No probabilístico, há um conjunto finito de possíveis cenários futuros, dos quais apenas um se realizará. Neste, a tomada de decisão se dá no médio prazo, como, por exemplo, o planejamento mensal da operação, no que diz respeito à hidrologia. No processo sob condições de incerteza, há possíveis cenários futuros, mas nenhuma probabilidade objetiva pode ser atribuída a cada cenário, e a tomada de decisão se dá no longo prazo.

O planejamento da expansão da geração de energia elétrica é um processo de tomada de decisão sob condições de incerteza e está estruturado em duas vertentes: cronológica e não cronológica. Na vertente cronológica, além de indicadores de confiabilidade,<sup>35</sup> que já integram a metodologia de planejamento do setor elétrico, encontram-se os indicadores usados para selecionar alternativas tecnológicas, em horizonte de longo prazo (PNE), e para comparar planos de expansão, em médio prazo (PDE). Destaca-se, nesse papel, o indicador de custo nivelado de energia (LCOE) e o de valor anual equivalente (VAE), definidos a seguir, conforme publicação da EIA (2013). No Projeto SINAPSE, também foi adotado, como indicador técnico-econômico adequado à análise multicritério, o custo evitado nivelado de energia, o LACE (*Levelized Avoided Cost of Energy*).

<sup>35</sup> Os indicadores de confiabilidade demonstram a qualidade de suprimento de energia por meio do monitoramento das interrupções de rede e são importantes no planejamento e na operação do sistema elétrico. São indicadores de confiabilidade o custo de *deficit* de energia (CD) e o custo de interrupção (CI). Parâmetro utilizado em todo o planejamento do setor elétrico brasileiro, o CD é uma estimativa de valor econômico que deve refletir, na prática, quanto custa para a sociedade a escassez da oferta de energia elétrica. Ferramenta importante no planejamento de investimentos no setor, o CI representa o prejuízo, para os consumidores, de uma interrupção do fornecimento de energia elétrica, sem aviso prévio.

Na vertente não cronológica, estão os estudos de apoio, em que se inserem os estudos de critérios, métodos e modelos de planejamento da expansão, estudos relacionados à evolução tecnológica e seus impactos sobre a expansão, além dos estudos de inventário e viabilidade.<sup>36</sup> Os estudos de critérios, métodos e modelos de planejamento da operação também se encontram na vertente não cronológica, da mesma forma que os estudos de desempenho do sistema e de séries temporais, principalmente as hidrológicas e, mais recentemente, as eólicas e solares.

### a) Custo Nivelado de Energia (LCOE)

O custo nivelado de energia (*Levelized Cost of Energy* – LCOE) é obtido pela relação entre despesas totais ao longo da vida útil de um projeto, incluindo o investimento inicial e a energia gerada em cada período, como indicado na equação a seguir. No processo de decisão, o empreendimento com menor LCOE é o selecionado.

$$LCOE = \frac{INV + \sum_{t=1}^T \frac{C_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{E_t}{(1+i)^t}}$$

Onde:

$INV$  = investimento inicial;

$C_t$  = custo incorrido no período  $t$ ;

$E_t$  = energia gerada no período  $t$ ;

$t$  = período de tempo;

$T$  = período final;

$i$  = taxa de desconto

<sup>36</sup> Atualmente, há a concentração de estudos socioambientais na vertente não cronológica, em especial, os estudos de inventário e viabilidade. Há vasta literatura técnica e larga experiência prática no que diz respeito à aplicação de indicadores socioambientais em estudos de dimensionamento, licenciamento e implementação de projetos de geração em geral e de hidrelétricas, particularmente.

## b) Valor Anual Equivalente (VAE)

O valor anual equivalente é usado para comparação de projetos com distintas vidas úteis. O VAE, apresentado na equação a seguir, representa a distribuição uniforme do valor presente líquido (VPL) ao longo do ciclo de vida do investimento. No processo de decisão, será mais atrativo o projeto que apresentar o maior VAE.

$$VAE = \frac{(VPL \cdot i)}{1 - (1 + i)^{-t}}$$

Onde:

$VPL$  = Valor Presente Líquido

$t$  = período de tempo;

$i$  = taxa de desconto.

## c) Custo Evitado Nivelado de Energia (LACE, *Levelized Avoided Cost of Energy*)

O LACE representa o custo evitado, expresso em valores monetários por unidade de energia, pela implementação de uma nova usina ou tecnologia. É composto por uma parcela de energia e outra de capacidade. A parcela de energia indica o quanto uma usina ou tecnologia contribui para a oferta e para a confiabilidade de suprimento de energia. A parcela de capacidade indica a contribuição da tecnologia ou usina para a oferta e a segurança do suprimento de potência.

Conceitualmente, esse indicador fornece uma medida do custo incorrido no sistema para gerar a eletricidade que seria substituída por um novo projeto ou uma nova tecnologia. O custo evitado representa, portanto, um *proxy* para o benefício econômico integralizado ao longo da vida útil de um projeto, dividido pela geração anual média do projeto.

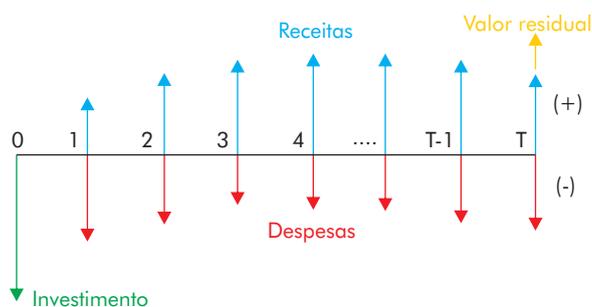
O LACE, comparado com o LCOE, indica se o valor do projeto excede ou não o seu custo, quando há várias tecnologias candidatas à expansão. Assim, o uso conjunto do LCOE e do LACE propicia uma melhor avaliação da competitividade econômica de um projeto ou tecnologia, em relação ao uso de qualquer medida isoladamente considerada.<sup>37</sup>

<sup>37</sup> Um exemplo ilustrativo de análise multicritério de competitividade de fontes, com uso da técnica DEA (*Data Envelopment Analysis*) é apresentado no Apêndice C.

## 6.1.2. Indicadores econômico-financeiros e o processo de decisão de investimento

Em mercados de energia competitivos, as decisões de investimento em infraestrutura são tomadas com base em indicadores econômico-financeiros, que definem a atratividade do projeto para os investidores e sua competitividade diante de projetos alternativos. Tais indicadores são o VPL, a taxa interna de retorno (TIR), o *Payback* Descontado (PBD) e o Índice de Lucratividade (IL), especificados a seguir. Esses indicadores são derivados, de modo geral, do fluxo de caixa do projeto de investimento, representado na Figura 6.1.

**Figura 6.1** Fluxo de caixa de um empreendimento de geração



O fluxo de caixa representa o investimento inicial, incluindo os juros durante a construção (JDC), o valor residual, os custos (despesas) e benefícios (receitas) incorridos ao longo do ciclo de vida de um empreendimento. O fluxo de receitas e o valor residual são contabilizados positivamente; o investimento e o fluxo de despesas são contabilizados negativamente.

O fluxo de despesas inclui os custos de projeto, licenciamento, construção, conexão à rede (TUST ou TUSD) e operação do empreendimento de geração, além de custos de controle, mitigação e/ou compensação de impactos socioambientais. Incluem também provisões para a cobertura de dispêndios imprevistos, de cunho regulatório ou socioambiental. Dada a baixa previsibilidade dessa classe de dispêndios, o empreendedor tende a precificar os riscos não controláveis na sua oferta de preço em leilões de energia no ACR, com a consequente perda de competitividade da fonte ou tecnologia.

O fluxo de receitas, por sua vez, decorre de contratos de venda de energia firmados no ACR e/ou no ACL e da venda de energia no MCP da CCEE. Receitas adicionais advindas da prestação de serviços ancilares e de capacidade, atualmente de pequena monta, poderão constituir parcela relevante da remuneração, em futuro próximo, contribuindo para aumentar a competitividade de tecnologias de geração controláveis (hidro e termelétricas, principalmente), desde que flexíveis.

### a) Valor Presente Líquido (VPL)

O valor presente líquido indica o potencial de geração de valor de um empreendimento. É dado pelo valor atualizado de receitas e despesas futuras, descontadas a uma taxa de retorno apropriada, levando em conta o investimento inicial, desde a data inicial até a final do projeto. Na tomada de decisão, seleciona-se o investimento que apresenta o maior VPL.

$$VPL = -INV + \sum_{t=1}^T \frac{R - D}{(1+i)^t}$$

Onde:

$INV$  = investimento inicial;

$R$  = receitas;

$D$  = despesas;

$t$  = período de tempo;

$T$  = período final;

$i$  = taxa de desconto (taxa mínima de atratividade)

### b) Taxa Interna de Retorno (TIR)

A taxa interna de retorno é definida como a taxa de desconto hipotética que iguala o retorno sobre o investimento ao capital investido, em valor presente. É calculada por meio da igualdade entre receitas e despesas do fluxo de caixa de um empreendimento, indicada na equação a seguir. No processo de decisão, o projeto é considerado atrativo se sua TIR exceder de uma taxa mínima de atratividade (TMA).<sup>38</sup>

<sup>38</sup> A TMA representa, em geral, a rentabilidade de um produto financeiro ou projeto com nível de risco similar.

$$-INV + \sum_{t=1}^T \frac{R - D}{(1 + TIR)^t} = 0$$

Onde:

$INV$  = investimento inicial;

$R$  = receitas;

$D$  = despesas;

$t$  = período de tempo;

$T$  = período final.

### c) Payback Descontado (PBD)

O *Payback* Descontado informa o prazo em que o projeto retorna o capital investido, ou seja, equivale ao tempo  $t$  que satisfaz à equação anterior.<sup>39</sup> A partir desse prazo, considera-se que o projeto começa a dar lucro. O critério de decisão que usa o PBD está relacionado à preferência do investidor quanto ao tempo de retorno e riscos de mercado. Em geral, quanto menor o *payback*, menor é o risco e mais atrativo é o investimento.

### d) Índice de Lucratividade (IL)

O Índice de lucratividade relaciona o VPL ao capital investido, ou seja, representa a remuneração percentual para cada unidade monetária investida, como mostrado a seguir. No processo de decisão, escolhe-se a alternativa com maior nível de lucratividade, desde que positivo.

$$IL = \frac{VPL}{INV} = \frac{\sum_{t=0}^T \frac{FC_t}{(1+i)^t}}{INV}$$

Onde:

$VPL$  = Valor Presente Líquido

$INV$  = investimento inicial;

$FC_t$  = fluxo de caixa em  $t$ ;

$t$  = período de tempo;

$T$  = período final;

$i$  = taxa de desconto.

<sup>39</sup> No cálculo da TIR, o tempo  $t$  é um parâmetro conhecido.

### e) Processo de Decisão de Investimento

No processo de decisão de investimento, a principal aplicação desses indicadores ocorre na etapa de análise de viabilidade econômico-financeira de projetos de geração, que precede as etapas de licenciamento, licitação, contratação e implementação do empreendimento. Nessa etapa, o PDE constitui a principal fonte de dados e informações para os investidores, no âmbito do SIN, notadamente nos leilões de energia para o mercado regulado.

No entanto, os investidores, diante de incertezas nas esferas regulatória e socioambiental, não só precificam os riscos correspondentes na taxa de desconto usada no cálculo dos indicadores, mas também fundamentam as estratégias competitivas em análises de risco mais abrangentes, que contemplam cenários alternativos aos considerados na elaboração do PDE, em relação à evolução de preços e custos marginais de energia (PLD, CMO e CME), de crescimento da oferta e da demanda, entre outros fatores e indicadores intervenientes. Esse comportamento conservador se deve ao reconhecimento de que as expectativas governamentais, retratadas no PDE e no PNE, são quase sempre otimistas em relação à evolução da economia e à expansão do setor elétrico.

Esse aspecto<sup>40</sup> afeta diretamente a competitividade das fontes, seja no cálculo da garantia física (calculada com base nas séries de CMO oriundas do PDE) dos projetos de geração, a qual define o fluxo de receitas de venda de energia dos empreendimentos, seja na fixação de preços-teto (referenciados ao CME resultante do modelo MDI, usado na elaboração do PDE) em leilões de compra de energia para as distribuidoras. A fixação de preços-teto condiciona a atratividade e a competitividade das fontes nos leilões de energia no ACR e, por extensão, baliza os preços de venda no ACL.

Essa cadeia causal mostra a necessidade de consistência, não só entre os indicadores técnico-econômicos, adotados no processo de planejamento da expansão, e os econômico-financeiros, praticados nos processos de decisão de investimento, mas também entre esses indicadores e os socioambientais, relevantes para a correta quantificação de custos e riscos totais de um projeto de geração, que determinam, em grande parte, as ofertas de preço e volume em leilões de energia, com repercussões importantes na modicidade tarifária.

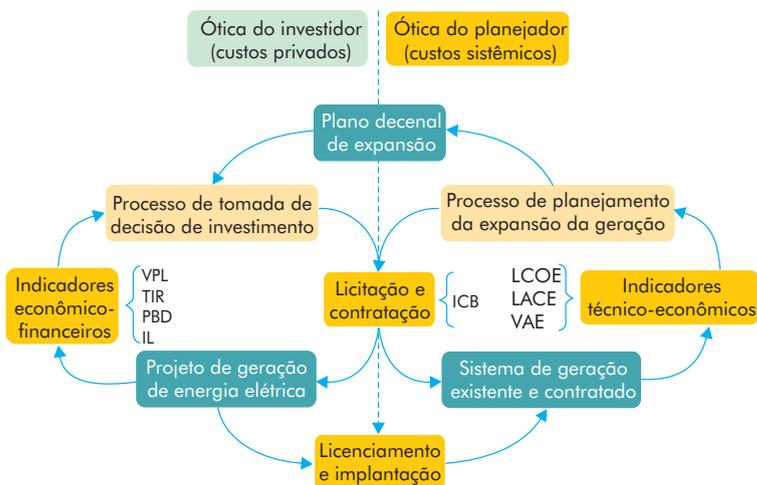
<sup>40</sup> Parcialmente sanado no PDE 2026, que apresenta, além de resultados do cenário de referência, as possíveis consequências de cenários alternativos (EPE, 2017c).

ria. Mostra também a importância e a necessidade de convergência de expectativas de agentes de mercado e de planejamento, que ocorre nos respectivos processos de decisão, como abordado na seção a seguir.

## 6.2. Convergência entre Planejamento e Decisão de Investimento

No modelo regulatório atual, a atratividade econômica dos projetos de geração depende fundamentalmente das percepções e expectativas dos agentes, alimentadas em parte pelos resultados do PDE, em parte pelos resultados dos leilões. Por outro lado, a eficácia dos leilões em promover a convergência de expectativas e percepções do agente planejador, que busca minimizar os custos sistêmicos, e dos agentes de mercado, que buscam minimizar os seus custos privados<sup>41</sup> depende da qualidade e transparência, não só dos indicadores técnico-econômicos em uso no processo de planejamento (LCOE, LACE e VAE), mas também do índice de custos e benefícios (ICB), usado no processo de licitação e contratação, como destacado na Figura 6.2.

**Figura 6.2** Convergência e indicadores dos processos de planejamento e decisão de investimento



<sup>41</sup> Ou, de forma equivalente, a maximização de valor do empreendimento de geração.

No processo de licitação e contratação de energia para o ACR, ocorre a contestação por preço, em contraste com a contestação técnica, que ocorre na consulta pública do PDE. A contestação por preço reflete as distintas óticas (sistêmica e privada) do agente planejador e dos agentes de geração, embutidas nos respectivos indicadores. Como explicam Maurer e Barroso (2011), nesse processo ocorre também o que se denomina, na teoria de leilões, a revelação de preços, qual seja a explicitação de reais custos de investimento e de operação considerados pelos agentes de geração nas ofertas de preços e na destinação de parcelas de garantia física aos ACR e ACL. Essas quantidades, em conjunto, definem o ICB, que constitui o principal indicador de competitividade das fontes no processo de licitação e contratação.<sup>42</sup>

O ICB (em R\$/MWh) busca refletir os benefícios e os custos, sob a ótica do comprador, gerados pelo empreendimento ao longo do contrato, como detalhado pela EPE (2013). O benefício contratual é a garantia física da usina, que depende da estrutura do sistema e dos parâmetros declarados pelo ofertante: custo variável unitário (CVU) e inflexibilidade de despacho (IDD).

$$ICB = \frac{CF + COP + CEC}{GF}$$

Onde:

*ICB* = índice de custo benefício

*CF* = custo fixo (CAPEX + O&M fixo);

*COP* = custo de operação (O&M variável);

*CEC* = custo econômico de curto prazo;

*GF* = garantia física do empreendimento.

Os custos fixos (CF) compreendem os custos de investimento (CAPEX) e custos fixos de O&M, que incluem a parcela fixa de contratos de suprimento de combustível (*take or pay* ou *ship or pay*, no caso do gás natural) e constituem a receita fixa (RF) ofertada no leilão. Os custos variáveis de combustível e O&M, incorridos no despacho da usina, formam o custo de

<sup>42</sup> Uma análise dos fatores de competitividade das fontes nos leilões de energia é feita no capítulo 5.

operação (COP). O custo econômico de curto prazo (CEC) é dado pela diferença entre a geração de energia e a garantia física (GF) da usina, multiplicada pelo preço de liquidação de diferenças (PLD) no mercado de curto prazo da CCEE, em cada período de apuração. Com base na RF, no COP, no CEC e na GF, é calculado o ICB de cada empreendimento.

A RF e o COP são de apuração direta. A RF é ofertada no leilão e consta do contrato de comercialização de energia. O COP é definido pelo montante (MWh) despachado vezes o custo variável unitário (CVU, em R\$/MWh) do empreendimento, declarado pelo ofertante. O CEC é a diferença entre a energia gerada e a contratada por disponibilidade, valorada ao PLD. O cálculo do COP e CEC requer simulações da operação do sistema, ou seja, depende da expansão planejada do sistema, dada pelo PDE.

O ICB constitui um indicador adequado à análise benefício-custo, de forma similar à obtida pelo uso dos indicadores LCOE e LACE, definidos em seção anterior. No ICB, porém, o custo evitado leva em conta as características de sistemas hidrotérmicos com predominância hidrelétrica, na presença de fontes complementares, tais como termelétricas flexíveis, que permitem deslocar a geração hidrelétrica em períodos secos. Nessas situações, o CMO atinge valores elevados e o CEC fica negativo, o que aumenta a competitividade de fontes flexíveis. No entanto, como o grau de sinergia entre térmicas flexíveis e hidrelétricas depende da capacidade de armazenamento do sistema, a progressiva perda de capacidade de regularização hidrelétrica tende a reduzir esse benefício. Em longo prazo, portanto, os resultados de análises de benefício-custo por meio dos indicadores LCOE e LACE tendem a se aproximar daqueles de uma análise com base no ICB. Além disso, a mudança de regime operativo associada à perda de capacidade de regularização leva o ICB a incorrer em viés de seleção, o que favorece a contratação de termelétricas com elevado CVU e baixo custo fixo, como ocorreu nos leilões de energia em 2008, como apresentado por Romeiro (2014).

Assim, tendo em vista a orientação do Projeto SINAPSE para os aspectos de sustentabilidade da matriz elétrica em horizonte de longo prazo, é recomendável que sejam adotados o LCOE e o LACE como indicadores de competitividade das fontes a serem considerados na análise multicritério, em linha com as práticas internacionais neste campo.

Observa-se ainda que os indicadores econômico-financeiros que informam o processo de tomada de decisão de investimento devem incor-

porar, além da visão setorial, refletida no PDE, os resultados do processo de licitação e contratação, que podem afetar a atratividade do projeto de geração e a própria estratégia de comercialização de energia do investidor. Além desses, há inúmeros outros fatores, desde as características de cada tecnologia até as políticas de subsídios e incentivos, passando pelas alternativas de financiamento de infraestrutura, que podem influenciar a competitividade das fontes de geração nos leilões de energia e no mercado livre, como evidenciado no capítulo 5.



# 7

## Custos Socioambientais da Geração de Energia Elétrica

**E**cologia e economia se conectam na direção do desenvolvimento sustentável a partir do entendimento de que o meio ambiente possui um valor econômico agregado, próprio, associado à sua simples existência, dados os serviços ambientais naturalmente prestados, os valores de uso e não uso dos recursos naturais e as suas funções ecossistêmicas.

A geração de energia elétrica incorre em impactos sobre o meio ambiente, portanto, tem um custo ambiental que, por sua natureza também econômica, é passível de valoração, na maioria dos casos. A incorporação desse custo nas decisões sobre o melhor aproveitamento das diversas fontes de geração de energia elétrica, assim como na democratização do acesso de populações a diferentes formas de energia, é um tema de importância crescente no planejamento da expansão (EPE, 2009b).

O setor elétrico brasileiro precisa fortalecer ainda mais sua capacidade de conhecer e tratar os custos associados à prevenção, mitigação, compensação e monitoramento dos impactos causados pela geração de energia, bem como suas externalidades, positivas ou negativas. Conhecer significa ser capaz de identificar e valorar os custos socioambientais

e tratar significa incorporar adequadamente os aspectos socioambientais nas decisões de planejamento na geração de energia. A própria sustentabilidade dos ecossistemas depende dessa capacidade, assim como a promoção da competição justa entre as fontes de energia à disposição da sociedade, na perspectiva das várias dimensões da sustentabilidade (EPE, 2010; Furtado, 2013).

Ademais, se os custos do tratamento das externalidades e dos impactos socioambientais não forem adequadamente considerados no planejamento, podem ocorrer ineficiências na expansão do sistema elétrico. No atual modelo regulatório do setor, isso introduz riscos econômicos para os empreendedores. Portanto, tratar desses custos é central, não apenas para a escolha acertada das fontes energéticas disponíveis no país, mas também para a diminuição dos riscos econômicos para os agentes envolvidos na geração de energia elétrica.

## 7.1. Geração de Energia Elétrica e Meio Ambiente

De acordo com a vasta revisão da literatura internacional desenvolvida pela Comissão Europeia e apresentada no documento intitulado *ExternE Methodology Update 2005* (Bickel; Friedrich, 2004), os principais impactos da geração de energia podem ser agrupados nas seguintes categorias:

- impactos sobre o meio ambiente – aqueles causados pela liberação no meio ambiente físico (solo, ar e água) de substâncias, como partículas finas, ou energia, como radiação, ruído ou calor;
- impactos sobre o clima global; e
- acidentes – que são eventos raros e indesejáveis, com repercussões sobre o público.

Os impactos sobre o meio ambiente ocorrem quando as substâncias e energias liberadas são transportadas, transformadas e atingem os receptores, que podem ser as populações humanas, plantas, materiais ou ecossistemas, causando riscos ou danos. Uma vez que também afetam os humanos e suas atividades, inclusive as econômicas, são chamados impactos socioambientais. Atualmente, ainda de acordo com a literatura internacional, despontam como mais relevantes para os agentes econômicos os impactos sobre:

- a saúde humana;
- a biodiversidade;
- as funções e serviços ecossistêmicos;
- o uso do solo;
- as atividades econômicas (irrigação, pesca, produção agrícola etc.);
- o ambiente construído (bens materiais e equipamentos); e
- o patrimônio cultural, histórico e arqueológico.

Os impactos decorrentes das emissões atmosféricas são os mais frequentemente discutidos na literatura internacional, não apenas porque incidem tanto sobre a saúde humana como sobre o meio ambiente natural e construído, mas também pela importância e urgência crescentes das questões climáticas globais, nas quais as emissões de gases de efeito estufa têm um papel central. Os impactos sobre a saúde humana são os mais estudados e a poluição atmosférica é considerada o maior problema. Vários trabalhos revisados pela Comissão Europeia sustentam a teoria de que as emissões atmosféricas, principalmente de  $O_3$ ,  $SO_2$ ,  $NO_x$  e  $CO$  aumentam os níveis de morbidade e mortalidade nas populações expostas. Os custos mais importantes vêm da mortalidade e da bronquite crônica devidas à exposição prolongada aos poluentes atmosféricos (Bickel; Friedrich, 2004).

A poluição atmosférica também causa prejuízos à produção agrícola pela perda de produtividade das culturas, devido à necessidade de maiores gastos com correção do solo ou pelos danos aos ecossistemas que resultam em acidificação e eutrofização, por exemplo. As emissões atmosféricas também impactam negativamente as estruturas construídas, causando danos como o envelhecimento do aço galvanizado pela ação do  $SO_2$  ou a corrosão de estruturas em mármore, pela chuva ácida decorrente da emissão de  $SO_x$  e  $NO_x$ . Em estruturas construídas de valor cultural, a sujeira proveniente da deposição de material particulado provoca danos físicos e a elevação dos custos de conservação.

Há ainda vários outros impactos socioambientais, associados às especificidades das diversas fontes de geração de energia elétrica, como a veiculação hídrica de doenças pela construção de reservatórios de hidrelétricas, ou o aumento da incidência de cânceres resultante da exposição prolongada à radiação, por exemplo.

De fato, os impactos e riscos socioambientais estão presentes, em maior ou menor intensidade, em todas as fontes energéticas e a sua gestão gera custos, os chamados custos socioambientais, que são as despesas realizadas com as medidas voluntárias ou obrigatórias pela organização para minimizar os impactos ambientais de suas atividades, com base numa gestão ambiental responsável (UNCTAD, 1988). Isso significa aquilo que é gasto para garantir o gerenciamento responsável dos impactos decorrentes da atividade empresarial no meio ambiente.

Os custos associados aos danos, potenciais ou efetivos, associados às atividades econômicas devem ser contabilizados e internalizados nos projetos, do contrário, constituem-se em externalidades econômicas, ou seja, efeitos, favoráveis ou desfavoráveis, que uma atividade exerce fora do seu próprio âmbito (Moraes; Turolla, 2004; Furtado, 2013). As externalidades distorcem o sistema de incentivos (sistema de preços), gerando ineficiências na alocação dos fatores de produção, inclusive os recursos naturais, e na repartição do produto, sendo necessária, portanto, a sua internalização.

## 7.2. Internalização dos Custos Ambientais de Energia

A devida contabilização dos custos socioambientais das diversas fontes energéticas presentes na matriz brasileira levaria a menores distorções no mercado de energia elétrica, pelo aumento da competitividade de fontes mais limpas (menos impactantes) e pelo aumento dos custos das fontes mais impactantes. Isso significaria melhorias importantes nos resultados dos modelos de planejamento de longo prazo do setor elétrico brasileiro.

Segundo Furtado (2013), para resolver o problema da internalização dos custos externos do aproveitamento de diferentes fontes de energia, existem instrumentos econômicos e de comando e controle. Contudo, em ambos os casos, é necessário que esses custos sejam quantificados e monetizados. Isso requer a superação de um grande desafio técnico: esses custos estão fora de qualquer sistema de mercado e sua monetização envolve a complexidade das relações entre economia e ecologia. São duas as principais técnicas de internalização de externalidades: (i) estimativa de valores monetários dos custos de controle e (ii) estimativa de valores monetários dos custos de degradação.

A primeira técnica trata dos **custos de controle**, que representam os valores monetários da proteção ambiental, ou seja, aquilo que a sociedade pagará para evitar os danos ao meio ambiente. É possível evitar os danos com medidas de prevenção, para que eles não ocorram, ou mitigando os efeitos dos impactos. No primeiro caso, quando se age diretamente nas fontes poluidoras, os custos são conhecidos como *custos de prevenção ou de controle*. Nas situações em que se busca apenas gerir os impactos ou aliviar suas consequências, esses custos *são denominados de mitigação*.

A segunda técnica refere-se à estimativa dos valores monetários dos **custos de degradação**. Avaliando o efeito dos impactos sobre o meio ambiente como uma perda econômica, os custos de degradação representam o benefício monetário da proteção ambiental. Os custos de degradação, segundo Furtado (1996; 2013), devem incorporar todos os custos causados por um empreendimento, internos e externos, ou seja, os custos externos somados aos residuais internos, após a aplicação das medidas adotadas para controlar ou mitigar esses impactos.

Há, na literatura internacional, diversos métodos para a valoração das externalidades, que podem ser agrupados em métodos diretos e indiretos. Os métodos diretos se baseiam em preços de mercado de bens e serviços relacionados à atividade objeto. Procuram obter os valores dos custos diretamente a partir da disposição a pagar, captando as preferências das pessoas, utilizando-se de mercados hipotéticos ou de mercados de bens complementares. Os métodos indiretos procuram obter o valor dos custos por meio de uma função de produção, relacionando os impactos das alterações ambientais a produtos com preços no mercado (Furtado, 2013).

Dentro desses métodos, há diversas técnicas de valoração, destacando-se como as quatro principais:

1. técnicas baseadas diretamente em preços de mercado;
2. técnicas baseadas em preços de mercados substitutos;
3. técnicas baseadas em mercado experimental ou pesquisa; e
4. técnicas baseadas em custo.

Para a escolha dos métodos e técnicas adequadas para o cálculo dos custos externos, é importante considerar aspectos como a tipologia do impacto, os objetivos do planejamento e a disponibilidade de informa-

ções. Em todos os casos, há dificuldades na valoração dos custos externos da geração de energia elétrica, pois estes são sensíveis a aspectos tecnológicos e locacionais, a incertezas e lacunas no conhecimento sobre a natureza dos seus impactos sobre a saúde ou sobre o meio, à ausência de estudos de avaliação econômica e às dificuldades metodológicas envolvendo o uso de resultados ambientais e econômicos para esse tipo de aplicação (EPE, 2010). Por outro lado, estimar sua magnitude é fundamental para colocar diferentes externalidades em perspectiva, permitindo identificar áreas prioritárias para mitigação e fazer comparações que apontem as melhores opções de fontes de geração para a sociedade.

### 7.3. Custos Socioambientais de Geração de Energia Elétrica

Os primeiros estudos sobre a valoração e a monetização dos custos socioambientais da geração de energia elétrica surgiram na década de 1980 e se tornaram mais robustos na década seguinte. Contudo, permanecem as dificuldades no uso de seus resultados, particularmente devido às disparidades nas estimativas. Apresenta-se, a seguir, uma síntese dos esforços para o aprimoramento dessas estimativas, de forma cronológica, abrangendo a experiência internacional e nacional e cobrindo as diferentes fontes de geração de energia elétrica disponíveis.

#### 7.3.1. Estudos de valoração de custos socioambientais

Os estudos de Sundqvist (2002) representam um dos primeiros esforços de monetizar os impactos socioambientais da geração de energia hidrelétrica com base nos custos de externalidades. Nesse estudo, observa-se uma ampla variação dos custos encontrados de país para país que, segundo o autor, deve-se fundamentalmente: (i) às diferentes metodologias utilizadas; (ii) às condições locais específicas das plantas estudadas; (iii) à extensão com que os estudos abrangem as externalidades relevantes; (iv) à consideração, ou não, de todo o ciclo de vida; e (v) aos pressupostos assumidos nas estimativas de dano. Sundqvist (2002) apresenta, no seu trabalho, custos retirados de vários estudos em diferentes países e com diferentes métodos (Tabela 7.1).

**Tabela 7.1** Resultados de vários estudos sobre externalidades da geração de energia hidrelétrica

ESTUDO	PAÍS	EXTERNALIDADES (US\$ CENTS/kWh)*	MÉTODO
OTTINGER <i>et al.</i> (1991)	EUA	1,43 – 1,62	Custo de degradação ( <i>bottom-up</i> )
PEARCE <i>et al.</i> (1992)	Reino Unido	0,09	Custo de degradação ( <i>top-down</i> )
CARLSEN <i>et al.</i> (1993)	Noruega	2,68 – 26,26	Custo de abatimento
EC (1995)	Noruega	0,32	Custo de degradação ( <i>bottom-up</i> )
Ott (1997)	Suíça	0,25 – 1,50	Custo de degradação ( <i>top-down</i> )
EC (1999)	Áustria	0,02	Custo de degradação ( <i>bottom-up</i> )
--	Grécia	0,71	Custo de degradação ( <i>bottom-up</i> )
--	Itália	0,47	Custo de degradação ( <i>bottom-up</i> )
--	Noruega	0,32	Custo de degradação ( <i>bottom-up</i> )
--	Portugal	0,03 – 0,07	Custo de degradação ( <i>bottom-up</i> )
--	Suécia	7,83 – 18,54	Custo de degradação ( <i>bottom-up</i> )
HIRSCHBERG & JAKOB (1999)	Suíça	0 – 1,76	Custo de degradação ( <i>bottom-up</i> )

**Nota:** US\$ referente a 1998.

**Fonte:** Diversa, com base em Sundqvist (2002).

O projeto *ExternE* (Bickel; Friedrich, 2004) representou o principal marco na busca pela aproximação dos custos das externalidades associadas às diversas fontes de energia, desde meados da década de 1990 até o ano de 2005. Nesse período, houve um grande desenvolvimento metodológico que permitiu a passagem da abordagem teórica à prática propriamente dita, chegando aos primeiros valores de custos externos da energia para o contexto europeu.

Da mesma forma, o projeto *ExternE* teve grande importância na padronização de metodologia para identificação e valoração das externalidades socioambientais de diversas fontes de energia, permitindo a comparação das externalidades em diferentes países europeus. Nele foram estudadas diversas fontes de geração renováveis e não renováveis. Dentre as últimas, destacam-se a térmica (a carvão, linhito, óleo e gás) e nuclear. Seus resultados mostram que existe uma substancial diferença entre os custos de fontes não renováveis, mais elevados, e os custos de fontes renováveis. A energia nuclear, por sua vez, apresentou custo aproximadamente equivalente às fontes renováveis de energia. O projeto *ExternE* é um dos melhores estudos disponíveis sobre as externalidades da geração de ener-

gia, assim como seus sucessores, o NEEDS (*New Energy Externalities Development for Sustainability*), o NewExt (*New Elements for the Assessment of External Costs from Energy Technologies*) e o CASES (*Cost Assessment of Sustainable Energy Systems*).

O projeto CASES, promovido pela União Europeia (EU) em 2007 e concluído em setembro de 2008, compilou estimativas dos custos internos e externos da produção de energia hidrelétrica em 25 países do bloco e em alguns países em desenvolvimento, inclusive o Brasil. A metodologia utilizada foi a do *ExternE*, aprimorada. No Brasil, O Projeto *Cases (2007)* considerou apenas as externalidades relacionadas aos impactos sobre a saúde humana (doenças transmitidas por vetores).

Em 2009, a *The Australian Academy of Technological Sciences and Engineering* (ATSE) (Academia Australiana de Ciências Tecnológicas e Engenharia, em português) publicou o estudo denominado *The Hidden Costs of Electricity: Externalities of Power Generation in Australia (ATSE, 2009)*. O documento estimou os custos externos associados às tecnologias de geração de energia na Austrália, mas, nas suas conclusões, reconhece as lacunas e dificuldades encontradas nos métodos existentes para valorar as externalidades e destaca a necessidade de maior foco na sua monetização, para garantir o máximo ganho social e ambiental na matriz energética daquele país.

O estudo ainda apresentou as externalidades geradas por energias renováveis, especificamente energia eólica e solar fotovoltaica. Ressalta-se que os resultados desse trabalho, segundo os próprios autores, provavelmente subestimam os impactos da energia solar sobre a saúde na fase de fabricação dos seus componentes. Também não incorporam os impactos potenciais no uso do solo e da água. De qualquer forma, mesmo um valor mais alto e que se aproximasse do real impacto da energia solar seria muito mais baixo do que aqueles das externalidades dos combustíveis fósseis, provavelmente de quatro a dez vezes mais altas, ainda segundo os autores.

No Brasil, na década de 1990, Furtado (1996) levantou os custos ambientais de três diferentes fontes de geração de energia: hidrelétrica, carvão mineral e nuclear. Os resultados encontrados foram comparados com outros estudos internacionais, coletados e tratados por Pearce e outros (1992).

Novo esforço foi feito por Santos (2008) que, em 2008, estimou os custos das externalidades socioambientais da geração hidrelétrica adaptando o algoritmo do MELP, desenvolvido pelo CEPEL. O novo modelo,

denominado MELP Ambiental, considerou três tamanhos de reservatório: pequeno, médio e grande e utilizou dados encontrados nos trabalhos de Furtado (1996) e Reis (2001).

A EPE (2010) extrapolou os dados do projeto CASES, considerando que sua metodologia (a do projeto *ExternE* aperfeiçoada) é a mais aceita no âmbito internacional. Foi feita a extrapolação da proporção encontrada entre os valores europeus para termelétricas e hidrelétricas para outras fontes energéticas, embora com perda de precisão. A EPE considerou que os números eram demasiadamente baixos e sugeriu que os valores do estudo de Furtado (1996) fossem utilizados para os custos externos da geração de energia hidrelétrica. A empresa justificou essa posição pelo fato de o estudo de Furtado ter maior aderência ao caso do setor elétrico brasileiro, ainda predominantemente hidrelétrico, com larga experiência na implantação desse tipo de projeto.

Em termos de energia nuclear, há uma maior variação na faixa dos custos encontrados. A extrapolação desenvolvida pela EPE, por exemplo, chegou a valores dos custos externos considerados extremamente baixos. Talvez pelas limitações da própria metodologia do *ExternE* (usada no CASES), que não contabiliza de forma adequada a irreversibilidade do impacto da geração de energia nuclear, assim como os impactos decorrentes dos rejeitos radioativos, segundo Krewitt (2002). De acordo com a ATSE (2009), as usinas nucleares não emitem gases de efeito estufa, contudo, quando são considerados os custos em todo o ciclo de vida, com os processos de mineração, construção e descomissionamento observados, os custos externos da energia nuclear são bem mais elevados.

No caso do Brasil, observa-se uma escassez de dados sobre os custos externos na geração de energia nuclear. O estudo de Furtado (1996) continua sendo um dos poucos, senão o único, produzido no país. Os valores encontrados por esse estudo foram considerados muito elevados pela EPE, no seu estudo de 2010, considerando que nas últimas décadas vem crescendo a aceitação da energia nuclear, seja pela diminuição da aversão ao risco ou por ser uma tecnologia que não emite gases de efeito estufa, não contribuindo para o aquecimento global. Isso acarretaria uma redução dos seus custos externos.

Há algumas outras considerações que devem ser feitas em relação aos custos da geração de energia elétrica a partir de usinas nucleares.

Segundo Guimarães e Matos (2010), os custos finais da geração termonuclear, além dos custos de capital, operação, manutenção e combustível (comuns às demais fontes energéticas), incluem também a gestão do combustível irradiado, o descomissionamento da planta (o sítio deve ser recuperado para permitir outros usos) e a disposição final dos rejeitos. Tais custos são considerados externalidades para as demais fontes e tecnologias, mas, para o caso da nuclear, eles são obrigatoriamente internalizados (portanto, provisionados pelos geradores de energia e repassados ao consumidor final da energia). Ademais, segundo os autores, os custos de descomissionamento têm pouco impacto nos custos de geração. Nos Estados Unidos, por exemplo, o descomissionamento não ultrapassa 5% do custo da eletricidade produzida. Já a gestão do combustível irradiado contribui com 10% para os custos globais do kWh, na ausência de reprocessamento.

Em 2003, o *Massachusetts Institute of Technology* (MIT) elaborou um estudo que demonstrou a crescente competitividade da geração nuclear. Segundo o estudo, nos Estados Unidos, no período analisado, o custo de geração nuclear ficou igual ao do carvão. Observe-se que não foram considerados custos adicionais por emissão de gases de efeito estufa. Esse estudo foi atualizado em 2009 e, segundo o MIT (*apud* Guimarães; Matos, 2010), a situação dos custos relativos entre a geração a carvão e a gás, nos Estados Unidos, não difere muito dos resultados de 2003.

De fato, outros estudos mostram que os custos da geração de energia nuclear vêm diminuindo ao longo das últimas décadas, tornando essa fonte mais competitiva. Um estudo da OECD, NEA e IEA (2005), que abrangeu mais de 100 empreendimentos, inclusive 13 nucleares, comparou os custos e concluiu que o da nuclear é o que mais vem diminuindo.

No Brasil, em janeiro de 2014, a Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica publicou a Nota Técnica nº 001/2014 (NUTI, 2014), intitulada Estudo para Elaboração de Regulamentação dos Aspectos Socioambientais de Empreendimentos em Operação, para o GT Meio Ambiente. O trabalho, elaborado pela Aretê Consultoria, contribuiu para a discussão dos custos socioambientais com uma argumentação conceitual sobre o tema e uma proposta de regulamentação dos aspectos socioambientais na produção de energia elétrica, mas não traz valores monetários associados a esses custos.

### 7.3.2. Estudo realizado pela consultoria ECOFYS

Em janeiro de 2014, a Comissão Europeia apresentou o relatório final de um estudo encomendado à empresa de consultoria em energia e clima Ecofys, intitulado *Subsidies and Costs of EU Energy* (Alberici *et al.*, 2014). Esse foi o primeiro estudo a fornecer dados consistentes sobre os custos e subsídios para a produção de energia para todos os 28 estados membros da União Europeia e para todas as tecnologias. Os resultados do estudo da Ecofys permitem uma visão das melhores informações disponíveis, no momento, sobre a ordem de magnitude dos impactos específicos por tecnologia, em que pesem as suposições, limitações e incertezas ali contidas. Os autores enfatizam que, em qualquer caso, o nível de incerteza associado aos resultados é muito significativo, podendo variar de 25 a 50%.

O estudo objetivou monetizar os impactos ambientais e os custos externos do sistema de energia em todos os estados-membros da União Europeia que não são internalizados no sistema de preços. Alguns impactos negativos e os muitos impactos positivos dessa produção, como geração de emprego e receitas, estão refletidos nos preços, portanto internalizados.

Os custos externos foram estimados pela integração de informações sobre a avaliação do ciclo de vida com os dados sobre a produção de energia e as metodologias de monetização, para estimar o valor total dos impactos socioambientais. Esses custos foram nivelados – são apresentados como LCOE (*Levelized Costs of Electricity*) – e representam os custos de produção de energia sem intervenção governamental, permitindo a avaliação de seus custos externos e a comparação entre tecnologias. As Tabelas 7.2 e 7.3 descrevem as tecnologias, não renováveis e renováveis, respectivamente, consideradas no estudo.

**Tabela 7.2** Descrição das tecnologias com fontes não renováveis - Ecofys

TECNOLOGIA	DESCRIÇÃO
Térmica a carvão	Plantas a carvão pulverizado (excluído linhito), de 400 a 1000 MW
Térmica a linhito	Plantas a linhito
Térmica a óleo	Plantas a óleo combustível, de 50 a 200 MW
Térmica a gás natural	Plantas a gás natural com ciclo combinado, de 100 a 400 MW
Nuclear	Plantas da nova Geração II

**Fonte:** Diversa, com base em dados da AIEA. Alberici *et al.* (2014).

**Tabela 7.3** Descrição das tecnologias renováveis consideradas pela Ecofys

TECNOLOGIA	DESCRIÇÃO
Solar fotovoltaica	Plantas fotovoltaicas instaladas nos telhados residenciais
Eólica <i>onshore</i>	Parques eólicos terrestres
Eólica <i>offshore</i>	Parques eólicos aquáticos, com ou sem infraestrutura de transmissão e distribuição
Biomassa	Plantas a biomassa variando de lodo de esgoto a <i>pellets</i> de madeira, de 1 a 50 MW
Geotérmica	Sistemas geotérmicos convencionais de alta temperatura

**Fonte:** Diversa, com base em dados da AIEA. Alberici *et al.* (2014).

Os três maiores impactos, considerando o conjunto das tecnologias, são: (i) mudança climática, que corresponde a cerca da metade do total; (ii) depleção dos recursos energéticos, que representa mais de 22% dos custos; e (iii) formação de material particulado, representando cerca de 15% do total. Os 13% restantes incluem os impactos sobre a saúde humana, ocupação de terras agricultáveis, depleção de recursos hídricos, depleção de metais, impactos sobre os ecossistemas, radiação, acidificação, eutrofização e acidentes nucleares.

Dentre as tecnologias de geração de energia, aquelas que usam combustíveis fósseis acarretam os maiores custos externos, seguidos pela nuclear. As tecnologias com fontes renováveis têm os menores custos externos. Para a correta interpretação dos valores, os autores do trabalho observam que a complexidade de cada tecnologia, sua cadeia de suprimento e seu papel no sistema elétrico do seu país, combinados com as diferentes características demográficas de cada país, contribuem para que os resultados apresentados devam ser tomados como simples aproximações, baseadas em um conjunto de suposições, e não como estimativas precisas dos custos externos reais.

A comparação dos resultados do trabalho da Ecofys com aqueles encontrados em estudos como o *ExternE*, *NEEDS* e *CASES* demonstrou que os seus números são consistentes, embora se aproximem, em alguns casos, dos valores mais altos das faixas estimadas naqueles estudos. Isso é natural, uma vez que o estudo da *Ecofys* considera um número maior de impactos, como é o caso da depleção de recursos minerais e energéticos (este muito importante para explicar a diferença entre valores dos custos externos da energia nuclear), que não estão presentes na maioria dos demais estudos. Outros motivos para essa tendência para valores mais altos estão

associados às suposições relativas aos impactos sobre o clima e à inflação, já que o estudo da *Ecofys* trabalha com valores do euro de 2012, enquanto os demais estudos se referem a valores de 2000, 2005 ou 2008.

### 7.3.3. Síntese dos custos socioambientais de fontes não renováveis e renováveis

Para efeito de síntese, são apresentadas neste item duas tabelas (Tabelas 7.4 e 7.5) que compilam os custos socioambientais de fontes de energia encontrados nos estudos comentados neste capítulo. A primeira tabela refere-se às fontes não renováveis e a segunda às renováveis. Em ambas, os valores estão dados em US\$/MWh e atualizados para julho de 2019, sendo o ano apresentado abaixo do título dos estudos apenas a indicação da sua publicação.

**Tabela 7.4** Custos socioambientais de fontes não renováveis

FONTE	PEARCE (1992)	FUR- TADO (1996)	ExternE (1998)	IER/ NEWEXT (2004)	ExternE (2005)	CASES (2008)	SANTOS (2008)	ATSE (2009)	MIT (2009)	EPE (2010)	ECOFYS (2014)
Valores convertidos para US\$/MWh e atualizados para julho de 2019											
Térmica a Carvão, Gaseificação Integrada Ciclo Combinado						55,94					
Térmica a Carvão	36,87 a 156,13	22,50 a 47,25	34,43 a 258,20	63,72	78,82	70,84	25,30 a 53,15	42,03	102,26	34,24	127,28
Térmica a Óleo Diesel			51,64 a 189,34				25,30 a 53,15			26,93	
Térmica a Óleo Combustível			51,64 a 189,34	62,48						26,18	130,37
Térmica a Gás Natural, Turbina a Gás			17,22 a 68,85	17,77		50,56	7,94 a 16,68			22,77	
Térmica a Gás Natural, Ciclo Combinado			17,22 a 68,85			32,42		19,01		15,21	47,04
Térmica a Linhito			34,43 a 258,20		111,22			52,04			110,21
Nuclear	9,35	50,33 a 100,22	3,44 a 12,05		7,67	1,95		7,03	91,17	29,27	28,22

**Fonte:** Diversa Consultoria et al. (2019d).

Observe-se que praticamente todos os estudos colocam as fontes térmicas, a carvão, principalmente, com valores bastante acima daqueles referentes à tecnologia nuclear, a exceção sendo o estudo de Furtado (1996). Percebe-se também que essa diferença varia muito, uma vez que os custos socioambientais das fontes térmicas são altamente sensíveis ao local e à tecnologia utilizada. Daí a amplitude da faixa de custos dentro dos próprios estudos. O estudo do MIT (2009), por exemplo, apresenta valores muito mais próximos para os custos socioambientais da geração térmica a carvão e a fonte nuclear. Já o trabalho da Ecofys (Alberici *et al.*, 2014), o mais recente, apresenta valores bastante distantes.

A Tabela 7.5, na mesma direção, apresenta os custos socioambientais das fontes renováveis, também considerando todos os estudos avaliados e comentados anteriormente. Mais uma vez, todos os custos estão atualizados para julho de 2019 e apresentados em US\$/MWh.

**Tabela 7.5** Custos socioambientais de fontes renováveis

FONTE	PEARCE (1992)	FUR- TADO (1996)	ExternE (1998)	ExternE (2005)	CASES (2008)	SANTOS (2008)	ATSE (2009)	EPE (2010)	ECOFYS (2014)
	Valores convertidos para US\$/MWh e atualizados para julho de 2019								
Hidrelétrica com Reservatório	1,21	6,40 a 13,67	1,72 a 17,22	-	1,88	0,90 a 15,37	-	13,47	2,69
Pequena Central Hidrelétrica – PCH (até 30 MW)	-	-	-	-	1,51	-	-	-	-
Hidrelétrica a Fio d'Água	-	6,40 a 13,67	1,72 a 17,22	-	0,97	-	-	10,31	3,36
Solar Fotovoltaica	-	-	-	3,42 a 6,83	15,84	-	5,01	15,37	20,16
Heliotérmica Concentrada	-	-	-	-	1,88	-	3,00 a 7,03	-	-
Eólica Offshore	-	-	0,87 a 4,31	2,05	1,27	-	-	1,65	3,36
Eólica Onshore	-	-	0,87 a 4,31	2,00	1,27	-	1,50	1,80	6,72
Biomassa	-	-	17,22 a 51,64	-	-	-	-	14,41	24,19
Geotérmica	-	-	-	-	-	-	-	-	12,10

Fonte: Diversa Consultoria *et al.* (2019d).

Deve-se notar que, na Tabela 7.5, no caso de usinas hidrelétricas, foram consideradas apenas aquelas com reservatório e a fio d'água, sem estabelecer uma faixa de potência. Isso se justifica em razão do desconhecimento da dimensão do reservatório e de seus impactos, mesmo para as usinas a fio d'água. Além disso, a opção da proposta de uma faixa para os custos socioambientais permite que os valores mais baixos da faixa possam ser usados para as usinas de menor potência. Para as pequenas centrais hidrelétricas, foi adotado o limite normatizado no Brasil, de até 30 MW, enquanto em outros países foi considerado o limite de 10 MW. Tudo isso considerado, o que se observa na Tabela 7.5 é que, dentre as fontes renováveis, considerando-se a totalidade dos estudos e as observações já feitas, pode-se afirmar que a fonte que apresenta os menores custos socioambientais é a eólica, seguida pela solar heliocêntrica e a hidrelétrica a fio d'água.

#### 7.4. Valores de Custos Ambientais a Serem Considerados no Planejamento do SIN

Considerando a distribuição dos valores dos custos socioambientais dos diversos estudos avaliados e as incertezas envolvidas nos métodos de quantificação desses custos, propõe-se que seja adotada uma faixa de valores com base na mediana e na média dos custos levantados. As Tabelas 7.6 e 7.7 apresentam as médias e medianas dos custos socioambientais dos estudos avaliados das fontes renováveis e não renováveis, bem como os valores propostos de custos socioambientais a serem adotados no projeto SINAPSE.

Ressalta-se que, no caso de usinas hidrelétricas, optou-se por propor os valores do estudo de Furtado (2013), tendo em vista que esse trabalho foi desenvolvido para uma usina hidrelétrica no Brasil e quantificou os custos socioambientais de degradação. Além disso, esses valores serviram de parâmetro para a avaliação dos custos socioambientais das usinas do Rio Madeira e de Belo Monte. No caso de hidrelétricas a fio d'água, tendo em vista a possibilidade de uma ampla faixa de capacidade instalada, optou-se por considerar, como valor inferior da faixa, a mediana dos valores dos estudos avaliados, e, como valor superior, aquele dos estudos de Furtado (1996; 2013). Para as PCHs, foi considerado o único valor dos estudos avaliados

como o valor inferior da faixa e, como o superior, o número imediatamente inferior ao do limite inferior da faixa de UHE a fio d'água.

**Tabela 7.6** Valores propostos de custos socioambientais das tecnologias renováveis

FONTE	Valores propostos – média a mediana dos estudos avaliados		
	Valores convertidos para US\$/MWh e atualizados para julho de 2019		
	Média	Mediana	Valores propostos
Hidrelétrica com Reservatório	7,45	4,55	6 <sup>(a)</sup> a 13 <sup>(a)</sup>
Pequena Central Hidrelétrica (Até 30 MW)	-	-	1 a 3
Hidrelétrica a Fio d'água	7,66	6,40	4 a 13 <sup>(a)</sup>
Solar Fotovoltaica	-	-	11
Heliotérmica Concentrada	3,97	3,00	3 a 4
Eólica <i>Offshore</i>	2,25	1,85	2 a 3
Eólica <i>Onshore</i>	2,64	1,80	2 a 3
Biomassa	26,87	20,71	20 a 27
Geotérmica	-	-	12

**Nota:** (a) Valores dos estudos de Furtado (1996; 2013).

**Fonte:** Diversa Consultoria *et al.* (2019d).

**Tabela 7.7** Valores propostos de custos socioambientais de fontes não renováveis

FONTE	Valores propostos – mediana a média dos estudos avaliados		
	Valores convertidos para US\$/MWh e atualizados para julho de 2019		
	Média	Mediana	Valores propostos
Térmica a Carvão, Gaseificação Integrada Ciclo Combinado	-	-	55
Térmica a Carvão	76,87	53,15	53 a 77
Térmica a Óleo Diesel	69,27	51,64	52 a 69
Térmica a Óleo Combustível	92,00	62,48	62 a 92
Térmica a Gás Natural (Turbina a Gás)	28,83	22,77	23 a 29
Térmica a Gás Natural (Ciclo Combinado)	33,29	25,72	26 a 33
Térmica a Linhito	113,22	110,21	110 a 113
Nuclear	30,97	12,05	12 a 31

**Fonte:** Diversa Consultoria *et al.* (2019d).

Em síntese, quantificar os custos reais da energia, incorporando os custos externos, é extremamente complexo. Para resolver o problema da internalização desses custos, enfrentam-se inúmeros desafios metodológicos. Sua quantificação é dificultada por serem dependentes de inúmeras variáveis, como o tipo de empreendimento, o seu tempo de operação, o país e a região onde se encontra, com suas características de mercado e conexões com outros países, dentre outras.

Além disso, para sua correta internalização, essas externalidades precisam ser monetizadas, surgindo como dificuldade o fato de que se encontram fora de qualquer sistema de mercado. Agreguem-se a essas dificuldades as lacunas de conhecimento sobre a natureza dos impactos sobre a saúde ou sobre o meio natural e a ausência de estudos de avaliação econômica para esse tipo de aplicação. Conseqüentemente, os métodos para valorar os custos externos de empreendimentos carregam necessariamente altos níveis de incerteza.

Neste capítulo, foram propostas faixas de custos socioambientais de empreendimentos de geração de energia elétrica a partir de diferentes fontes, com base em um amplo levantamento na literatura nacional e internacional, cobrindo os principais trabalhos técnicos e científicos existentes. Portanto, os valores propostos podem ser usados no modelo de expansão desenvolvido no projeto SINAPSE, considerados os níveis de incerteza acima mencionados.

É importante destacar, também, que o uso de custos socioambientais por fonte deve ser, dependendo de sua abrangência, uma alternativa ao uso de indicadores de sustentabilidade, uma vez que esses dois indicadores não podem ser utilizados concomitantemente, quando as estimativas dos custos capturarem todos os impactos positivos e negativos das fontes de geração, visando evitar que as variáveis objeto desses dois instrumentos sejam computadas mais de uma vez.

Por outro lado, importa ressaltar que os números apresentados nas Tabelas 7.6 e 7.7 sintetizam todos os esforços de trabalhos relevantes anteriores e estão atualizados para valores de julho de 2019, mas devem ser revisados a cada nova fase do planejamento de longo prazo, visando absorver as experiências nacionais e internacionais de aplicação dos métodos de quantificação monetária dos impactos socioambientais de empreendimentos de geração de energia elétrica.



# 8

## Proposta de Índice de Sustentabilidade de Fontes de Geração de Energia Elétrica – ISFG

**A** expansão econômica de um país está vinculada ao aumento da oferta de energia elétrica gerado pelos investimentos no setor e ao crescimento do consumo. Nessa perspectiva, as dimensões social e ambiental do aumento da oferta de energia acabam despertando preocupação e ganhando destaque, pois tanto a geração como a transmissão causam alterações nos ecossistemas, ocasionando impactos ambientais.

Mesmo com a disponibilidade de metodologias que mensuram qualitativa e quantitativamente os impactos socioambientais dos empreendimentos elétricos, fundamentais na definição da competitividade dos projetos e na tomada de decisões, não há atualmente uma padronização na análise das informações geradas, permitindo sua aplicação nas mais variadas tecnologias de geração de energia elétrica.

O Projeto SINAPSE objetiva superar essa dificuldade com a incorporação de indicadores de sustentabilidade das fontes de geração de energia elétrica às metodologias de expansão do SIN, por meio da construção do Índice de Sustentabilidade das Fontes de Geração de Energia Elétrica (ISFG).

Neste capítulo são apresentados os passos para a construção do ISFG. Inicialmente, é realizado um diagnóstico sintético da metodologia de planejamento de expansão do SIN, de forma a ressaltar a importância da construção do índice. Posteriormente, descreve-se a estruturação teórico-metodológica que deu base à pesquisa, destacando-se os passos principais para a criação de um sistema de indicadores. Por fim, apresenta-se a construção da matriz de indicadores com os quais o ISFG é calculado.

## 8.1. Planejamento de Expansão do SIN

O PDE (EPE, 2017c) incluiu a abordagem da análise de cada fonte energética em razão de suas particularidades, compreendendo:

- análise de cada fonte energética, com o objetivo de avaliar as condições em que as interferências dos projetos previstos poderiam ocorrer sobre o meio natural e a sociedade;
- análise integrada, que, com subsídios da etapa anterior, identifica as interferências potenciais de cada fonte sobre as sensibilidades socioambientais, resultando nos temas prioritários para a gestão ambiental no âmbito do setor; e
- análise das emissões de GEE decorrentes da oferta de energia adotada no PDE 2026.

Os estudos socioambientais elaborados para o Plano Nacional de Energia – 2030<sup>43</sup> (EPE, 2006b) permitiram avançar na consolidação do conhecimento sobre os impactos socioambientais dos diferentes recursos utilizados como fontes de geração, na sugestão de indicadores de com-

<sup>43</sup> O Plano Nacional de Energia 2030 (PNE 2030) é a principal ferramenta de planejamento de longo prazo disponível aos gestores públicos e privados do setor energético brasileiro. O documento possibilita estimar a demanda e a oferta de energia por um período de 25 anos, permitindo traçar estratégias e definir políticas que garantam a qualidade e a segurança de suprimento de energia nas próximas décadas. Além das variáveis de mercado, o PNE 2030 considera as questões socioambientais e os potenciais avanços tecnológicos para realizar suas estimativas. O documento começou a ser elaborado em 2006 e foi lançado no ano seguinte. A Secretaria de Desenvolvimento e Planejamento Energético do MME foi a responsável pela coordenação do trabalho desenvolvido pela EPE. O CEPEL, vinculado à Eletrobras, também colaborou na produção do PNE 2030, assim como agentes de mercado e a sociedade brasileira como um todo (EPE, 2006b).

paração entre as fontes e na proposição de critérios para a composição do potencial energético a ser considerado como oferta de eletricidade, no horizonte considerado. Foram definidos indicadores de sustentabilidade para as diversas fontes primárias, tomando-se três temas principais:

1. **atmosfera:** mudanças climáticas e qualidade do ar. Nesse caso, as questões ambientais estão principalmente relacionadas à acidificação, aos impactos na mudança global do clima (emissão de gases de efeito estufa) e na camada de ozônio, e a outras emissões que afetam a qualidade do ar de áreas urbanas;
2. **água:** a qualidade da água é, em geral, afetada pela descarga de contaminantes, em especial nas atividades de mineração; e
3. **solo:** as questões ambientais estão principalmente relacionadas à quantidade de solo demandada (área dos reservatórios hidrelétricos, por exemplo) e aos impactos sobre sua qualidade (degradação, acidificação etc.), afetada também pela descarga de contaminantes.

Ainda segundo o PNE 2030, na análise dos fatores e aspectos relevantes para a geração de energia hidrelétrica, do ponto de vista socioambiental, a abordagem dos estudos deve considerar (EPE, 2006b):

- a efetiva integração da dimensão socioambiental nos estudos de planejamento, desde os estudos de inventário das bacias hidrográficas, com a inclusão dos estudos de Avaliação Ambiental Integrada;
- a elaboração dos estudos de impacto socioambiental de forma articulada com as demais áreas de planejamento (por exemplo: estudos energéticos, de engenharia etc.);
- o reconhecimento das características específicas dos ecossistemas e das comunidades locais, incorporando as diretrizes e estratégias da área ambiental, e as demais políticas públicas para o desenvolvimento regional;
- a promoção de ampla e permanente articulação com organismos ambientais (MMA, IBAMA, FUNAI, INCRA, órgãos de licenciamento nos planos estadual e municipal, etc.), Ministério Público e sociedade em geral;
- a busca de soluções alternativas de engenharia para áreas sensíveis (por exemplo: derivações para adução; rebaixamento da cota de reservatórios etc.).

Finalmente, com base na experiência nacional e internacional, são indicados alguns aspectos específicos voltados para a elaboração de planos de médio e longo prazo, destacados a seguir:

- Metas e objetivos nacionais (requisitos para a elaboração da matriz energética e de um plano de longo prazo):
  - a) a necessária explicitação e incorporação das metas nacionais expressas nos acordos internacionais;
  - b) a existência de um arcabouço regulatório de aprovação do plano de longo prazo ou Estratégia Nacional e garantindo o desdobramento institucional de tal quadro regulatório nas outras instâncias federais e seu desdobramento nos níveis estaduais e municipais (necessidade de rever a governança do CNPE).
  
- Na elaboração dos planos:
  - a) revisão da temporalidade de acordo com a estrutura e funcionamento do sistema e com os marcos legais em vigor (evitando, por exemplo, as dificuldades que o caráter determinístico dos leilões aporta para as metodologias utilizadas no Plano Decenal);
  - b) formulação dos critérios de planejamento e das metodologias socioambientais considerando energia e meio ambiente em conjunto, e com uma proposta de discussão e participação estruturada.

## 8.2. Estruturação Teórico-Metodológica do Sistema de Indicadores das Fontes para Uso na Expansão do SIN

De acordo com Furtado e Furtado (2016), a sustentabilidade fundamenta-se em duas disciplinas científicas: ecologia e economia. Na primeira, o significado, até o final dos anos 1970, estava associado à resiliência, que é a capacidade de um sistema enfrentar tensões e distúrbios sem perder as suas funções e estruturas. Na ciência econômica, é o termo usado para qualificar o desenvolvimento.

O setor de energia elétrica é desenvolvido por meio de políticas que geralmente pretendem demonstrar que os investimentos objetivam o

crescimento econômico e a melhoria das condições de vida da população. Tanto a dimensão social como a ambiental despertam preocupações, pois a geração e a transmissão causam alterações no ecossistema para atendimento da demanda básica da população, causando impactos ambientais (Lugoboni *et al.*, 2015).

De forma simplificada, é possível afirmar que todas as fontes de energia, em alguma medida, causam impactos ambientais. A utilização dos combustíveis fósseis causa impactos à saúde ambiental e humana; os grandes empreendimentos hidrelétricos são responsáveis pelo remanejamento de populações, em razão das áreas inundadas; a utilização de biomassa em larga escala afeta a biodiversidade em razão do impacto das monoculturas; a energia eólica causa alteração da paisagem pelas torres e turbinas, além de ruído e mortalidade de pássaros em algumas localidades; e a energia solar, em razão da fabricação de células solares fotovoltaicas, produz resíduos perigosos, além de ocupar áreas que poderiam ser usadas com outra finalidade.

Sendo assim, a escolha de uma opção de fonte de geração de eletricidade exige uma avaliação apropriada, que envolverá um estudo e negociação de *custo x benefício*, além de uma compreensão correta dos impactos e adoção de medidas compensatórias adequadas (Camargo *et al.*, 2004). Para a avaliação dos impactos de qualquer empreendimento sobre um ambiente, faz-se necessário conhecer suficientemente tanto a ação impactante como o meio que a receberá. E, pela complexidade dos fatores e variáveis envolvidos nessas avaliações, é recomendável a utilização de indicadores, pois possibilitam a comparação de opções de diferentes fontes geradoras.

Conforme já abordado anteriormente, os indicadores são ferramentas que podem identificar o meio ambiente, permitindo previsões e interpretações dos impactos que irão ocorrer, possibilitando a mensuração de fatores bióticos e antrópicos. Portanto, usam-se indicadores quando a variável estudada não pode ser diretamente observada, ou seja, os indicadores são representações numéricas de variáveis não diretamente observáveis. De acordo com Lira (2009), “os sistemas de indicadores são conjuntos de indicadores referentes a determinado aspecto, constituídos segundo uma lógica específica de estruturação, na qual devem estar refletidas as múltiplas dimensões que caracterizam o aspecto ou fenômeno da realidade observado”.

A incorporação de níveis de sustentabilidade de distintas fontes de geração no planejamento passa pela valoração, monetária ou não, de aspectos socioambientais que considerem as características econômicas e geográficas de cada região do país e produzam indicações e recomendações que possam ser assimiladas pelos diversos atores sociais. Para tanto, o objetivo é desenvolver um sistema de apoio ao processo de planejamento da expansão, com base em indicadores de sustentabilidade das fontes de eletricidade.

### 8.3. Metodologia para a Construção de Indicadores

Guimarães e Feichas (2009) elencam algumas características que fazem com que os indicadores sejam instrumentos capazes de orientar um processo de mudança ou acompanhamento de uma política, são elas: mensurar diferentes dimensões de forma a apreender a complexidade dos fenômenos sociais; possibilitar a participação da sociedade no processo de definição de políticas; comunicar tendências, subsidiando o processo de tomada de decisões; e relacionar variáveis, já que a realidade não é linear nem unidimensional.

No âmbito da gestão de um determinado território, o objetivo de um indicador é apontar a existência de riscos, potencialidades e tendências no seu desenvolvimento, para que, em conjunto com a comunidade, decisões possam ser tomadas de forma mais racional (Tunstall, 1994). Segundo Gallopin (1996), os indicadores mais desejados são aqueles que resumem, simplificam as informações relevantes, que fazem com que os fenômenos reais se tornem mais aparentes, legíveis e identificáveis. Seu principal objetivo é agregar e quantificar informações, deixando mais claro o seu significado.

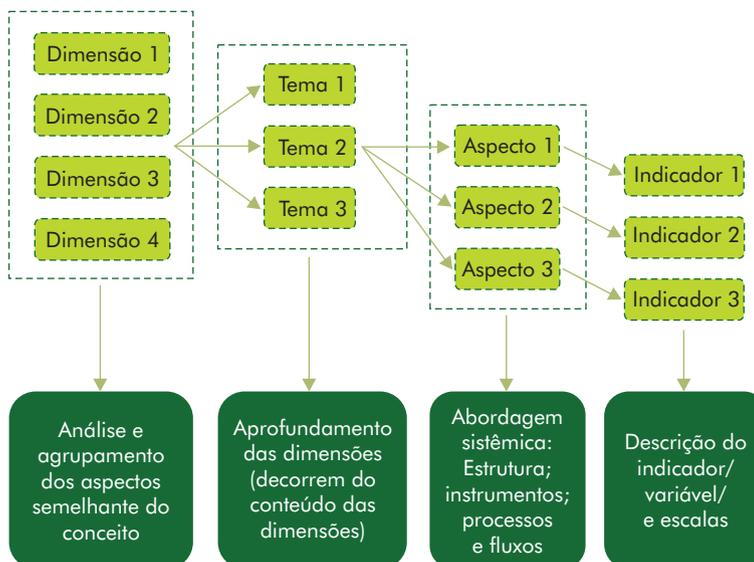
De acordo com Wong (2006), após o esclarecimento inicial dos conceitos básicos e do contexto político, há a necessidade da realização de um trabalho adicional de consolidação conceitual para desdobrar as ideias teóricas que podem ser utilizadas para basear o desenvolvimento de indicadores. A Figura 8.1 ilustra esse processo.

**Figura 8.1** Passos metodológicos para a construção de indicadores

Passo 1	<b>CONSOLIDAÇÃO CONCEITUAL</b> Esclarecer o conceito base para ser representado pela análise.
Passo 2	<b>ESTRUTURAÇÃO ANALÍTICA</b> Fornecer uma estrutura analítica na qual os indicadores estarão compilados e analisados.
Passo 3	<b>IDENTIFICAÇÃO DOS INDICADORES</b> Tradução dos fatores-chave identificados no passo 2 em indicadores específicos, mensuráveis.
Passo 4	<b>SÍNTESE DE VALORES O INDICADOR</b> Sintetizar os indicadores identificados em índice(s) composto(s) ou em sumário analítico.

O segundo passo é a estruturação analítica do sistema de indicadores, ou seja, o plano operacional que fornece a plataforma-base da compilação e análise dos dados. Nessa fase, o conceito-chave é desagregado e a teia de relações é construída na definição das dimensões, temas, aspectos e indicadores, conforme indicado na Figura 8.2. A estrutura analítica não surge apenas da teoria, mas também das políticas envolvidas no tema para o qual se está desenvolvendo o sistema de indicadores.

**Figura 8.2** Representação do processo de construção da estrutura analítica



Depois de estabelecer os fundamentos analíticos, o passo seguinte é a escolha dos indicadores para avaliar as dimensões do conceito estudado. Para que os indicadores possam ser utilizados em pesquisas ou na formulação ou avaliação de políticas públicas, algumas propriedades são recomendadas, entre estas: a sua relevância para a discussão da agenda da política social; a sua validade em representar o conceito indicado; e a confiabilidade dos dados usados na sua construção. Além disso, o indicador deve ter um grau de cobertura populacional adequado aos propósitos a que se presta, deve ser sensível a políticas públicas implementadas, específico a efeitos de programas setoriais, inteligível para os agentes e públicos-alvo das políticas, atualizável periodicamente a custos factíveis, ser amplamente desagregável em termos geográficos, demográficos e socioeconômicos e gozar de certa historicidade para possibilitar comparações no tempo (OMS, 1996 *apud* Jannuzzi, 2006).

O último passo no desenvolvimento de indicadores envolve a síntese dos valores dos indicadores. Uma prática comum é desenvolver um índice composto a partir da síntese dos indicadores propostos. Há situações em que se faz necessário fazer ponderações entre as dimensões do sistema, ou seja, definir pesos diferentes para cada dimensão do sistema. Porém, nem sempre isso será necessário, sendo exigida a definição metodológica sobre esse aspecto em cada situação específica.

A síntese ou agregação de indicadores é uma estratégia importante na construção dos sistemas de avaliação. A agregação permite uma visão mais abrangente dos processos que estão sendo avaliados, além de permitir comparações. A agregação de indicadores requer dois passos metodológicos essenciais: (i) a transformação das diferentes unidades de medida em uma escala homogênea; e (ii) a atribuição de pesos diferentes aos indicadores, para expressar a contribuição específica e diferencial de cada um.

No que se refere à ponderação de indicadores, Wong (2006) lembra que existem métodos estatísticos e não estatísticos, destacando quatro métodos não estatísticos mais utilizados, ressaltando vantagens e desvantagens de cada um:

- técnico (*expert*): atribuição de pesos por especialistas na temática a ser mensurada. Tem como vantagem a apropriação da experiência dos experts, mas absorve certo grau de subjetividade no esforço de objetivação da realidade analisada;

- referencial bibliográfico: atribuição dos pesos feita a partir de estudos já realizados e validados pela comunidade científica. Isso minimiza as fragilidades do método técnico;
- opinião pública: atribuição de pesos por meio de pesquisa de opinião pública. Esse tem como maior fragilidade a diversidade do contexto pesquisado;
- nulo (*null*): não atribuição de peso algum aos indicadores selecionados. Essa postura atribui a mesma importância aos indicadores selecionados e é, normalmente, utilizada quando o contexto do uso de um dos demais métodos agrava suas fragilidades.

Neste trabalho, decidiu-se pela utilização do método nulo, ou seja, atribuiu-se a mesma importância a todas dimensões, temas, aspectos e indicadores. Essa decisão é justificada pelos seguintes argumentos: (i) o método técnico pode trazer vieses relevantes para os resultados, pois é muito dependente da subjetividade e do perfil dos especialistas que fariam a atribuição de pesos; (ii) como o índice criado é pioneiro no Brasil, não existe um referencial bibliográfico a ser usado; (iii) em um contexto complexo como a sustentabilidade de diferentes fontes de geração de energia elétrica, não seria aconselhável usar atribuição de pesos por meio de pesquisa de opinião pública; (iv) além disso, a atribuição de pesos tem causado mais problemas do que o uso do método nulo.

### 8.3.1. Sistemas de indicadores de sustentabilidade

Energia tem um conceito abstrato que não pode ser medido diretamente, mas sabe-se que tem valor por causa do trabalho que pode realizar. A energia sustentável é a busca da minimização das perdas e danos, seja na quantidade do resíduo, no impacto ao meio ambiente, no representativo financeiro ou no impacto para a sociedade, entendendo-se o conceito de perdas e danos muito mais que eficiência, pois inclui subprodutos tangíveis e intangíveis (Silva; Primo, 2013). De uma forma mais ampla, busca-se também potencializar os ganhos da implantação dessas fontes de energia (Furtado; Furtado, 2016).

Alguns tipos de sistemas têm sido utilizados para identificar e desenvolver indicadores de sustentabilidade, entre eles o modelo PSR (*Pressure, State,*

*Response*), desenvolvido pela Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) em 1993, e o sistema DSR (*Driving Force, State, Response*). O primeiro assume implicitamente que existem relações de causalidade na interação dos diferentes elementos da metodologia. Os indicadores de pressão ambiental (P) descrevem as pressões das atividades humanas exercidas sobre o meio ambiente; os indicadores de estado (S) se referem à qualidade do ambiente e à qualidade e a quantidade de recursos naturais; e, por fim, os indicadores de resposta (R) referem-se à extensão e à intensidade das reações da sociedade frente às mudanças ambientais. Esse sistema trabalha com três dimensões: a ambiental, a econômica e a social.

Por sua vez, o sistema de indicadores DSR também foi desenvolvido pela OECD (2001), e o item (P) foi substituído por *Driving Force* (D) e incorporou a dimensão institucional, além das já existentes (Van Bellen, 2006). Para o autor, esse sistema pode ser usado para avaliações setoriais. O sistema DSR pressupõe que atividades humanas exercem pressões sobre o ambiente, alterando a qualidade e a quantidade de recursos naturais. A sociedade responde a essas mudanças por meio de políticas ambientais, econômicas e setoriais. As respostas formam uma alça de retroalimentação (*feedback*) para a força motriz (OECD, 2010 *apud* Silva, 2011).

## 8.4. Proposta de Matriz de Indicadores Socioambientais

A partir do arcabouço teórico e das experiências nacional e internacional, além do conhecimento da equipe de pesquisadores do Projeto SINAPSE, foi proposto um sistema de indicadores de sustentabilidade. A versão inicial da matriz de indicadores representou um passo intermediário para a construção do ISFG. Além de considerar toda a bibliografia pesquisada, tanto em nível nacional como internacional, como também a experiência dos profissionais responsáveis por essa etapa, a matriz foi baseada em um questionário, respondido pelos pesquisadores participantes, composto de uma questão com múltiplos itens para preenchimento em forma de uma matriz cujo objetivo era entender “o que define a sustentabilidade de uma fonte de geração de energia elétrica”.

Os resultados mostraram que os aspectos sugeridos são relevantes para a sustentabilidade das fontes: (i) a quantidade de emissões de gases

de efeito estufa; (ii) se a fonte é renovável; (iii) contribuição ao desenvolvimento local (nível de inserção regional); (iv) vulnerabilidade a mudanças climáticas; (v) custos socioambientais; (vi) riscos socioambientais; (vii) impactos sobre a saúde humana; (viii) impactos sobre a biodiversidade; (ix) impactos sobre temas indígenas e comunidades tradicionais; (x) impactos sobre o patrimônio cultural, histórico e arqueológico; (xi) aceitação pela sociedade; (xii) dificuldade no licenciamento ambiental e (xiii) outros aspectos.

Assim, com base nesse questionário, na experiência da equipe de pesquisadores e na revisão bibliográfica realizada, foram selecionadas as dimensões, temas, aspectos e indicadores para o ISFG. Foram adotadas quatro dimensões, todas derivadas da discussão conceitual do termo sustentabilidade, sendo estas: (i) ambiental; (ii) social; (iii) econômica (inserção regional); e (iv) político-institucional.

A dimensão ambiental foi, inicialmente, composta por três temas (solo, água, ar), onze aspectos e 23 indicadores. A dimensão social foi composta por três temas (impactos sobre a população local; impactos em terras indígenas e comunidades tradicionais; impactos sobre o patrimônio cultural, histórico e arqueológico), oito aspectos e 15 indicadores. A dimensão econômica foi composta por quatro temas (geração de emprego; geração de renda; impactos na atividade agropecuária; outros impactos no desenvolvimento), seis aspectos e dez indicadores. E, finalmente, a dimensão político-institucional foi, inicialmente, composta por três temas (dificuldade no licenciamento ambiental; aceitação pela sociedade; recurso energético), quatro aspectos e onze indicadores.

Num segundo passo, três objetivos principais foram perseguidos para o aprimoramento dessa matriz: (i) a possibilidade de obtenção dos dados necessários para a quantificação dos indicadores; (ii) não levar para o futuro as limitações existentes no passado e no presente; e (iii) redução do número de indicadores.

Em geral, as dimensões ambiental e social ficaram com indicadores medindo aspectos negativos e as dimensões econômica e político-institucional ficaram com indicadores que medem aspectos positivos, ou seja, quanto maiores mais contribuem para a sustentabilidade da fonte de geração. Apresenta-se, a seguir, a composição sugerida para as dimensões ambiental, social, econômica e político-institucional.

- A dimensão ambiental foi alterada para quatro temas (solo, água, ar e riscos), tendo seus aspectos e indicadores também alterados, com o número de indicadores reduzido de 23 para 15.
- A dimensão social teve a denominação de seus temas alterada (população local e trabalhadores, terras indígenas e comunidades tradicionais e patrimônio cultural, histórico e arqueológico), e os aspectos e indicadores modificados, com o número de indicadores reduzido de 15 para sete.
- A dimensão econômica teve seus temas alterados (geração de emprego, geração de renda e receita pública), e os aspectos e indicadores modificados, com o número de indicadores reduzido de dez para oito.
- A dimensão político-institucional teve seus temas alterados (licenciamento ambiental, aceitação pública, política energética e acordos internacionais), e os aspectos e indicadores modificados, com o número de indicadores alterado de onze para dez.

Com relação aos valores dos indicadores, alguns foram alimentados com fontes secundárias de dados, levantadas por meio de extensa revisão bibliográfica (nacional e internacional) e pelas experiências nacionais e internacionais pesquisadas. Outros indicadores foram quantificados por meio de uma escala cujos valores variam de 1 a 5, sendo 5 o valor de maior sustentabilidade e 1 o de menor sustentabilidade. Com a definição da matriz preliminar e as fontes de dados definidas (primárias e secundárias), o terceiro passo para a construção da matriz de indicadores foi a sua validação e a obtenção dos valores dos indicadores propostos por meio de escala do nível de sustentabilidade da fonte de geração de energia.

## 8.5. Validação e Obtenção dos Valores dos Indicadores: Aplicação do Método Delphi

A validação dos indicadores e a obtenção dos valores dos níveis de sustentabilidade da fonte de geração de energia, por indicador, foram obtidas aplicando-se o método Delphi. Dentre as diversas metodologias de pesquisa qualitativa, o método Delphi é uma técnica de investigação bastante pode-

rosa (Faccione, 1990, *apud* Marques; Freitas, 2018), uma vez que permite agregar um conjunto de opiniões de especialistas separados geograficamente, levando a resultados consistentes sobre temas complexos e abrangentes. De acordo com Furtado e Furtado (2016), esse método foi utilizado, com sucesso, no Projeto de P&D CEMIG/ANEEL GT0475, denominado “Desenvolvimento de ferramenta para monitorar e avaliar a sustentabilidade econômica, social e ambiental dos municípios em área de influência de hidrelétricas”.

O método Delphi consiste numa ferramenta de pesquisa qualitativa que busca um consenso de opiniões de um grupo de especialistas a respeito de eventos futuros. Essa ferramenta permite aos pesquisadores obter uma visão mais detalhada e profunda acerca das opiniões que existem sobre um problema específico (Velez-Pareja, 2003). O método emprega a circulação repetida de questionários para organizar opiniões e respostas de um grupo formado por especialistas da área em estudo, sendo muito utilizada como instrumento para agregar julgamentos individuais.

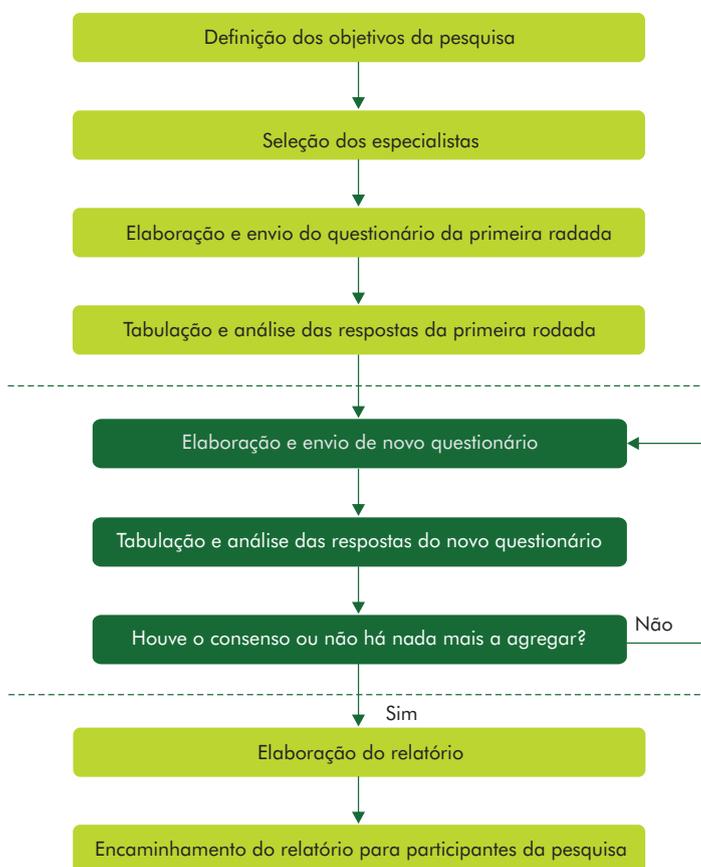
As respostas das questões quantitativas são tabuladas, recebendo um tratamento estatístico simples, definindo a média, mediana, moda, quartis, coeficiente de variação e os resultados são devolvidos aos participantes para reavaliação de suas respostas comparando-as com as respostas de todo o grupo. O processo se repete em sucessivas rodadas buscando um consenso de opiniões, de forma que a última rodada Delphi seja considerada como a previsão do grupo.

O racional utilizado se fundamenta no uso estruturado do conhecimento e tem como pressuposto que o julgamento coletivo, se bem organizado, produz melhor resultado do que a opinião de um único indivíduo, ou mesmo de alguns sem grande diversidade de conhecimentos especializados (Giovinnazzo, 2001). De modo geral, as características básicas do método Delphi são (Hidaka, 2011): anonimato e não contato físico entre os participantes; interação referente às respostas que obtiveram consenso e não obtiveram consenso (*feedback controlado*); e resultados estatísticos do painel de respondentes (Dalkey, 1969).

Vários autores frisam que a obtenção de consenso não é sempre possível ou desejável. Conforme Gupta e Clarke (1996 *apud* Marques; Freitas, 2018), diferentemente de outros métodos de pesquisa e planejamento, o objetivo do método Delphi não é deduzir uma simples resposta ou chegar ao consenso, mas obter respostas e opiniões de alto nível de quali-

dade para uma determinada questão apresentada para os especialistas, de modo a subsidiar tomadas de decisão. Como grande parte do sucesso na aplicação do método depende da seleção e convite dos especialistas, da elaboração dos questionários e da análise das respostas, esses aspectos foram cuidadosamente trabalhados no projeto SINAPSE. A Figura 8.3 apresenta a sequência de execução de uma pesquisa Delphi.

**Figura 8.3** Sequência de execução de uma pesquisa Delphi



### 8.5.1. Seleção dos especialistas e tabulação dos resultados

Uma das etapas fundamentais para o sucesso de um estudo utilizando Delphi é a seleção dos especialistas, uma vez que o resultado da pesquisa

depende do conhecimento e cooperação dessas pessoas. Diferentemente de uma pesquisa estatística, em que os participantes representam uma amostra da população, no caso do Delphi, não existe essa exigência, e sim a do conhecimento sobre o assunto objeto da pesquisa (Gordon, 1994).

O tamanho do grupo de participantes no método Delphi ainda é considerado um ponto crítico. Para alguns, um número maior de participantes garante uma melhor confiabilidade nos resultados, enquanto que, para outros, um grande número de participantes pode prejudicar o detalhamento da análise dos dados, afetando a percepção das diversas opiniões que serão coletadas durante o processo (Keeney *et al.*, 2011 *apud* Massaroli *et al.*, 2018).

A quantidade de especialistas recomendada na literatura varia de autor para autor. Giovinazzo (2001) considera que um número entre 15 a 30 participantes é suficiente para gerar informações relevantes. Gordon (1994) cita que a maioria dos estudos usa entre 15 a 35 pessoas. No caso do Método Delphi para Políticas, Turoff (2002) defende um grupo de 10 a 50 pessoas, destacando que a função desse grupo é não somente obter o consenso, mas também expor as diferentes visões colocadas e os principais argumentos contra e a favor. Para aplicação do Delphi nesta pesquisa, foram selecionados 48 participantes; sendo 37 de instituições e fóruns do setor elétrico; e 11 especialistas (consultores independentes) (Tabela 8.1).

**Tabela 8.1** Participantes da pesquisa Delphi

INSTITUIÇÃO	QUANTIDADE
GTMA da APINE	10
FMASE	10
MME	2
CEPEL	5
EPE	6
CEMIG	1
TRACTEBEL ENGIE	1
ELETRABRAS	2
CONSULTORES INDEPENDENTES	11
TOTAL	48

**Fonte:** Diversa Consultoria *et al.* (2019b).

A literatura recomenda proceder a uma tabulação e análise dos dados após cada rodada Delphi, calculando-se a média, a mediana, os quartis e os desvios padrão, como exemplo de estatísticas que permitem avaliar uma resposta comparativamente ao grupo de respostas de uma mesma questão. Para Wright e Giovinazzo (2000), uma vez que diferentes questões possam levar a diferentes tipos de dados, cada questão deverá ser analisada individualmente e com a técnica estatística mais adequada.

Para a descrição e análise dos dados obtidos com as rodadas aplicadas, foram utilizadas medidas de estatística descritiva de tendência central (média e mediana) e de dispersão (amplitude interquartil). A primeira utiliza um valor que representa o que é mais típico e que pode ser utilizado para representar todos os demais valores; a segunda utiliza um valor que revela como os dados variam em torno desse valor que é mais típico (Rodrigues *et al.*, 2017). A *média* incorpora o valor atribuído por cada participante da pesquisa, contudo, pode distorcer o valor que efetivamente represente melhor o grupo de opiniões, uma vez que é afetada por valores discrepantes, ou *outliers* altos ou baixos; a *mediana* apresenta o valor que se situa na metade da distribuição dos demais valores quando organizados de forma crescente, eliminando-se os valores discrepantes; a *amplitude interquartil* é uma medida de posição que se relaciona com a mediana e é calculada com base no cálculo de quartis, sendo o primeiro quartil (inferior), o quartil intermediário (mediana) e o terceiro quartil (superior). A diferença entre o quartil superior e o quartil inferior determina o intervalo interquartil e permite ver se houve uma convergência das respostas, gerando um consenso.

No caso desta pesquisa, resolveu-se adotar o critério sugerido por Raskin (1994 *apud* Rayens; Hahn, 2000) que considera uma amplitude interquartil menor ou igual a uma unidade como indicador de consenso. Quando o intervalo entre o primeiro e o terceiro quartil for maior que uma unidade, não existe o consenso. Em alguns casos, foi também utilizada a *distribuição de frequência*, cuja análise é útil para a busca das alternativas mais votadas, ou grupo de alternativas próximas entre si.

### 8.5.2. Aplicação dos questionários e resultados: primeira rodada Delphi

Para os questionários, optou-se por utilizar uma composição de perguntas do tipo múltipla escolha com perguntas abertas, uma combinação

possível que gera maiores informações sem prejudicar a tabulação. Dessa maneira, foi permitido aos participantes acrescentarem os comentários que julgassem necessários, enriquecendo a pesquisa.

O questionário elaborado para a primeira rodada Delphi contemplou, ao todo, 55 questões e foi estruturado em duas partes distintas e sequenciais. A primeira parte (26 perguntas) visou validar a pertinência dos 40 indicadores inicialmente propostos para representar os 26 aspectos. A segunda parte (29 perguntas) buscou estabelecer, para alguns indicadores, um nível de sustentabilidade por fonte de geração de energia. Para cada um dos 29 indicadores listados foram apresentadas 15 fontes de geração de energia, totalizando 435 notas a serem atribuídas. Destaca-se que, nas perguntas da primeira parte, foi dada aos respondentes a possibilidade de sugerir novos indicadores, ou de registrar os comentários que julgassem pertinentes e contribuir com a sua visão particular.

Para as questões de múltipla escolha, optou-se por utilizar escalas de Likert. A Escala de Likert é um método de escala unidimensional desenvolvido por Rensis Likert, no início dos anos de 1930, e “consiste em um conjunto de itens apresentados em forma de afirmações, ante os quais se pede ao sujeito que externar sua reação, escolhendo um dos cinco ou sete pontos da escala” (Martins, 2006 *apud* Hidaka, 2011). Oliveira e outros (Oliveira *et al.*, 2008 *apud* Rozados, 2015) afirmam que uma vantagem da escala de Likert é fornecer direções sobre a atitude do respondente em relação a cada pergunta, podendo ser positiva ou negativa.

Na primeira parte do questionário, foi apresentada uma escala com cinco itens para verificar a concordância ou não da permanência do indicador para representar o aspecto sugerido, segundo a variação: *concordo, inclinado a concordar, não concordo, inclinado a não concordar, não sei*.

Na segunda parte do questionário, foi apresentada uma escala também contendo cinco itens, dessa vez, para que fosse apontado o nível de sustentabilidade da fonte de energia por indicador analisado, sendo eles: *muito baixo, baixo, médio, alto, muito alto*. A utilização desse tipo de escala é considerada compatível com as exigências do método Delphi (McKnight *et al.*, 1991 *apud* Hidaka, 2011). Além do mais, facilita ao participante da pesquisa dar seu posicionamento perante a questão, permitindo ao pesquisador atribuir e apresentar suas conclusões segundo graus de hierarquização definidos pelo participante (Rozados, 2015).

Foram elaborados os textos explicativos que servem de orientação aos respondentes e definida a plataforma de aplicação do questionário. Optou-se por utilizar a plataforma de desenvolvimento de pesquisa *on-line Survey Monkey*. Foi, então, realizado um pré-teste junto ao grupo dos pesquisadores envolvidos, objetivando testar a ferramenta *on-line* quanto ao acesso, tempo de resposta, possibilidades de apresentação e tabulação das respostas, e, assim, transcorrer com os ajustes e pontos de melhoria a serem incorporados na versão final do questionário.

Uma vez finalizada a etapa de formulação do questionário, foi encaminhado o convite ao endereço eletrônico dos especialistas selecionados para responder à pesquisa de maneira a captar as suas expertises. A correspondência de encaminhamento e as instruções para o preenchimento do questionário utilizado nesta primeira rodada encontram-se no Apêndice A.

Na primeira rodada do Delphi, foram enviados 48 questionários para os participantes. No período compreendido entre 26 de fevereiro a 17 de abril de 2019, foram recebidos 23 questionários da Parte I e 15 questionários da Parte II, representando, assim, um percentual de respostas de 48 e 31%, respectivamente. Esses percentuais se encontram dentro do esperado, segundo a literatura pesquisada, que sugere entre 30 e 50% (Wright; Giovinazzo, 2000) e entre 25 e 65% (Gordon, 1994).

Os dados foram tabulados em planilha *Excel* e calculadas as amplitudes interquartis para averiguação do consenso. Pode-se afirmar que a primeira rodada do Delphi não produziu um consenso sobre todos os itens questionados. Dos 40 (quarenta) indicadores pesquisados na Parte I, oito (8) não obtiveram consenso. Na Parte II do questionário, foram apresentados 29 indicadores, cada um contendo 15 fontes de geração de energia para serem atribuídos valores do nível de sustentabilidade, totalizando 435 avaliações. Dessas, 246 avaliações de sustentabilidade das fontes de energia não tiveram seus valores convergidos.

Conjuntamente à tabulação e análise estatística das respostas apresentadas para as questões de múltipla escolha, foram analisadas as sugestões dadas, para a Parte I do questionário, de novos indicadores, ou outras informações consideradas relevantes pelo especialista. Poucos especialistas sugeriram o uso de diferentes indicadores e, quando o fizeram, as sugestões se mostraram muito específicas para hidrelétricas, não sendo coerentes

tes com o escopo da pesquisa e, assim, não sendo acatadas. Outros comentários sugeriram modificar a relação de medida do indicador de MW para MWh, ou pequenas modificações na nomenclatura de alguns indicadores.

### 8.5.3. Aplicação dos questionários e resultados: segunda rodada Delphi

Com as sugestões incorporadas, foi estruturado o questionário da segunda rodada para as questões que não obtiveram consenso, seguindo-se os mesmos procedimentos da elaboração do primeiro. O questionário elaborado para a segunda rodada contemplou ao todo 37 questões e manteve a mesma estrutura de duas partes distintas e sequenciais, com os mesmos objetivos da primeira rodada. Na primeira parte, foram excluídas as perguntas que obtiveram convergência e modificada a apresentação das questões, incorporando-se algumas das sugestões apresentadas pelos especialistas na primeira rodada. Assim, foram reapresentadas oito questões, novamente com a possibilidade de registro dos comentários julgados pertinentes.

A segunda parte do questionário teve novamente 29 perguntas, uma vez que todos os indicadores ainda apresentavam fontes que necessitavam de resultados passíveis de consenso (246 avaliações restantes). Para ambas as partes do questionário, foram utilizadas as mesmas escalas de resposta da 1ª rodada, sendo que, dessa vez, foram inseridos os percentuais que cada resposta obteve, dando-se, assim, o *feedback* aos especialistas. A correspondência de encaminhamento e as instruções para o preenchimento do questionário utilizado nesta segunda rodada encontram-se no Apêndice A.

Na segunda rodada Delphi, foram enviados 23 questionários (compostos por duas partes), apenas para os especialistas que apresentaram resposta na primeira rodada. No período compreendido entre 20 de maio a 24 de junho de 2019, foram recebidos 10 questionários da Parte I e nove questionários da Parte II, representando, assim, um percentual de respostas de 43 e 39%, respectivamente. Esses percentuais estão dentro do preconizado no método Delphi como válidos para a análise.

Em seguida ao recebimento das respostas da segunda rodada, deu-se sequência ao mesmo procedimento aplicado na primeira rodada, sendo

os dados novamente tabulados em planilha *Excel* e calculadas as amplitudes interquartis. Dessa vez, para os casos em que não houve consenso, optou-se pela análise das distribuições de frequência, das médias e das medianas, numa avaliação caso a caso.

Similarmente à primeira rodada, a segunda rodada do Delphi não produziu um consenso sobre todos os itens questionados. Dos oito (8) indicadores pesquisados na Parte I, dois (2) não obtiveram consenso. Na Parte II, das 246 avaliações de sustentabilidade da fonte de geração de energia apresentadas, 62 não tiveram seus valores convergidos.

Uma vez que pesquisas mais recentes vêm dispensando a busca pelo consenso como fator obrigatório para a caracterização do método (Landeta, 2006 *apud* Carvalho, 2011) e, de acordo com os diversos autores citados por Rayens e Hahn (2000), a medida do consenso é a componente do método Delphi para políticas menos desenvolvidas, variando de estudo para estudo, optou-se pela aplicação de outras análises estatísticas nas respostas que não obtiveram consenso, eliminando-se, assim, a necessidade de uma terceira rodada.

Na Parte I da pesquisa, os dois indicadores que não apresentaram convergência por meio da análise da amplitude interquartil foram: “Grau de transformação do ambiente lótico em lântico por capacidade instalada” e “Aumento de doenças causadas por vetores hídricos ou por alteração na qualidade da água por energia gerada”. Para ambos, foi aplicada uma análise de distribuição de frequência das respostas. Para tanto, as respostas foram agrupadas em três Grupos: *Grupo 1 – concordo e inclinado a concordar*; *Grupo 2 – não concordo e inclinado a não concordar*; e *Grupo 3 – não sei*. Os dois indicadores apresentaram o maior percentual de resposta no Grupo 1 (60%), corroborando a importância deles em representar os aspectos Perda de Biodiversidade (água) e Doenças Hídricas, respectivamente, e validando as suas permanências na matriz de indicadores proposta. Adicionalmente, com base na experiência dos pesquisadores, a manutenção desses dois indicadores foi defendida por serem considerados de extrema relevância na avaliação das usinas hidrelétricas.

Para os itens da Parte II do questionário que apresentaram convergência por meio da amplitude interquartil, o valor adotado para representar o nível de sustentabilidade da fonte de geração de energia por indica-

dor é o equivalente ao valor da média aritmética das respostas localizadas dentro do intervalo interquartil.

Para os que não apresentaram convergência por meio da análise da amplitude interquartil, optou-se por uma análise estatística caso a caso, observando-se o comportamento da distribuição dos dados. Nos casos em que as respostas apresentaram uma distribuição normal, o valor assumido como nível de sustentabilidade da fonte de geração de energia analisada foi o valor médio das respostas dadas; caso contrário, assumiu-se o valor da mediana, uma vez que, nesse tipo de distribuição, a média sofre influência das respostas extremas que podem distorcer o resultado e levar a uma leitura irreal. Para determinar a normalidade ou não da distribuição, foi utilizado o teste de assimetria por meio do programa *Statistical Package for the Social Sciences* (SPSS).

Analisando-se as distribuições das respostas para cada uma das 62 avaliações de sustentabilidade das fontes de geração de energia que não obtiveram consenso, nove apresentaram uma distribuição normal, sendo seus valores médios considerados os valores representativos do nível de sustentabilidade. As demais 53 avaliações não apresentaram distribuição normal, sendo os valores de suas medianas considerados como representativos do nível de sustentabilidade.

## 8.6. Obtenção dos Valores dos Índices de Sustentabilidade de Fontes de Geração de Energia Elétrica – ISFGs

Os resultados dos valores dos ISFGs foram obtidos utilizando-se a matriz e os valores obtidos na pesquisa Delphi realizada com os especialistas. Destaca-se que a matriz final de indicadores é a mesma construída pelos pesquisadores; contudo, algumas denominações de indicadores e também algumas unidades foram alteradas por sugestão dos especialistas selecionados para a pesquisa Delphi.

A matriz consolidada é composta por quatro (4) dimensões: ambiental; social; econômica; político-institucional e contém quarenta (40) indicadores, sendo 29 obtidos de dados primários, ou seja, pela avaliação de especialistas, e 11 obtidos da literatura especializada. As Tabelas 8.2 a 8.5 apresentam os indicadores por dimensão.

**Tabela 8.2** Temas, aspectos e indicadores da dimensão ambiental

Tema	Aspecto	Indicador (unidade)
Solo	Área Ocupada	Área ocupada por energia gerada (km <sup>2</sup> /MWh)
	Perda de Biodiversidade (solo)	Potencial de redução de biodiversidade de espécies nativas da fauna e flora (escala de 1 a 5) Possibilidade de ocorrência de unidade de conservação em áreas com potencial de geração (escala de 1 a 5)
Água	Uso de Água	Volume de água consumida/energia gerada (m <sup>3</sup> /MWh)
	Perda de Biodiversidade (água)	Potencial de redução da biodiversidade nativa da ictiofauna (escala de 1 a 5) Grau de transformação do ambiente lótico em lêntico por energia anual gerada (km <sup>2</sup> /MWh/ano) (escala de 1 a 5)
	Doenças Hídricas	Aumento de doenças causadas por vetores hídricos ou por alteração na qualidade da água por energia anual gerada (%/MWh/anual) (escala de 1 a 5)
Ar	Mudanças Climáticas	Toneladas de CO <sub>2</sub> e emitidas por energia anual gerada (tCO <sub>2</sub> e/MWh/ano)
	Impacto na Saúde	Toneladas de particulados emitidas por energia anual gerada (t/GWh/ano)
		Toneladas de óxidos nitrosos emitidas por energia anual gerada (tNO <sub>x</sub> /GWh/ano)
		Toneladas de dióxido de enxofre por energia anual gerada (tSO <sub>2</sub> /GWh/ano)
Aumento de doenças respiratórias por energia anual gerada (%/MWh/ano) (escala de 1 a 5)		
Riscos	Risco de Origem Humana	Potencial de riscos de perda de geração decorrente de erros humanos (escala de 1 a 5)
	Risco de Origem em Eventos Naturais	Potencial de riscos de perda de geração decorrentes de eventos naturais (escala de 1 a 5)
	Riscos de Origem Tecnológica	Potencial de riscos de perda de geração decorrentes de eventos tecnológicos (escala de 1 a 5)

Fonte: Diversa Consultoria *et al.* (2019a).

**Tabela 8.3** Temas, aspectos e indicadores da dimensão social

Tema	Aspecto	Indicador (unidade)
População Local e Trabalhadores	Potencial de Afetar Populações Locais	População diretamente afetada durante a obra (escala de 1 a 5)
		População diretamente afetada durante a operação (escala de 1 a 5)
	Pressão sobre a Infraestrutura Social	Número de trabalhadores no pico da obra por capacidade instalada (nº de trabalhadores /MW)

**Tabela 8.3** Temas, aspectos e indicadores da dimensão social (Cont.)

Tema	Aspecto	Indicador (unidade)
Terras Indígenas e Comunidades Tradicionais	Comprometimento de Relações Interétnicas	Possibilidade de ocorrência de povos indígenas em áreas com potencial de geração realizável (escala de 1 a 5)
		Possibilidade de ocorrência de terras de comunidades tradicionais em áreas de potencial de geração realizável (escala de 1 a 5)
Patrimônio Cultural, Histórico e Arqueológico	Perda de Patrimônio Cultural Construído	Nível de dano ao patrimônio cultural, histórico e arqueológico em áreas de potencial de geração realizável (escala de 1 a 5)
	Comprometimento da Cultura Local	Nível de comprometimento da identidade cultural local em áreas de potencial de geração realizável (escala de 1 a 5)

Fonte: Diversa Consultoria et al. (2019a).

**Tabela 8.4** Temas, aspectos e indicadores da dimensão econômica

Tema	Aspecto	Indicador (unidade)
Geração de Emprego	Empregos Diretos e Indiretos	Empregos gerados considerando toda a cadeia de produção por capacidade instalada (empregos gerados/MW)
Geração de Renda	Atividade Turística	Incremento da atividade turística local (escala de 1 a 5)
	Comércio & Serviços	Incremento da atividade de comércio e serviços locais (escala de 1 a 5)
	Produção Agropecuária	Potencial de menor impacto na produção agropecuária local (escala de 1 a 5)
	Indústria	Incremento da atividade industrial local (escala de 1 a 5)
	Cessão da Terra	Renda auferida por cessão da terra para geração de energia (escala de 1 a 5)
Receita Pública	Impostos e Compensações	Compensação financeira anual paga aos estados e municípios pela energia gerada (Sim/Não)
		ISS anual gerado na instalação por energia anual gerada (MWh/ano) (escala de 1 a 5)

Fonte: Diversa Consultoria et al. (2019a).

**Tabela 8.5** Temas, aspectos e indicadores da dimensão político-institucional

Tema	Aspecto	Indicador (unidade)
Licenciamento Ambiental	Simplicidade do Processo de Licenciamento Ambiental	Flexibilidade para escolha do local do empreendimento (escala de 1 a 5)
		Simplicidade dos Estudos Ambientais exigidos pelos órgãos licenciadores ambientais (escala de 1 a 5)
		Potencial de envolvimento de menor número de órgãos intervenientes no processo de licenciamento, exemplo: Iphan, Funasa, Funai, Fundação Cultural Palmares (escala de 1 a 5)
	Risco envolvido no Processo de Licenciamento Ambiental	Potencial de cumprimento do prazo regulamentar para o licenciamento ambiental (escala de 1 a 5)
		Potencial de menor risco de judicialização do processo de licenciamento ambiental (escala de 1 a 5)
Aceitação Pública	Interação com as Comunidades Locais	Nível de aceitação da fonte pela população dos municípios diretamente afetados (escala de 1 a 5)
		Potencial de geração de benefícios locais (escala de 1 a 5)
Política Energética e Acordos Internacionais	Compatibilidade da fonte com políticas energéticas e acordos internacionais	Fonte renovável ou não renovável (sim/não)
		Disponibilidade nacional do recurso energético realizável (MW)
		Grau de domínio nacional da tecnologia (escala de 1 a 5)

**Fonte:** Diversa Consultoria *et al.* (2019a).

Apresentam-se, no Apêndice B, os valores dos indicadores obtidos de dados secundários. É relevante ressaltar que esses dados devem ser atualizados em cada ciclo de planejamento de longo prazo, tendo em vista que, com a evolução das tecnologias de geração de energia elétrica, esses valores podem ser bastante alterados. Caso esses valores sejam usados no Plano Decenal de Energia, recomenda-se que essa atualização seja feita a cada dois anos.

### 8.6.1. Resultados dos valores por dimensões e dos ISFGs

Para se proceder com os cálculos dos índices de sustentabilidade, todos os valores obtidos – de fontes primárias e secundárias – foram normalizados para uma mesma escala. Para os indicadores cuja quantificação foi dada por meio de escala com notas variando de 1 a 5, sendo 1 a fonte menos sustentável e 5 a fonte mais sustentável, os valores foram normalizados entre 0 a 1, considerando a nota 1 como igual a 0 (zero); a nota 5 como igual a 1 (um) e os demais valores intermediários distribuídos proporcionalmente dentro desse intervalo.

Para os valores numéricos dos indicadores obtidos por fontes secundárias, a normalização foi feita através da técnica de interpolação. O valor máximo foi considerado como 1 (um) e o menor valor foi considerado como 0 (zero). Os demais valores intermediários foram distribuídos proporcionalmente no intervalo de 0 (zero) a 1 (um).

Usando-se os valores descritos na seção anterior, os resultados obtidos para as quatro (4) dimensões e ISFGs são apresentados nas Tabelas 8.6 a 8.9. As Figuras 8.4 a 8.10 ilustram esses resultados.

Como esperado, as fontes renováveis apresentaram valores superiores de ISFG em relação às fontes não renováveis. As três fontes que obtiveram os maiores valores foram: eólica *offshore* (0,667); PCH (0,638); fotovoltaica solar (0,634). Em seguida, vieram eólica *onshore* (0,615); hidrelétrica a fio d'água (0,608); heliotérmica concentrada (0,568). Biomassa apresentou o pior resultado das fontes renováveis, com o valor de ISFG de 0,506. As dimensões que mais contribuíram para o ISFG elevado da fonte eólica *offshore* foram a ambiental e a social, respectivamente, 0,855 e 0,840. Para a fonte PCH, foram as dimensões ambiental e econômica, respectivamente, 0,722 e 0,708.

No caso de hidrelétrica com reservatório, a dimensão que mais contribuiu para seu ISFG relativamente baixo foi a social (0,334). Por outro lado, a dimensão econômica apresentou um dos maiores valores (0,735) de todas as fontes, o que demonstra a validade da ferramenta, tendo em vista que outras pesquisas já demonstraram que as hidrelétricas contribuem com o desenvolvimento econômico local.

Para as fontes não renováveis, o maior ISFG foi o da fonte nuclear (0,459), seguida das térmicas a gás com e sem ciclo combinado (0,450 e 0,447). O menor ISFG entre as não renováveis foi o da fonte térmica a óleo combustível (0,404). As dimensões que elevaram os valores dos ISFGs foram a ambiental (0,694 para a nuclear, e 0,637 e 0,626 para as térmicas a gás com e sem ciclo combinado) e a social (0,594 para a nuclear, e 0,503 e 0,503 para as térmicas a gás). No caso da dimensão econômica, para as térmicas a gás, foi identificada uma baixa contribuição para o desenvolvimento econômico local, quando comparada com outras fontes, sendo seu valor 0,219, o menor dos índices dessa dimensão entre as fontes não renováveis. A dimensão político-institucional para a fonte nuclear apresentou um valor muito baixo (0,183), o que contribuiu para reduzir o valor do ISFG dessa fonte.

**Tabela 8.6** Valores das dimensões e dos índices de sustentabilidade – fontes renováveis

Dimensão/Índice	Hidrelétrica Reservatório	PCH	Hidrelétrica a Fio d'água	Solar Fotovoltáica	Heliotérmica Concentrada	Eólica Offshore	Eólica Onshore	Biomassa
Ambiental	0,673	0,722	0,743	0,890	0,800	0,855	0,831	0,638
Social	0,334	0,604	0,470	0,578	0,588	0,840	0,670	0,513
Econômica	0,735	0,708	0,745	0,525	0,347	0,442	0,395	0,283
Político-Institucional	0,363	0,518	0,474	0,544	0,538	0,531	0,564	0,590
Índice de Sustentabilidade da fonte de geração de energia elétrica (ISFG)	0,526	0,638	0,608	0,634	0,568	0,667	0,615	0,506

Fonte: Diversa Consultoria et al. (2019c).

**Tabela 8.7** Valores das dimensões e dos índices de sustentabilidade – fontes não renováveis

Dimensão/Índice	Térmica a Carvão com Ciclo combinado	Térmica a Carvão	Térmica a Diesel	Térmica a Óleo Combustível	Térmica a Gás Natural	Térmica a Gás Natural com Ciclo Combinado	Nuclear
Ambiental	0,494	0,483	0,540	0,527	0,626	0,637	0,694
Social	0,526	0,526	0,520	0,506	0,503	0,503	0,594
Econômica	0,269	0,274	0,225	0,225	0,219	0,219	0,364
Político-Institucional	0,441	0,442	0,413	0,356	0,440	0,439	0,183
Índice de Sustentabilidade da fonte de geração de energia elétrica (ISFG)	0,432	0,431	0,425	0,404	0,447	0,450	0,459

Fonte: Diversa Consultoria et al. (2019c).

**Tabela 8.8** Valores dos temas por dimensão – fontes renováveis

Dimensão/Tema Escala	Hidrelétrica Reservatório	PCH	Hidrelétrica Fio d'água	Solar Fotovoltaica	Heliotérmica Concentrada	Eólica Offshore	Eólica Onshore	Biomassa
	Escala	Escala	Escala	Escala	Escala	Escala	Escala	Escala
Ambiental	Solo	0,655	0,750	0,762	0,848	0,828	0,726	0,329
	Água	0,542	0,589	0,566	0,972	0,767	0,958	0,714
	Ar	0,994	0,994	0,994	0,988	0,988	0,998	0,926
	Riscos	0,500	0,556	0,648	0,750	0,618	0,590	0,583
Social	População local e trabalhadores	0,378	0,813	0,451	0,407	0,434	0,671	0,258
	Terras indígenas e comunidades tradicionais	0,209	0,500	0,500	0,750	0,750	0,735	0,750
	Patrimônio cultural, histórico e arqueológico	0,416	0,500	0,459	0,579	0,579	1,000	0,531
Econômica	Geração de empregos	0,842	0,842	0,842	1,000	0,384	0,737	0,158
	Geração de renda	0,613	0,492	0,565	0,357	0,407	0,386	0,442
	Receita pública	0,750	0,791	0,829	0,219	0,250	0,204	0,250
Político- institucional	Licenciamento ambiental	0,071	0,384	0,206	0,604	0,597	0,591	0,584
	Aceitação pública	0,360	0,500	0,548	0,485	0,579	0,579	0,579
	Política energética e acordos internacionais	0,659	0,669	0,669	0,542	0,439	0,469	0,607

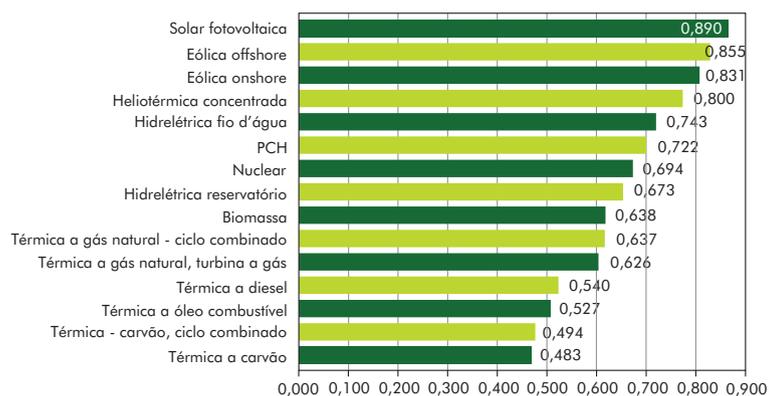
Fonte: Diversa Consultoria et al. (2019c).

Tabela 8.9 Valores dos temas por dimensão – fontes não renováveis

Dimensão	TEMA	Térmica - Ciclo combinado		Térmica a Carvão		Térmica a Diesel		Térmica a Óleo Combustível		Térmica a Gás Natural, Turbina a Gás		Térmica a Gás Natural - Ciclo Combinado		Nuclear	
		Escala	Escala	Escala	Escala	Escala	Escala	Escala	Escala	Escala	Escala	Escala	Escala	Escala	Escala
Ambiental	Solo	0,796	0,796	0,796	0,672	0,672	0,672	0,672	0,672	0,749	0,749	0,759	0,732	0,732	0,732
	Água	0,463	0,463	0,463	0,500	0,500	0,458	0,458	0,728	0,728	0,686	0,701	0,701	0,701	0,701
	Ar	0,248	0,248	0,204	0,520	0,520	0,509	0,509	0,547	0,547	0,643	1,000	1,000	1,000	1,000
Social	Riscos	0,469	0,469	0,469	0,469	0,469	0,469	0,469	0,479	0,479	0,458	0,344	0,344	0,344	0,344
	População local e trabalhadores	0,312	0,312	0,312	0,252	0,252	0,252	0,252	0,260	0,260	0,260	0,401	0,401	0,401	0,401
	Terras indígenas e comunidades tradicionais	0,750	0,750	0,750	0,750	0,750	0,750	0,750	0,750	0,750	0,750	0,750	0,750	0,750	0,750
Econômica	Patrimônio cultural, histórico e arqueológico	0,516	0,516	0,516	0,558	0,558	0,516	0,516	0,500	0,500	0,500	0,631	0,631	0,631	0,631
	Geração de empregos	0,131	0,131	0,131	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,474	0,474	0,474	0,474
	Geração de renda	0,425	0,425	0,442	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425	0,408	0,408	0,408	0,275	0,275	0,275
Político-institucional	Receita pública	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,344	0,344	0,344	0,344
	Licenciamento ambiental	0,393	0,393	0,397	0,454	0,454	0,436	0,436	0,511	0,511	0,510	0,083	0,083	0,083	0,083
	Aceitação pública	0,345	0,345	0,345	0,360	0,360	0,344	0,344	0,423	0,423	0,423	0,188	0,188	0,188	0,188
	Política energética e acordos internacionais	0,583	0,583	0,583	0,425	0,425	0,290	0,290	0,385	0,385	0,385	0,278	0,278	0,278	0,278

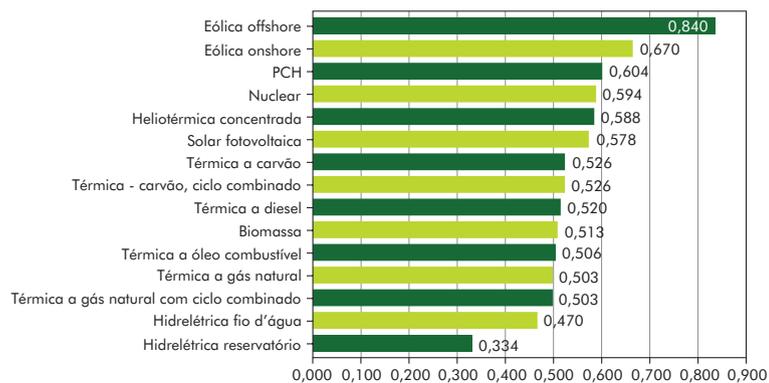
Fonte: Diversa Consultoria et al. (2019c).

**Figura 8.4** Índice de sustentabilidade das fontes de geração de energia elétrica – dimensão ambiental



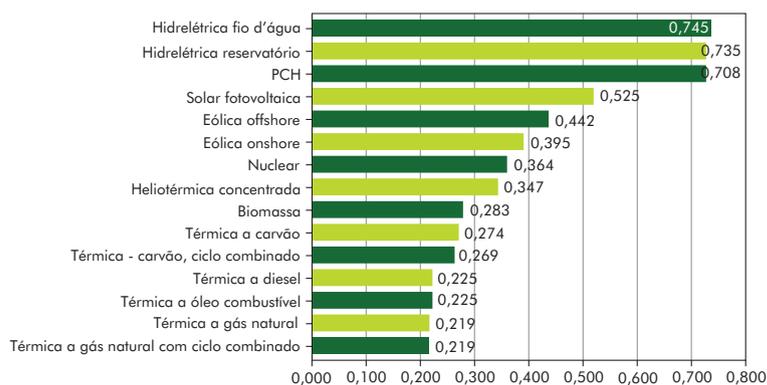
Fonte: Diversa Consultoria et al. (2019c).

**Figura 8.5** Índice de sustentabilidade das fontes de geração de energia elétrica – dimensão social



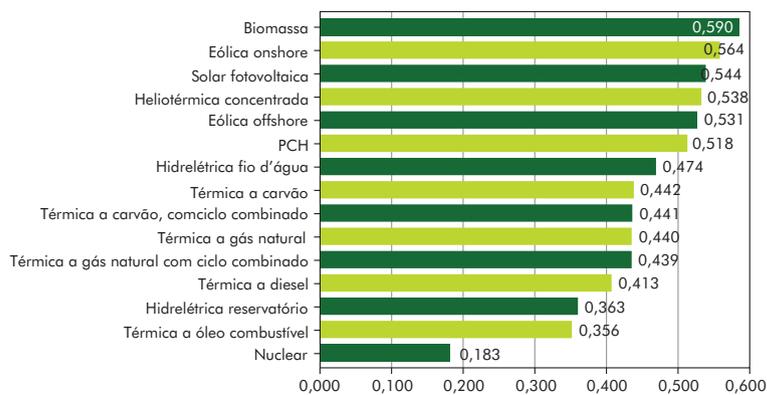
Fonte: Diversa Consultoria et al. (2019c).

**Figura 8.6** Índice de sustentabilidade das fontes de geração de energia elétrica – dimensão econômica



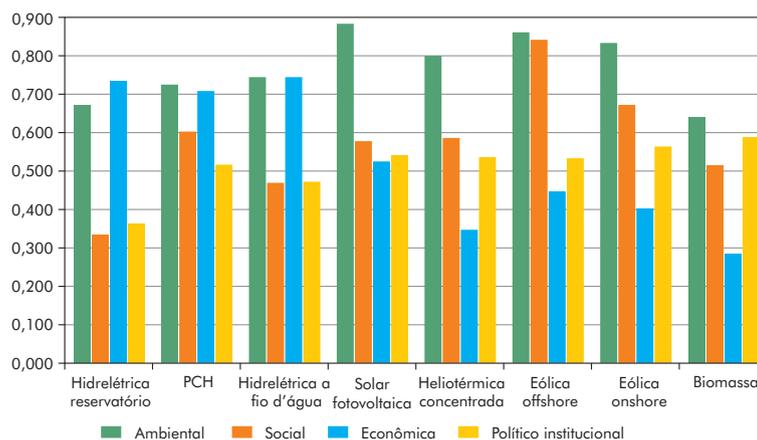
Fonte: Diversa Consultoria et al. (2019c).

**Figura 8.7** Índice de sustentabilidade das fontes de geração de energia elétrica – dimensão político-institucional



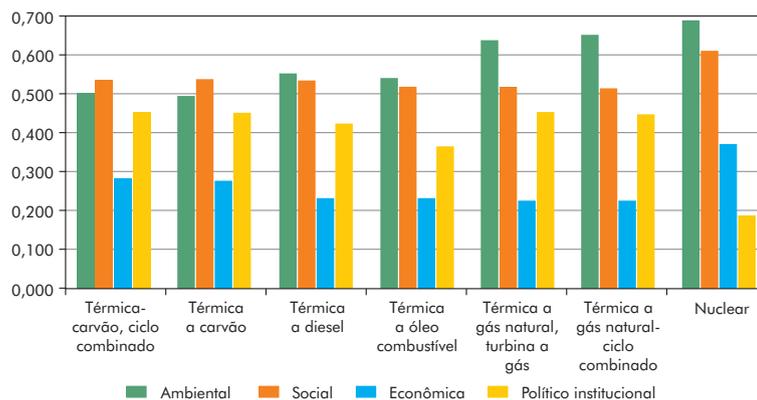
Fonte: Diversa Consultoria et al. (2019c).

**Figura 8.8** Índice de sustentabilidade das fontes renováveis de geração de energia elétrica – por dimensão



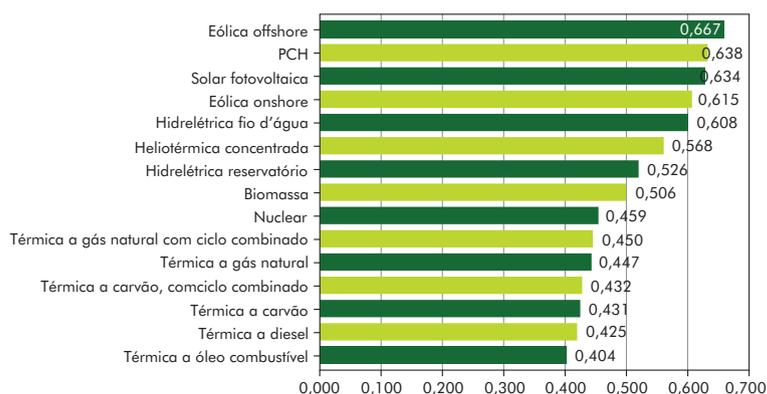
Fonte: Diversa Consultoria et al. (2019c).

**Figura 8.9** Sustentabilidade das fontes não renováveis de geração de energia elétrica – por dimensão



Fonte: Diversa Consultoria et al. (2019c).

**Figura 8.10** Índice de sustentabilidade das fontes de geração de energia elétrica (ISFG)



**Fonte:** Diversa Consultoria *et al.* (2019c).

Houve uma grande dificuldade na obtenção dos indicadores oriundos de fontes secundárias para todas as fontes. Os valores apresentados nas tabelas do Apêndice B devem ser atualizados com frequência, tendo em vista a evolução tecnológica das várias fontes de geração de energia elétrica. Embora tenham uma “vida útil” mais longa, mesmo os valores numéricos dos indicadores obtidos por pesquisa Delphi devem ser revisitos, pelo menos, a cada ciclo de planejamento de longo prazo, tendo em vista a mudança de percepção dos especialistas em relação a cada opção tecnológica de geração de energia elétrica, conforme mencionado anteriormente. Quando usados no PDE, recomenda-se que esses valores sejam atualizados a cada dois anos.

Os valores das dimensões e dos ISFGs mostram que as fontes renováveis têm um desempenho melhor em termos de sustentabilidade do que as fontes não renováveis. Entre as renováveis, destacam-se as fontes, eólica *offshore*, PCH, solar fotovoltaica e eólica *onshore*, sendo as quatro fontes de geração que apresentaram os maiores ISFGs, respectivamente. Dentre essas fontes, a que apresentou o menor ISFG foi a fonte biomassa. As dimensões que mais contribuíram para baixar esse valor foram a econômica e a social. Dos temas da dimensão social, os mais baixos foram patrimônio cultural, histórico e arqueológico e população local e trabalhadores. Com relação à dimensão econômica, os valores mais baixos foram geração de empregos e receita pública.

Entre as fontes de geração de energia não renováveis, destacam-se a nuclear, as térmicas a gás (com e sem ciclo combinado) e a térmica a carvão com ciclo combinado, que apresentaram os quatro maiores ISFGs, respectivamente. Ressalta-se que todas as notas das fontes não renováveis estão abaixo das apresentadas nas fontes de energia renovável, confirmando a tendência de que as fontes renováveis são mais sustentáveis que as não-renováveis.

Destaca-se que, ao analisar as quatro dimensões, a maior nota entre todas foi a da dimensão ambiental para a fonte solar fotovoltaica (0,890), enquanto a menor nota, entre todas as dimensões, foi a da dimensão político-institucional para a fonte nuclear (0,183). Os temas que mais contribuíram para o elevado valor da dimensão ambiental da fonte solar fotovoltaica foram ar e água, enquanto para o reduzido valor da dimensão político-institucional da fonte nuclear foram licenciamento ambiental e aceitação pública. Esses resultados mostram a robustez da matriz de sustentabilidade de fontes de geração de energia elétrica.

Finalmente, destaca-se que os valores das dimensões e dos ISFGs apresentados neste trabalho podem ser usados no modelo de expansão da geração do SIN com total confiabilidade, uma vez que os indicadores foram validados e seus valores primários foram obtidos de especialistas por meio de uma pesquisa Delphi e os secundários de literatura especializada de fontes atualizadas.



# 9

## Modelo Conceitual para Planejamento da Expansão do SIN – Estudo de Caso do Projeto SINAPSE

**A**tualmente, grande parte dos modelos de planejamento da expansão da geração, entre estes o MELP,<sup>44</sup> considera o problema de planejamento como um problema de otimização, ou seja, leva em conta apenas o custo total de operação e expansão. Nesses modelos, considera-se que cada um dos projetos potenciais já passou individualmente por uma análise de viabilidade ambiental ou de licenciamento ambiental, como as apontadas no capítulo 7. Dessa forma, os critérios econômicos e ambientais são feitos separadamente, e a internalização dos custos socioambientais dentro do modelo de otimização não é considerada (Vila, 2009).

Nesse contexto, o Projeto SINAPSE buscou verificar como a introdução de variáveis socioambientais no MELP afeta o planejamento da expansão da geração. A análise dessas variáveis produziu os ISFGs, demonstrados no capítulo 8, os quais quantificaram a sustentabilidade das fontes nas dimensões ambiental, social, econômica e político-institucional, através do método Delphi. A partir daí tais índices serviram de base para a formulação de um modelo de análise envoltória de dados (DEA, abreviação

<sup>44</sup> Informações detalhadas sobre o MELP estão presentes no Item 2.2.3 – Modelo de Expansão de Longo Prazo (MELP) e no Apêndice D – Especificação Funcional do MELP.

de *Data Envelopment Analysis*), que foi utilizado para se calcular os fatores de eficiência técnica e os índices socioambientais para as fontes de geração. As eficiências e os índices obtidos pela DEA podem ser incluídos nos modelos de expansão do setor elétrico, como o MELP, de modo a permitir que sejam captadas outras dimensões além da econômica, como, por exemplo, as dimensões social e ambiental.

Este capítulo apresenta os resultados da aplicação da DEA para os ISFGs, indicando, dessa forma, as eficiências relativas das fontes de geração de eletricidade. Essas eficiências, por sua vez, fizeram parte da restrição de impactos socioambientais implementada no MELP. Além de detalhar a representação de tais variáveis, o capítulo caracteriza os dados de entrada e os parâmetros necessários para a execução do modelo. Da mesma forma, são apresentados os resultados alcançados com a aplicação da DEA e o estudo de caso desenvolvido pelo Projeto SINAPSE, com seus resultados e limitações.

## 9.1. A Sustentabilidade das Fontes por Análise Envoltória de Dados (DEA)

Conforme destacado ao longo do livro, o planejamento do setor elétrico envolve uma ampla variedade de estudos econômicos, tecnológicos, sociais e ambientais. O resultado dessas análises alimenta modelos de planejamento de expansão do setor de energia, que, por sua vez, consideram critérios técnicos e econômicos para definir a parcela ideal de fontes de energia para produzir eletricidade. Embora esses modelos representem com precisão os aspectos técnicos e econômicos do sistema, os resultados são subótimos do ponto de vista socioambientais, pois não incluem fatores dessa natureza.

Para transpor as limitações dos modelos energéticos utilizados no setor elétrico brasileiro, alguns autores propõem o uso de análises multicritério para considerar aspectos socioambientais na própria formulação dos referidos modelos. Santos e Legey (2013) aplicaram uma estrutura min-max, em que os custos ambientais associados à construção e operação de usinas são utilizados no processo de modelagem para permitir o desenvolvimento de uma única estratégia de expansão que permita correções nessa trajetória, conforme o comportamento da demanda de eletricidade. Embora essa abordagem produza melhores resultados, permite

lidar apenas com aspectos considerados negativos, tais como os impactos ambientais. Conde (2013), por sua vez, formulou um problema multiobjetivo no qual a função objetivo é normalizada com os custos de construção e operação ponderados por atributos econômicos e ambientais. O problema, nesse caso, é que os pesos geralmente vêm da análise qualitativa, o que pode fragilizar a consistência os resultados.

A Análise Envoltória de Dados (*Data Envelopment Analysis* – DEA), por outro lado, permite minimizar aspectos indesejáveis na escolha de novas usinas de energia, como emissão de GEE ou consumo de água; e maximizar bons atributos, como mostrado em Sueyoshi e Goto (2018). Lins *et al.* (2012) usaram o DEA para demonstrar as vantagens das tecnologias de aproveitamento energético de resíduos. No projeto SINAPSE, foram considerados como aspectos indesejáveis, ou seja, o que se pretende minimizar, os índices de sustentabilidade das dimensões ambiental e social, enquanto os que se pretende maximizar, ou seja, os bons atributos, os ISFG das dimensões econômica e político-institucional, propostos no capítulo 8 deste livro.

O principal resultado da DEA são as eficiências obtidas, permitindo a hierarquização das fontes em termos de sustentabilidade, conforme detalhamento apresentado no Apêndice C. Tais eficiências, que são grandezas adimensionais, foram incorporados no modelo MELP como uma restrição adicional ao modelo, de forma que os resultados do modelo refletissem não só os aspectos técnicos e econômicos, mas também os socioambientais apontados ao longo deste livro.

## 9.2. A Restrição Socioambiental no MELP

A aplicação da análise envoltória de dados no Projeto SINAPSE passa pela ideia de implementar as eficiências calculadas como uma restrição no MELP,<sup>45</sup> indicando ao modelo que o impacto socioambiental não pode ser maior do que um certo valor limite. O limite superior para esse valor limite seria calculado através de uma rodada com a restrição de impacto socioambiental inativa.

<sup>45</sup> As restrições modeladas no MELP são essencialmente de quatro tipos: econômico-financeiras, operativas, atendimento à demanda de energia e *deficit* nulo para a condição de hidrologia crítica (Apêndice D – Especificação Funcional do MELP).

A formulação matemática da restrição a ser implementada no MELP é o impacto socioambiental, medido em MW, dado pelo produto entre a capacidade a ser instalada, uma variável binária que determina se a usina será ou não instalada, e o seu índice socioambiental, grandeza adimensional, que é complementar da eficiência técnica calculada pela DEA, grandeza também adimensional. A eficiência técnica indica seu valor relativo às fontes de geração candidatas à expansão.

Com base nessas definições, a interpretação das eficiências técnicas é que, quanto menor a eficiência técnica de uma fonte, maior o seu impacto socioambiental e vice-versa. Desse modo, para cada caso, aplica-se a restrição dada por  $ISA_{total} \leq ISA_{Máx}$ , em que o  $ISA_{total}$  indica o impacto socioambiental total, ou seja, a soma dos impactos socioambientais de todas as fontes, medido em MW, e o  $ISA_{máx}$ , que é o impacto socioambiental máximo, também medido em MW, e indica o limite superior para o impacto socioambiental total em cada caso. A equação apresentada a seguir mostra a definição matemática da restrição de impacto socioambiental.

#### Restrição de impacto socioambiental

$$ISA_{total} = \sum_{k=1}^K \sum_{j \in J^{TCN}} Cap_j * xtcn_j^k * (1 - ef_{dea_j}) + \sum_{j \in J^{TCI}} Cap_j * xtc_i^k * (1 - ef_{dea_j}) + \sum_{j \in J^{TGA}} Cap_j * xtga_j^k * (1 - ef_{dea_j}) + \dots + \sum_{j \in J^{PCH}} Cap_j * xpch_j^k * (1 - ef_{dea_j})$$

Onde:

$K$  : número de períodos;

$J$  : conjunto de plantas candidatas;

$J \in TCN$  : subconjunto de termelétricas a carvão nacional;

$J \in TCI$  : subconjunto de termelétricas a carvão importado;

$J \in TGA$  : subconjunto de termelétricas a GN ciclo aberto;

$J \in PCH$  : subconjunto de PCH;

$Cap_j$  : capacidade instalada da usina  $j$  (MW);

$x_j^k$  : variável binária que define se usina  $j$  será construída no período  $k$ ;

$ef_{dea_j}$  : eficiência técnica da fonte calculada com a análise envoltória de dados (adimensional).

A ideia de implementar a restrição socioambiental no MELP, apresentada pelo SINAPSE, aproxima-se do que foi proposto por Ginaid *et al.* (2017). A diferença é que os autores consideraram um índice socioambiental diferente da eficiência relativa oriunda da análise envoltória de dados. Esse índice foi calculado seguindo um estudo que levantou inúmeros impactos causados durante todas as etapas dos projetos de construção, instalação, transporte e geração de eletricidade para cada fonte de geração. Após diversas filtragens criteriosas, o estudo chegou em 17 impactos que foram transformados em índices através da atribuição de pesos por meio de um método multicritério chamado de Processo de Análise Hierárquica (AHP, abreviação de Analytic Hierarchy Process), em que a ponderação é feita tendo por base a opinião de especialistas.

Uma nítida vantagem da abordagem proposta pelo SINAPSE em relação à de Ginaid *et al.* (2017) é que as eficiências, ao serem calculadas pela “análise envoltória de dados”, retiram parte da subjetividade do processo, na medida em que são determinadas através de problemas de programação linear e não arbitradas por especialistas. Além disso, é consistente com os indicadores socioambientais, propostos no capítulo 8.

### 9.3. Base de Dados de Entrada no MELP

O MELP é um modelo computacional e seu funcionamento requer uma extensa base de dados. Dentre eles, destacam-se os custos de investimento, operação e manutenção das usinas existentes e candidatas à expansão, a demanda de eletricidade projetada por subsistema, os custos de investimento de linhas de transmissão e o custo de *deficit* (CEPEL, 2018).<sup>46</sup> Adicionalmente, foram incorporados os ISFG de cada projeto candidato.

No MELP, as usinas são identificadas por números e nomes. Informações de taxa de interrupção forçada e programada, fatores de capacidade máximos, vida útil, datas de entrada mínimas e máximas são necessárias para a execução do programa. Como o modelo considera dois cenários de hidrologia (o médio e o crítico), o usuário deve especificar os valores de

<sup>46</sup> Uma descrição detalhada da formulação matemática do modelo é encontrada no Apêndice D – Especificação funcional do MELP.

energia hidráulica e os fatores de participação das térmicas<sup>47</sup> que podem ser atingidos, em ambos os casos, nos dois cenários.

Como a geração de eletricidade pode ser transmitida entre os subsistemas, o MELP permite ao usuário a definição do número de subsistemas e a especificação mensal dos limites de intercâmbio para cada ano do estudo. O modelo ainda requer que se informe a quantidade de energia a ser atendida em cada mês para cada subsistema analisado. A geração das usinas não despacháveis existentes deve ser declarada por mês de cada ano do período de estudo. Essa informação será abatida da carga, de modo que a diferença será atendida pelas hidrelétricas e termelétricas candidatas. O MELP considera as eólicas – *onshore e offshore* – e as solares – heliotérmicas concentradas e fotovoltaicas – como termelétricas candidatas. Apesar disso, essas usinas recebem informações de sazonalidade e fatores de participação em cada patamar, de modo que a geração de eletricidade desses empreendimentos é limitada pelo usuário.

Além das usinas não despacháveis existentes, as opções de usinas a serem instaladas ou expandidas formam a lista de projetos candidatos, em que se apresentam as informações básicas das usinas. O usuário deve definir o número identificador da usina, qual informação será estabelecida (potência ou geração mínima), o valor dessa informação e as datas em que o *software* pode usar esses dados. Por exemplo, é possível estabelecer que uma usina solar fotovoltaica de 500 MW, com custo de investimento de 2.000 R\$/kW, esteja disponível entre 2022 e 2030 para expansão. Caso essa opção seja a mais competitiva em termos de custos e energia que será entregue ao sistema, ela fará parte da solução ótima. O usuário deve inserir esses dados para todas as usinas candidatas à expansão. A Tabela 9.1 mostra os principais dados de entrada dos projetos candidatos por fonte.

<sup>47</sup> Os fatores de participação indicam a contribuição máxima de cada termelétrica em cada cenário (crítico e médio). Seu valor é dado em função do seu custo variável (CVU), sendo menor com o aumento do CVU.

**Tabela 9.1** Dados de entrada do MELP

	Custo Investimento	Custo O&M fixo	FC máximo	Vida útil
	R\$/kW	R\$/kW/ano	%	Anos
Hidrelétrica*	6.676 a 17.749	30,00 a 50,00	100	30
GN ciclo simples	2.300	270,00	100	20
GN ciclo combinado	3.400	170,00	100	20
Carvão nacional	8.000	100,00	100	30
Carvão importado	8.000	100,00	88	25
Nuclear	16.500	320,00	100	30
Biomassa	4.000	90,00	100	20
Eólica onshore	5.000	100,00	100	20
Eólica offshore	15.000	100,00	40	25
Fotovoltaica	4.000	50,00	100	20
CSP	18.000	77,00	40	25

**Nota:** \* Faixa de valores baseada em EPE (2018d).

**Fonte:** EPE (2018d).

A Tabela 9.2 mostra o conjunto formado pelos fatores horosazonais das fontes com CVU nulo: eólicas, solares fotovoltaicas e biomassa. Esses fatores são aplicados à potência de cada fonte, refletindo a disponibilidade do recurso em cada estação do ano e limitando a geração máxima de cada usina.

**Tabela 9.2** Fatores de participação horosazonais

Fonte	Subsistema	Patamar	1° TRI	2° TRI	3° TRI	4° TRI
Eólica	Sudeste	Pesado	26%	42%	47%	30%
		Médio	38%	32%	39%	39%
		Leve	42%	36%	47%	49%
Eólica	Nordeste	Pesado	23%	21%	45%	27%
		Médio	38%	33%	47%	46%
		Leve	55%	52%	72%	65%
Fotovoltaica	Sudeste	Pesado	37%	16%	15%	37%
		Médio	22%	33%	36%	24%
		Leve	19%	20%	22%	18%
Fotovoltaica	Nordeste	Pesado	32%	17%	13%	31%
		Médio	23%	30%	33%	24%
		Leve	24%	24%	25%	20%
Biomassa	Sudeste	Pesado	4%	38%	47%	30%
		Médio	4%	38%	47%	30%
		Leve	4%	38%	47%	30%

**Fonte:** Elaboração própria com base em Pfenninger e Staffell (2016a); Pfenninger e Staffell (2016b); Gruber (2017); e EPE (2018d).

A implementação da restrição de impacto socioambiental implica no acréscimo dos índices socioambientais das fontes candidatas à expansão como dados de entrada. As usinas são divididas em grupos de acordo com a fonte de geração de eletricidade. Um índice socioambiental é atribuído para cada grupo de usinas. Por fim, o usuário deve estabelecer o impacto socioambiental máximo (em MW) do caso em estudo. As eficiências técnicas resultantes da análise envoltória de dados e os índices socioambientais de cada fonte são apresentados na Tabela 9.3.

**Tabela 9.3** Índices de impacto socioambiental

Fonte	Eficiência técnica	Índice socioambiental
Eólica offshore	1,000	0,000
Solar fotovoltaica	0,837	0,163
Eólica onshore	0,632	0,368
Pequena Central Hidrelétrica	0,562	0,438
Heliotérmica concentrada	0,525	0,475
Hidrelétrica média	0,516	0,484
Hidrelétrica grande	0,358	0,642
UTE biomassa	0,351	0,649
UTE gás ciclo combinado	0,261	0,739
UTE gás ciclo aberto	0,257	0,743
UTE carvão importado	0,232	0,768
UTE carvão nacional	0,231	0,769
UTE nuclear	0,224	0,776
UTE diesel	0,222	0,778
UTE óleo combustível	0,193	0,807

**Nota:** Tanto a eficiência técnica quanto o índice socioambiental ( $1 - \text{eficiência técnica}$ ) são grandezas adimensionais.

**Fonte:** Diversa Consultoria *et al.* (2019).

## 9.4. Os Resultados do MELP

Os resultados do MELP, cuja especificação funcional se encontra no Apêndice D, são expostos em forma de relatórios. Os principais, nas condições hidrológicas média e crítica, são o custo total de investimento, o custo total de operação, o plano de expansão ótimo em termos de energia, o

plano de expansão ótimo em termos de potência, o balanço energético, a evolução da capacidade dos intercâmbios e o relatório de projetos não implementados.

O plano de expansão ótimo é dado para cada ano e usina, estabelecendo um cronograma de obras que permite o atendimento do mercado até o fim do período de estudo. A partir desse plano, é possível construir a projeção da matriz elétrica para cada ano. Com a introdução da restrição socioambiental no modelo, são calculados os impactos socioambientais totais associados às matrizes elétricas projetadas.

A expansão térmica é descrita por combustível e subsistema tanto em termos de energia quanto em termos de capacidade. Em posse da geração termelétrica, associada a fatores de emissão dos combustíveis, os quais não são fornecidos pelo MELP, é possível estimar a emissão de gases de efeito estufa da configuração da expansão para cada caso. No que diz respeito ao Projeto SINAPSE, o cálculo da emissão de GEE não é feito, pois essa informação já é levada em conta nos índices socioambientais de cada fonte.

Por fim, a resolução do modelo é exposta através do *gap* de otimalidade e tempo, em segundos, que o algoritmo levou para encontrar o *gap* determinado. Vale destacar que o *gap* é a diferença entre a solução ótima dos dois subproblemas resolvidos pelo MELP.

## 9.5. Estudo de Caso: Planejamento da Expansão 2015-2030

Para a inclusão, no MELP, dos fatores de eficiência técnica e dos índices socioambientais, obtidos a partir da análise envoltória de dados, o Projeto SINAPSE desenvolveu um estudo de caso, que utilizou a versão 7.1.0 do modelo, desenvolvida pelo CEPEL (2018) e se baseou na configuração do parque nacional de usinas de geração de eletricidade representado no Plano Decenal de Expansão 2027 (EPE, 2018d)<sup>48</sup>. A partir de informações, como mercado de eletricidade, limite de intercâmbio entre os subsistemas, custos de investimento e O&M, foi construído um caso de referência, que compreende o período de 2015 a 2030 como hori-

<sup>48</sup> Esse caso era a configuração mais recente do parque gerador nacional até a realização do estudo, disponível em (EPE, 2017, 2018).

zonte de planejamento. Esse horizonte é dividido em três subperíodos (I) 2015 a 2017, que reflete as capacidades existentes de cada fonte; (II) 2018 a 2022, quando a expansão de capacidade é definida por usinas já contratadas e (III) 2023 a 2030, quando o modelo define as usinas a serem instaladas para atender a demanda da maneira mais econômica (Figura 9.1).

**Figura 9.1** Estudo de Caso do Projeto SINAPSE – Horizonte de Planejamento



O modelo foi calibrado buscando evitar soluções tecnicamente inviáveis, como a entrada de capacidade de uma certa fonte acima do limite que a indústria seria capaz de atender em um ano. Tal fato ocorre porque o modelo tende a especializar a escolha em usinas de menor custo. Para contornar essas possíveis soluções, estipulam-se limites de capacidade instalada anual para os principais projetos de menor custo, definidos como:

- eólica *onshore*, limite de 1.500 MW/ano;
- biomassa, limite de 2.000 MW/ano;
- solar fotovoltaica, limite de 500 MW/ano.

Uma vez realizada a calibração do modelo, o caso de referência está pronto. A partir dele, são definidos mais três casos – IS25, IS22 e IS21, os quais utilizam as mesmas informações do caso de referência: configuração inicial do parque de usinas, as opções de usinas candidatas à expansão, a evolução do mercado e os demais dados de entrada descritos no Item 9.3. A única diferença entre os casos é o valor do impacto socioambiental máximo permitido. Conforme esse valor vai diminuindo, o modelo precisa escolher opções que façam com que o impacto socioambiental total tenha, no máximo, o valor definido no nome do cenário. Por exemplo, no IS25, o modelo deve escolher as opções que atendam à demanda e levem a um impacto socioambiental total de, no máximo, 25.000 MW. Os casos a serem comparados são definidos na Tabela 9.4.

**Tabela 9.4** Definição dos casos analisados

Caso	Impacto socioambiental máximo
Referência	29.254,51 <sup>1</sup>
IS25	25.000,00
IS22	22.000,00
IS21	21.000,00

<sup>1</sup> Esse é o valor do impacto socioambiental do cenário de referência calculado.

No cenário de referência, a restrição socioambiental é inativa, resultando no maior limite de impacto socioambiental entre os casos analisados. Desse modo, o modelo pode escolher as opções de geração de eletricidade sem se preocupar com o impacto socioambiental total que está gerando. Já nos outros casos, os impactos socioambientais máximos são definidos a partir de um método empírico e iterativo, descrito a seguir: primeiro, calcula-se o maior impacto socioambiental possível a partir do cenário de referência. Depois, o impacto socioambiental do cenário de referência é reduzido em 1.000 MW até se encontrar uma solução não convergente, seja por uma limitação computacional ou por uma inviabilidade, sendo este o limite mínimo do impacto socioambiental dentre todos os casos.

No estudo desenvolvido pelo SINAPSE, o menor impacto socioambiental máximo encontrado para o ano de 2030 é 21.000 MW, ilustrado pelo caso IS21. Desse modo, a capacidade instalada mínima que atinge a carga projetada para o sistema elétrico nacional em 2030 e atende à restrição socioambiental é de 21.000 MW, pois o caso com limite de capacidade instalada de 20.000 MW não convergiu e foi abortado. Os demais casos IS22 e IS25 têm fins comparativos e foram utilizados apenas para detalhar a evolução do mix de fontes de geração selecionadas para a expansão.

A partir dos resultados desses casos, é possível observar as mudanças no cronograma de expansão, decorrentes da variação dos limites de impacto socioambiental total, bem como os respectivos custos desses casos. A Tabela 9.5 mostra a evolução da participação da capacidade instalada de cada fonte nos cenários para o último ano de cada subperíodo.

**Tabela 9.5** Participação das fontes na capacidade instalada total do sistema

	2017	2022	2030			
			Referência	IS25	IS22	IS21
Biomassa	9%	7%	13%	12%	8%	7%
Eólica	8%	9%	11%	11%	11%	11%
Fotovoltaica	1%	2%	3%	4%	5%	5%
Hidr.	67%	63%	54%	54%	55%	56%
Nuclear	1%	1%	2%	2%	4%	4%
Term.	14%	17%	18%	17%	17%	18%
Total	100%	100%	100%	100%	100%	100%

**Notas:** 1) Os primeiros dois períodos não sofrem alterações entre os cenários; 2) Hidr. é abreviação para hidrelétricas e Term. para termelétricas a combustíveis fósseis.

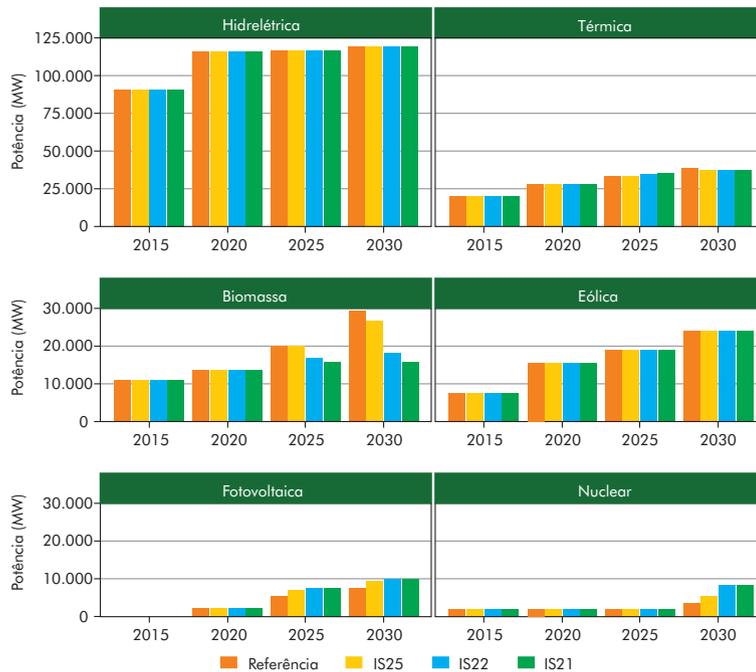
As participações das fontes para os dois primeiros subperíodos, 2015 a 2017 e 2018 a 2022, mostram uma mudança na matriz elétrica brasileira. O principal ponto a ser destacado é a queda da participação da capacidade instalada das hidrelétricas entre 2017 e 2022, decorrente da menor contratação dessa fonte. No entanto, termelétricas a gás natural e usinas eólicas e fotovoltaicas vêm apresentando contratações crescentes entre 2017 e 2022, aumentando suas participações.

Para o subperíodo de otimização (2023 a 2030), o cenário de referência segue a tendência de aumento da participação das fontes renováveis intermitentes e termelétricas em detrimento das hidrelétricas, chegando em 2030 com 54% de participação, seguida por termelétricas fósseis com 18%, biomassa com 13%, eólica com 11%, fotovoltaica com 3% e nuclear com 2%. Considerando a introdução da restrição de impacto socioambiental, a expansão por fonte para o subperíodo de 2023 a 2030 se modifica entre os cenários. A Figura 9.2 mostra o efeito de substituição entre as tecnologias, decorrente dessa restrição.

A biomassa perde participação, saindo de 30 GW, 13% da capacidade instalada total de 2030 no cenário de referência, para 15 GW, 7% da capacidade instalada total do cenário IS21. Por outro lado, a fotovoltaica e a nuclear aumentam as suas respectivas potências, atingindo os maiores valores em 2030, no cenário mais restritivo. A fotovoltaica é favorecida porque apresenta um índice socioambiental menor do que a biomassa. Note-se que, enquanto o índice socioambiental da fotovoltaica é 0,163, o respectivo valor para a biomassa é 0,649. Embora a nuclear apresente um

índice socioambiental maior do que a biomassa, 0,776 contra 0,649, sua escolha se deve ao fato de apresentar maiores fatores de capacidade e por ser competitiva em termos de custos.

**Figura 9.2** Expansão por fonte em cada caso



**Nota:** Hidrelétricas e térmicas foram separadas por apresentarem escalas diferentes.

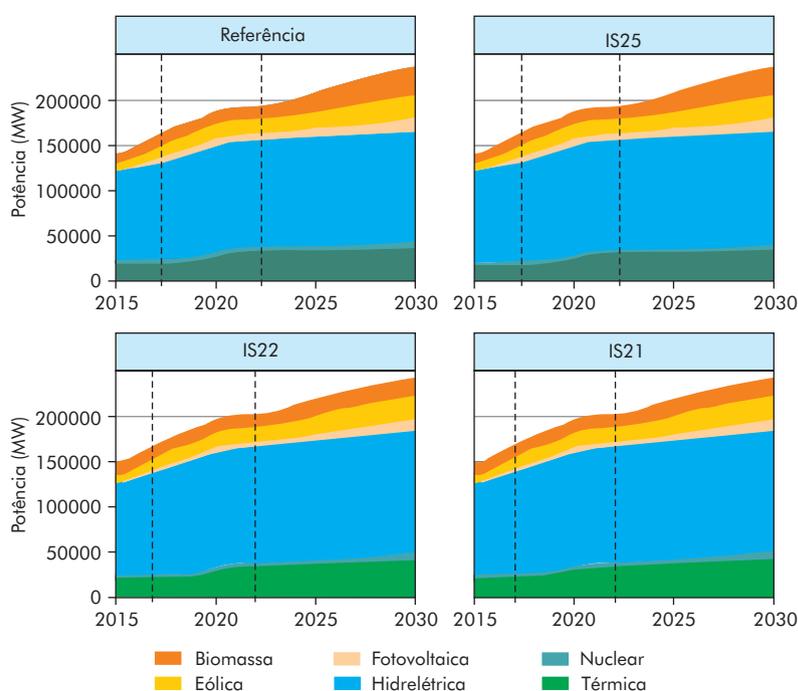
Já a eólica *onshore* apresenta expansão praticamente constante em todos os casos, porque, como se trata de uma tecnologia competitiva em termos de custos e com reduzido índice socioambiental, a expansão ficou restrita aos limites estabelecidos desde o cenário de referência. Em outras palavras, o modelo utilizou todas as opções da lista de projetos candidatos para expansão da fonte eólica onshore desde o cenário de referência, respeitando o limite anual estabelecido. Tal fato fez com que sua participação se mantivesse em 11% da capacidade instalada total de 2030 em todos os cenários.

Em termos de eólica *offshore*, apesar de apresentar o menor índice socioambiental, ainda é uma fonte cara relativamente às outras opções de geração de eletricidade. Dado que os casos não consideraram curvas

de aprendizado, o custo de cada fonte se manteve o mesmo até o final do período. Uma sugestão de continuidade do estudo seria implementar curvas de aprendizado para as tecnologias renováveis intermitentes, de modo que os custos relativos sejam alterados.

Além de gerar modificações na expansão das fontes, a aplicação da restrição de impacto socioambiental afeta também a capacidade instalada total do sistema, mostrada na Figura 9.3.

**Figura 9.3** Expansão por caso



**Notas:** 1) Biomassa: termelétricas a bagaço de cana; Eólica: eólicas onshore; Térmicas: termelétricas movidas a combustíveis fósseis; 2) As linhas tracejadas indicam os subperíodos dos resultados. Em cada cenário, a linha da esquerda mostra o ano de 2017, enquanto a linha da direita mostra o ano de 2022.

Em todos os cenários, o sistema sai de 13 GW de capacidade instalada total, chegando a valores em torno de 20 a 22 GW. Os perfis de expansão não indicam alterações significativas entre os casos alternativos e o caso de referência. No período de entrada das usinas contratadas (2018-

2022), observa-se uma expansão acentuada das fontes eólica e termelétricas a biomassa e a gás natural. Já no período de otimização, a Figura 9.2 mostra que há expansão significativa das usinas fotovoltaicas e nucleares, como já mencionado. Além disso, a Figura 9.2 indica que os cenários mais restritivos chegam a 2030 com valores menores de capacidade instalada total. A Tabela 9.6 exibe esses valores.

**Tabela 9.6** Capacidade instalada total em 2030

Caso	Capacidade Instalada (MW)
Referência	222.758
IS25	221.586
IS22	217.197
IS21	215.213

Como pode ser observado na Tabela 9.6, a introdução da restrição socioambiental no MELP faz com que o modelo determine uma capacidade instalada total menor conforme o impacto socioambiental máximo diminui. Tal resultado era esperado, uma vez que esse limite restringe a capacidade instalada total fornecida pelas fontes representadas. Em outras palavras, o índice socioambiental de cada fonte incide apenas sobre a sua capacidade, de modo que, instalando menos capacidade total, o modelo atinge impactos socioambientais totais menores.

Para atender à expansão do mercado de energia elétrica simultaneamente ao atendimento da restrição socioambiental, o modelo aloca usinas novas com fator de capacidade maior do que o fator de capacidade das usinas do caso de referência e mais energia é produzida pelas usinas já existentes.

Além da verificação do efeito da restrição socioambiental sobre a expansão planejada pelo MELP, os custos totais de atendimento à demanda dos casos também foram analisados. O objetivo é verificar quanto a expansão encarece com a introdução de variáveis socioambientais ao planejamento da expansão. A Tabela 9.7 mostra a relação entre os impactos socioambientais totais observados em cada cenário e seus respectivos custos.

**Tabela 9.7** Impacto socioambiental total x Custo total

Caso	Impacto socioambiental (MW)	Custo total (Milhões R\$)	% Custo investimento	% Custo de operação
Referência	29.254	361.485	66%	34%
IS25	24.996	368.039	64%	36%
IS22	21.991	377.996	64%	36%
IS21	20.999	382.028	63%	37%

Conforme já definido, o impacto socioambiental total de cada caso é dado pela soma dos impactos socioambientais gerados por todas as usinas a serem instaladas. Já o custo total de cada caso é a soma do custo de investimento e o custo de operação de todas as usinas. A Tabela 9.7 indica que, quanto maior o impacto socioambiental total, menor é o custo total do caso e vice-versa. Observa-se, ainda, que a participação dos custos de operação nos custos totais dos casos mais restritos é maior, assinalando que o modelo precisa operar mais as usinas com CVU não nulo para gerar menos impacto socioambiental total e ainda atender ao mercado projetado.

Para complementar a análise da relação entre os custos e os impactos socioambientais totais dos casos estudados, a Tabela 9.8 mostra a variação dos custos totais por variação de impacto socioambiental total em cada caso. Em geral, os casos mais restritivos apresentam os maiores custos por variação de impacto socioambiental, indicando que custa proporcionalmente mais para o sistema elétrico gerar proporcionalmente menos impactos socioambientais.

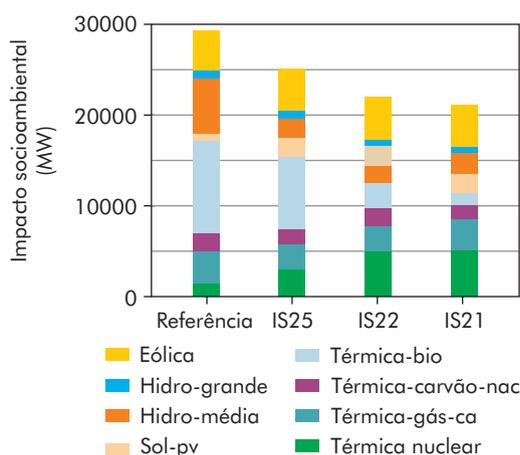
**Tabela 9.8** Relação entre variação do custo total e variação do impacto socioambiental total por caso

Caso	Impacto socioambiental total (MW)	Custo total (Milhões R\$)	Variação <sup>1</sup> (Milhões R\$/Impacto socioambiental)
Referência	29.254	361.485	-
IS25	24.996	368.039	1,54
IS22	21.991	377.996	3,31
IS21	20.999	382.028	4,06

**Nota:** A variação é dada pela seguinte equação:  $(CT_{casoi} - C_{casoi+1}) / (Impacto_{casoi+1} - Impacto_{casoi})$ .

O índice socioambiental de cada fonte, mostrado na Tabela 9.3, é adimensional. O impacto socioambiental total da simulação pode, portanto, ser interpretado como o impacto socioambiental causado pela instalação de 1 MW da fonte mais impactante possível. Vale ressaltar que, com as opções consideradas, a fonte que apresentou o maior índice socioambiental foi o óleo combustível. Dessa forma, pode-se observar que a mitigação do impacto socioambiental equivalente ao causado pela instalação de 1,24 MW<sup>49</sup> de uma usina termelétrica a óleo combustível pode custar de R\$ 1,54 milhões a R\$ 4,06 milhões para o sistema elétrico.

**Figura 9.4** Impacto socioambiental por fonte



A contribuição das fontes no impacto socioambiental total de cada caso pode ser observada na Figura 9.4. Os casos referência e IS25 apresentam impactos socioambientais relativamente maiores por parte das fontes eólica *onshore*, biomassa e hidrelétrica média. Nos casos IS22 e IS21, as fontes eólica onshore, térmica a gás ciclo aberto e nuclear são as que mais impactam.

Os resultados da Figura 9.4 corroboram a ideia de que o modelo opta por expandir menos capacidade total nos casos mais restritos, porém, montando um portfólio de usinas confiáveis e competitivas em custos,

<sup>49</sup> Calculado pelo inverso do impacto da fonte:  $1/0,807 = 1,24$ .

como é o caso da nuclear. O aumento do impacto socioambiental da solar fotovoltaica também é observado devido à maior expansão de capacidade dessa fonte nos casos mais restritivos. Reiterando, isso se explica pelo fato de, além de apresentar o segundo menor índice socioambiental, a solar fotovoltaica se mostra uma tecnologia custo-efetiva.

### 9.5.1. Limitações do modelo

A primeira limitação a ser destacada é o fato de o índice socioambiental ter sido aplicado apenas à capacidade de cada fonte. Dessa forma, instalando menos capacidade, o modelo gera menos impacto. A geração das usinas existentes, então, aumenta para compensar a menor expansão. Uma possível maneira de contornar essa barreira seria implementar os índices socioambientais também na operação do sistema.

O fato de o resultado ser muito sensível à lista de projetos candidatos é uma limitação a ser mencionada. A escolha da quantidade de projetos de cada fonte, seus custos de investimento e datas mínimas e máximas de entrada dos projetos são determinantes para os resultados, na medida em que o modelo tende a escolher a opção mais barata.

O índice socioambiental da fonte se mostrou relevante para a definição da expansão nos cenários mais restritivos, embora o custo continue sendo um fator importante. Um exemplo disso é o caso da eólica *offshore*, que, mesmo tendo o menor índice socioambiental, não apareceu no portfólio de expansão nem no cenário com menor impacto socioambiental total permitido.

Por outro lado, as tecnologias renováveis intermitentes que já são competitivas – eólica *onshore* e solar fotovoltaica – foram exaustivamente usadas nos casos analisados, porque também contam com o fato de terem relativamente menores índices socioambientais.

# 10

## Conclusões e Recomendações

**E**ste capítulo apresenta as principais conclusões do projeto **Matriz Energética e Aprimoramento da Sistemática de Inserção Ambiental no Planejamento da Expansão do Sistema Elétrico (Projeto SINAPSE)**, com relação à incorporação dos aspectos ambientais no planejamento da expansão do setor elétrico. São apresentadas também algumas recomendações referentes ao uso dos resultados desta pesquisa.

### 10.1. Conclusões Quanto à Revisão Bibliográfica

Foi discutido na pesquisa que o objetivo do planejamento da expansão é estabelecer estratégias de implementação de projetos de geração e transmissão que permitam atender à projeção da demanda de energia elétrica em um horizonte de tempo, de modo a minimizar os custos totais de investimento e de operação do sistema e, ao mesmo tempo, respeitar critérios de impactos socioambientais e de confiabilidade de suprimento ao mercado consumidor. A pesquisa mostrou que, em termos matemáticos, o problema de expansão do sistema de geração pode ser formulado como um problema de otimização de grande porte, dinâmico, cuja solução envolve, em geral, técnicas de programação matemática, tais como pro-

gramação linear, não linear, inteira, dinâmica, além de técnicas de decomposição (Benders, Dantzig-Wolfe, entre outras) e de diversas combinações de técnicas de otimização heurística.

No caso do sistema elétrico nacional, discutiu-se que a redução da participação de hidrelétricas com reservatórios de regularização, bem como a crescente participação de fontes intermitentes e não controláveis (como a eólica e a solar), de hidrelétricas a fio d'água e de termelétricas inflexíveis, na expansão da oferta de geração na matriz elétrica, vem ampliando o espectro de incertezas do sistema e, conseqüentemente, a complexidade do seu planejamento e operação.

Como ferramentas já utilizadas no planejamento da expansão foi citado o modelo MDI, utilizado pela EPE na elaboração do PDE 2026. O método procura contemplar a mudança de perfil do sistema elétrico brasileiro, como o aumento da participação das fontes intermitentes. Para isso, a modelagem foca nos atributos de atratividade e competitividade das fontes, com base em uma abordagem determinística e outra estocástica (Gandelman, 2015). Outra ferramenta visualizada na pesquisa foi o modelo MELP, usado na elaboração do Plano Nacional de Energia 2030, que busca a expansão da oferta de energia minimizando o custo de investimento e operação do sistema de geração e das interligações regionais. O modelo é formulado como um problema de programação inteira mista de grande porte, resolvido por meio de um algoritmo *Branch and Bound* (Lisboa et al., 2006).

Outro aspecto discutido foi relacionado à necessidade e à tendência, em função das questões climáticas e ambientais locais, de se incorporar as externalidades socioambientais nessas ferramentas. Nesse sentido, as pesquisas efetuadas apontaram que, nas experiências nacionais e internacionais, foram constatados avanços no sentido de incorporar processos metodológicos estratégicos – contidos em avaliações e análises socioambientais, a exemplo dos estudos de AAI. Essas avaliações vêm contribuindo para o desenvolvimento sustentável, fazendo com que, desde a concepção, os empreendimentos tenham como objetivo compatibilizar a sua implantação com o meio ambiente.

As características do processo de licenciamento ambiental, com a participação de diversos órgãos intervenientes, assim como a judicialização desses processos, são fatores determinantes para a ocorrência de

atrasos na emissão de licenças ambientais. Outros fatores que dependem essencialmente do setor elétrico, como a qualidade dos estudos ambientais, devem ser trabalhados para que, no futuro, esses processos não causem insegurança aos empreendedores. Esse aprofundamento deixou clara a necessidade de incorporar essas questões na matriz de indicadores de sustentabilidade das fontes de geração de energia elétrica.

Constatou-se que, nos últimos anos, a incorporação das questões ambientais no processo de planejamento do setor elétrico foi mais marcante nas usinas hidrelétricas, devidamente justificada pelo grande potencial hidrelétrico do Brasil e pelas críticas crescentes a esse tipo de expansão, que decorrem dos impactos ambientais causados pelos grandes reservatórios. Essa avaliação mostrou que o planejamento socioambiental da expansão da geração do sistema elétrico brasileiro tem feito uma avaliação mais qualitativa do que quantitativa, não considerando os aspectos socioambientais com o mesmo peso dos fatores técnicos e econômicos para efetivar uma justa comparação de custos e benefícios de tecnologias e empreendimentos e estabelecer os requisitos de expansão da oferta no SIN.

Adicionalmente, destaca-se a importância de serem inseridos, no planejamento da expansão, indicadores que demonstrem a inserção regional e os benefícios socioeconômicos advindos da instalação dos empreendimentos de geração de energia, cujo reflexo pode ser percebido na melhoria dos indicadores sociais e econômicos, locais e regionais.

As fontes de energia limpas e renováveis trazem benefícios e vantagens socioambientais e econômicas quando comparadas a outras, como é o caso das fontes hidrelétrica, eólica, solar, ou térmica a biomassa. Do ponto de vista socioeconômico, o desenvolvimento de tecnologias de energias renováveis pode contribuir para o crescimento do país, particularmente de regiões economicamente mais frágeis, por meio do desenvolvimento industrial com um processo contínuo de inovação, do seu potencial de geração de renda e da criação de postos de trabalho. Além disso, as fontes renováveis têm um potencial de melhoria do acesso à energia elétrica em regiões menos desenvolvidas, em especial nas zonas rurais, fomentando o desenvolvimento regional e local.

Sistemas de indicadores para acompanhar e medir as magnitudes dos impactos negativos e positivos de fontes de geração ainda são

muito escassos, estando mais relacionados às questões como geração de emprego, emissão de gases de efeito estufa, ou tamanho de área ocupada. Benefícios ambientais das tecnologias renováveis são amplamente estudados, bem como seus custos e seus impactos sobre a segurança energética. Discussões sobre os benefícios socioeconômicos dessas tecnologias, entretanto, ainda são escassas. Essa situação ocorre de forma similar às usinas termelétricas baseadas em combustíveis fósseis – carvão e gás natural – e material radioativo – urânio.

A pesquisa ressaltou que um dos métodos mais usados com essa finalidade é o de sistema de indicadores, que busca refletir, para cada fonte de geração, a disponibilidade de recursos em médio e longo prazos, seus impactos ambientais, os aspectos socioeconômicos envolvidos, as vulnerabilidades diante das mudanças climáticas e as restrições quanto ao uso do solo.

O levantamento realizado evidenciou também a gradativa mudança na estrutura e no *modus operandi* do SIN, em função da entrada massiva de fontes eólicas nas regiões Nordeste e Sul, da relativa estagnação da participação hidro e termelétrica de base, da progressiva perda de capacidade de regularização hidrelétrica e da intermitência de fontes eólicas e solares fotovoltaicas.

Essa mudança estrutural se reflete nos regimes operativos das fontes tradicionais, que passam a ter um papel importante no balanceamento da oferta de geração eólica e solar fotovoltaica, e na forma de operação das interligações entre subsistemas, pelo mesmo motivo. A evolução prevista do SIN terá como consequência a necessidade de novas fontes de potência, tais como termelétricas de ciclo aberto, hidrelétricas reversíveis, motorização de hidrelétricas existentes, além de impactar os CMO e CME, o que deverá ser considerado na formulação e no cálculo de indicadores de competitividade e de sustentabilidade.

Essas mudanças sinalizam a necessidade de incluir, nos métodos e modelos de planejamento da geração, indicadores adicionais de desempenho técnico-econômico do sistema e de fontes de geração, que complementem os tradicionais indicadores econômicos: os custos de investimento e de operação. Como indicadores adicionais, destacam-se: indicadores locacionais, de flexibilidade e de resiliência, que se mostram cada vez mais importantes na priorização e seleção de alternativas de suprimento de energia e potência ao SIN.

A formulação e o cálculo de novos indicadores técnico-econômicos pressupõem a disponibilidade de dados de geração e ferramentas de cálculo com discretização compatível com o regime operativo de fontes renováveis sazonais e intermitentes, informações sobre características de tecnologias de geração flexíveis (taxa de tomada de carga de termelétricas, por exemplo), entre outras.

Esses aperfeiçoamentos deverão viabilizar a análise multicritério, na medida em que a inserção de variáveis e/ou restrições de cunho socioambiental irá exigir a inclusão de atributos qualitativos e semiquantitativos (tais como extensão alagada por hidrelétricas e número de pessoas deslocadas por parques solares fotovoltaicos), complementares, mas não comensuráveis, como os indicadores de desempenho técnico-econômico do sistema, que, em geral, podem ser expressos em termos de unidades monetárias. Os métodos e modelos de análise multicritério permitirão superar as limitações de comensurabilidade, ao custo de atribuição de pesos relativos aos critérios selecionados.

Esse quadro sugeriu priorizar a investigação do potencial da DEA, como ferramenta de ponderação objetiva na análise multicritério de fontes e de alternativas de expansão. O estudo dos indicadores mostrou a necessidade de incluir variáveis socioambientais nos modelos de planejamento energético, que normalmente só consideram aspectos técnicos e econômicos. Assim, recomendou-se que o problema deveria ser tratado com um modelo de análise multicritério. A partir daí, realizou-se uma revisão bibliográfica e concluiu-se que a DEA seria o melhor caminho. Em seguida, o resultado do DEA foi incorporado ao MELP.

## 10.2. Conclusões Quanto à Análise de Competitividade das Fontes

Nos últimos anos, a presença de novas fontes renováveis de energia, tais como a eólica e solar fotovoltaica, na matriz elétrica brasileira, vem apresentando considerável crescimento. No entanto, a integração dessas fontes ao sistema elétrico representa um grande desafio para o planejamento da expansão e operação desse sistema. Isso ocorre porque a oferta de energia a partir de fontes variáveis, não controláveis, intermitentes e sazonais origina

novos problemas operacionais, cuja solução envolve custos não previstos no planejamento do sistema, que afetam a competitividade das fontes existentes ou planejadas. Uma avaliação qualitativa dos fatores de competitividade das fontes, considerando o histórico recente e as condições de contratação da energia nos ambientes de comercialização regulado e livre, mostra que a balança de competitividade pende para o lado de fontes renováveis não controláveis, ainda que sua viabilidade técnico-econômica dependa em grande parte dos serviços prestados por fontes tradicionais, que enfrentam dificuldades para expandir sua participação na oferta de energia.

### 10.3. Conclusões Quanto aos Indicadores de Competitividade das Fontes

O papel dos indicadores técnico-econômicos, na esfera de planejamento, é informar ao decisor o estado ou condição do sistema ou projeto de investimento, como parte integrante do processo de tomada de decisão, que pode ser visto como um processo de *feedback* entre o processo de planejamento e as decisões de investimento. Isso mostra a necessidade de consistência entre indicadores técnico-econômicos e socioambientais, que podem influenciar a competitividade das fontes de geração nos leilões de energia e no mercado livre. Em síntese, a análise realizada mostra que o desenvolvimento e a implementação de novos indicadores e métricas no processo de planejamento, para ser bem-sucedido, deve ser acompanhado por uma cuidadosa avaliação dos impactos potenciais dessa inserção, não só sob a ótica do agente planejador, mas também sob a ótica dos agentes econômicos que possam ser atingidos pelas mudanças propostas.

### 10.4. Conclusões Quanto aos Custos Ambientais

A quantificação dos custos reais da energia, incorporando os custos externos, é extremamente complexa. Para resolver o problema da internalização desses custos, enfrentam-se inúmeros desafios metodológicos. Sua quantificação é dificultada por serem dependentes de inúmeras variáveis, como o tipo de empreendimento, o seu tempo de operação, o país e a

região onde se encontra (com suas características de mercado e conexões com outros países), dentre outras.

Além disso, para sua correta internalização, essas externalidades precisam ser monetizadas. Surge como dificuldade, portanto, o fato de que elas se encontram fora de qualquer sistema de mercado. Agreguem-se a essas dificuldades as lacunas de conhecimento sobre a natureza dos impactos sobre a saúde ou sobre o meio natural e a ausência de estudos de avaliação econômica para esse tipo de aplicação. Consequentemente, os métodos para valorar os custos externos de empreendimentos carregam necessariamente altos níveis de incerteza.

Nesta pesquisa, foram propostas faixas de custos socioambientais de fontes de geração de energia elétrica com base em um amplo levantamento na literatura nacional e internacional, cobrindo os principais trabalhos técnicos e científicos existentes. Portanto, os valores propostos podem ser usados no modelo de expansão desenvolvido nesta pesquisa, considerados os níveis de incerteza anteriormente mencionados.

É importante destacar, também, que o uso de custos socioambientais por fonte deve ser, dependendo de sua abrangência, uma alternativa ao uso de indicadores de sustentabilidade, uma vez que esses dois indicadores não podem ser utilizados concomitantemente quando as estimativas dos custos capturarem todos os impactos positivos e negativos das fontes de geração. Evita-se, dessa maneira, que as variáveis objeto desses dois instrumentos sejam computadas mais de uma vez.

## 10.5. Conclusões Quanto à Matriz de Indicadores de Sustentabilidade de Fontes de Geração de Energia Elétrica

A criação da matriz de indicadores de sustentabilidade de fontes de geração de energia elétrica é um dos resultados mais importantes desta pesquisa. Além de ser um resultado original, a citada matriz permite que as variáveis ambientais sejam um fator da mesma importância dos fatores técnicos e econômicos para o planejamento da expansão da geração de energia elétrica, deixando para trás a análise qualitativa da dimensão ambiental no planejamento de expansão do SIN.

A construção do ISFG como resultado obtido pelas análises de dimensões pré-estabelecidas (ambiental, social, econômica e político-institucional) considerou o atendimento aos objetivos perseguidos, notadamente quanto à possibilidade de obtenção dos dados necessários para a quantificação dos indicadores e a questão de não levar, ao futuro, as limitações existentes no passado e no presente. Cabe destacar que as quatro dimensões já mencionadas representam bem o conceito de sustentabilidade, tendo-se conseguido um número parcimonioso de indicadores (40), o que demonstra a boa estrutura da matriz. Além disso, a inclusão da dimensão político-institucional deu à matriz um maior poder de capturar as variáveis envolvidas no complexo conceito de sustentabilidade. Ressalte-se que, como mencionado na pesquisa, estudo internacional, embora reconhecendo o valor dessa dimensão, não conseguiu incorporá-la à sua matriz pela dificuldade na medição de seus indicadores.

Os passos metodológicos usados para a construção da matriz de indicadores, compostos pelas etapas de construção da matriz preliminar de indicadores, aprimoramento da matriz, validação e quantificação dos indicadores – usando o método Delphi –, foram fundamentais para o sucesso da pesquisa.

No segundo passo, foi feita uma revisão dessa matriz preliminar de indicadores, com três objetivos principais: (i) a possibilidade de obtenção dos dados necessários para a quantificação dos indicadores; (ii) não levar ao futuro as limitações existentes no passado e no presente; e (iii) redução do número de indicadores. O primeiro objetivo foi atingido propondo-se, para vários indicadores, uma escala comparativa de valores entre as várias fontes. Essa escala nada mais é do que um *ranking* entre as fontes, no que diz respeito a um indicador específico. Com relação ao segundo objetivo, tendo em vista que a pesquisa é direcionada para o planejamento de longo prazo do setor elétrico, foram selecionados indicadores que não dependessem de situações conjunturais do presente. Nesses casos, foram usados indicadores proxies para medir alguns aspectos. O terceiro objetivo, relevante em qualquer sistema de indicadores, foi também atingido, reduzindo-se o número total de indicadores de 59 para 40.

A pesquisa Delphi usada para validar e quantificar os indicadores, com especialistas do setor elétrico e consultores independentes, teve duas rodadas, cujos resultados mostraram: (i) a validade de todos os indi-

cadores da matriz, o que demonstrou que os passos metodológicos utilizados foram extremamente eficazes; e (ii) a quantificação dos indicadores primários, tornando possível a obtenção dos valores dos ISFGs.

Destaca-se que todos os indicadores apresentados para validação foram fruto de uma vasta pesquisa que abrangeu experiências e literaturas nacionais e internacionais, pesquisas anteriormente realizadas, bem como a experiência dos pesquisadores no setor elétrico. A não apresentação de sugestões de novos e/ou diferentes indicadores por parte dos especialistas que responderam aos questionários Delphi pode ser compreendida como resultado da vasta varredura realizada, o que deu validade e robustez à matriz desenvolvida na pesquisa. Por fim, destaca-se que as notas do nível de sustentabilidade das fontes de geração de energia por indicador, levantadas por meio do método Delphi, serão utilizadas para alimentar a matriz dos indicadores, cujos cálculos fornecerão os valores das dimensões e dos ISFGs a serem usados no modelo de expansão da geração do SIN.

## 10.6. Conclusões Quanto aos Resultados dos Índices de Sustentabilidade de Fontes de Geração de Energia Elétrica

Como esperado, as fontes renováveis apresentaram valores superiores de ISFG em relação às fontes não renováveis. As três fontes que obtiveram os maiores valores foram: eólica *offshore* (0,667); PCH (0,638); fotovoltaica solar (0,634). Em seguida, vieram eólica *onshore* (0,615) e hidrelétrica a fio d'água (0,608). Biomassa apresentou o pior resultado das fontes renováveis, com o valor de ISFG de 0,506. As dimensões que mais contribuíram para o ISFG elevado da fonte eólica *offshore* foram a ambiental e a social, respectivamente, 0,855 e 0,840. Para a fonte PCH, foram as dimensões ambiental e econômica, respectivamente, 0,722 e 0,708.

No caso de hidrelétrica com reservatório, a dimensão que mais contribuiu para seu ISFG relativamente baixo foi a social (0,334). Por outro lado, a dimensão econômica apresentou um dos maiores valores (0,735) de todas as fontes, o que demonstra a validade da ferramenta, tendo em vista que outras pesquisas já demonstraram que as hidrelétricas contribuem com o desenvolvimento econômico local.

Para as fontes não renováveis, o maior ISFG foi o da fonte nuclear (0,459), seguida das térmicas a gás com e sem ciclo combinado (0,450 e 0,447). O menor ISFG entre as fontes não renováveis foi o da térmica a óleo combustível. As dimensões que elevaram os valores dos ISFGs foram a ambiental (0,694 para a nuclear, e 0,637 e 0,626 para as térmicas a gás com e sem ciclo combinado) e a social (0,594 para a nuclear, e 0,503 e 0,503 para as térmicas a gás). No caso da dimensão econômica, para as térmicas a gás, foi identificada uma baixa contribuição para o desenvolvimento econômico local, quando comparada com outras fontes, sendo seu valor 0,219, o menor dos índices dessa dimensão entre as fontes não renováveis. A dimensão político-institucional para a fonte nuclear apresentou um valor muito baixo (0,183), o que contribuiu para reduzir o valor do ISFG dessa fonte.

## 10.7. Recomendações Quanto ao Uso dos Custos Ambientais

Ressalta-se que, conforme levantado no capítulo 7, o uso de custos socioambientais por fonte devem ser, dependendo de sua abrangência, feito com cautela, tendo em vista que a sobreposição com o uso de indicadores de sustentabilidade pode causar dupla contagem para algumas variáveis ambientais. Os valores de faixas de custos aqui propostos devem ser revistos a cada ciclo de planejamento de longo prazo, ou seja, normalmente a cada cinco anos, ou a cada dois anos, quando usados no PDE.

## 10.8. Recomendações Quanto ao Uso das Dimensões e dos ISFGs

O uso das dimensões ou dos próprios ISFGs nos modelos de expansão da geração de energia permite que as variáveis ambientais sejam consideradas com o mesmo peso das variáveis técnicas e econômicas. O uso das dimensões permite ponderar diferentemente cada uma delas. Dependendo da localização do empreendimento, por exemplo, hidrelétricas situadas em áreas desabitadas na região Amazônica, as dimensões ambiental e político-institucional deveriam ter peso superior às dimensões social e econômica.

Como os valores da maioria dos indicadores de base secundária dependem da evolução das diversas tecnologias e a percepção dos especialistas pode variar com base nessa evolução, os resultados desta pesquisa devem ser atualizados a cada ciclo de planejamento de longo prazo, normalmente a cada cinco anos, ou a cada dois anos, quando usados na elaboração do PDE.

## 10.9. Conclusões e Recomendações para a Modelagem da Expansão

O Projeto SINAPSE tinha previsão, dentre seus objetivos, o desenvolvimento de um sistema computacional para suportar o planejamento da expansão da oferta de geração em horizonte de longo prazo. Não obstante, no decurso das atividades do projeto, surgiu a oportunidade de se estabelecer uma parceria com o CEPEL, materializando a possibilidade de se utilizar a plataforma do MELP, já disponível e em uso no planejamento centralizado do setor, para a implementação da metodologia DEA e os sistemas de indicadores desenvolvidos no SINAPSE.

Em consequência dessa parceria, efetivamente concretizada, optou-se por concentrar os esforços da frente de modelagem computacional para incrementar novas facilidades no Modelo MELP, em detrimento do desenvolvimento de um novo modelo, o que de fato foi uma decisão muito aderente ao objetivo primário do SINAPSE, que consistia em criar um novo instrumental para o planejamento de longo prazo que fosse realmente utilizado na prática. Por conseguinte, como o MELP é um modelo “oficial” do setor elétrico, a parceria com o CEPEL permitiu atingir esse importante objetivo do projeto.

Na frente de desenvolvimento de “Estudos de Caso”, é importante sublinhar que os resultados advindos dos cenários simulados com o modelo MELP modificado, ou seja, com as restrições socioambientais, corroboram a ideia de que a variável socioambiental favorece fontes sustentáveis que normalmente não seriam escolhidas pelos critérios técnicos e econômicos. Esse é o caso, por exemplo, da tecnologia solar fotovoltaica que, além de apresentar o segundo menor índice socioambiental, mostra-se uma tecnologia custo-efetiva. A eólica *offshore*, por outro lado, tem o menor índice socioambiental, mas não apareceu no portfólio de expansão pelo fato de ainda ser muito cara.

Assim, é recomendável não somente que o planejamento energético contemple a análise socioeconômica das fontes, mas, principalmente, que tais variáveis sejam incorporadas nos modelos de expansão para que o preço da energia reflita o valor econômico das tecnologias de geração e seus custos socioambientais.

## Apêndice A Delphi

### A1 – Correspondência de encaminhamento e instruções para preenchimento do questionário da primeira rodada

Prezado(a) Especialista,

Como é do seu conhecimento, o projeto de P&D denominado **SINAPSE – Matriz Energética e Aprimoramento da Sistemática de Inserção Ambiental no Planejamento da Expansão do Sistema Elétrico** – visa desenvolver uma metodologia que aprimore a sistemática de inserção ambiental no planejamento da expansão da geração no Brasil, com ênfase nas fontes geradoras planejadas no âmbito do SIN. É um projeto cooperado, que teve como proponente a Companhia Energética Candeias; como cooperadas: a CEMIG GT, ITIQUIRA, POTIGUAR, CERAN, FOZ DO CHAPECÓ, MANAURA e ENERCAN; e como contratadas as seguintes empresas: MRTS Consultoria em Engenharia S/S. – MRTS; NTJ TEC Consultoria em Engenharia Ltda. – WeSee; Diversa Consultoria em Sustentabilidade – DIVERSA; Fundação COPPETEC; e SINERCONSULT - Consultoria, Treinamento e Participações Ltda.

No escopo do Projeto SINAPSE, um dos principais objetivos consiste no aprimoramento da sistemática de inserção ambiental no planejamento da expansão da geração no Brasil, por meio do uso de um sistema de indicadores que possibilite o diagnóstico e a valoração de aspectos socioambientais a serem considerados no processo decisório. Nessa perspectiva, para cada fonte de geração, serão apontados a disponibili-

dade de recursos em médio e longo prazos, seus impactos ambientais, os aspectos socioeconômicos envolvidos, as vulnerabilidades diante das mudanças climáticas e as restrições quanto ao uso do solo. O sistema permitirá, assim, uma justa comparação de custos e benefícios socioambientais de tecnologias e empreendimentos, levando em conta os requisitos de expansão da oferta no Sistema Interligado Nacional (SIN) e as características geoeconômicas de cada região.

Na atual etapa dos trabalhos, está em curso a aplicação do método Delphi para validar os indicadores que comporão o sistema, identificados com base na literatura técnica, em experiências nacionais e internacionais e na experiência da equipe de pesquisadores.

Nesse contexto, destaca-se que, no bojo dessa atividade, insere-se o questionário em pauta, que apoiará o desenho final do sistema de indicadores, envolvendo aspectos e variáveis relacionados às dimensões da sustentabilidade: técnico-econômica, socioambiental e político-institucional.

Com esse objetivo, solicitamos seu apoio para responder ao questionário Delphi idealizado para captar a expertise dos respondentes, o que irá contribuir, sobremaneira, para o atingimento dos objetivos da pesquisa e o consequente aperfeiçoamento do processo decisório do setor elétrico.

Certos de sua contribuição, ressaltamos que o preenchimento do questionário levará cerca de 40 a 50 minutos e poderá ser feito no *link* a seguir, até o dia 20 de março de 2019.

<https://pt.surveymonkey.com/r/questionariodelphi>

Cordialmente:

**Prof. Dorel Soares Ramos**

*Coordenador do Projeto SINAPSE*

**Ricardo Cavalcanti Furtado**

*Responsável Técnico*

## AI – QUESTIONÁRIO PARTE I – INDICADORES POR ASPECTO

### Instruções para preenchimento:

1. Preencha os dados de identificação.
2. Do aspecto 1 até o 26, clique na alternativa que corresponde à sua opinião sobre a adequação do indicador para representar cada aspecto relacionado.  
Se achar adequado, clique em “concordo”; se não achar adequado, clique em “não concordo”; se estiver em dúvida, escolha entre “inclinado a concordar” ou “inclinado a não concordar”; se não sabe, clique em “não sei”.
3. Existe a possibilidade de sugerir outro indicador para avaliar cada aspecto. Nesse caso, preencha a caixa de texto indicada logo após cada pergunta.

\* \* \*

### Dados de Identificação

Nome: \_\_\_\_\_ E-mail: \_\_\_\_\_  
Instituição ou empresa: \_\_\_\_\_ Função ou cargo: \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

As perguntas do questionário da Parte I foram formuladas conforme o exemplo abaixo para todos os aspectos propostos.

#### 1. Aspecto *Área Ocupada*

O(a) senhor(a) concorda que o indicador a seguir deve ser considerado para representar o Aspecto 1?

#### INDICADOR: Área ocupada por capacidade instalada (km<sup>2</sup>/MW)

Não concordo

Inclinado a não concordar

Inclinado a concordar

Concordo

Não sei

Caso o(a) senhor(a) deseje sugerir outro(s) indicador(es) para representar o Aspecto 1, escreva aqui:

## AI – QUESTIONÁRIO PARTE II – ATRIBUIÇÃO DE VALOR AO INDICADOR

### Instruções para preenchimento:

1. Do indicador 1 até 29, atribua um valor para cada fonte de geração listada. Esse valor deve variar de 1 a 5, de acordo com o nível de sustentabilidade de cada fonte.
  5. Muito alto nível de sustentabilidade
  4. Alto nível de sustentabilidade
  3. Médio nível de sustentabilidade
  2. Baixo nível de sustentabilidade
  1. Muito baixo nível de sustentabilidade
  
2. Observe que os indicadores:
  - (i) Potencial de redução de biodiversidade da fauna e flora;
  - (ii) Possibilidade de ocorrência de unidades de conservação em áreas com potencial de geração;
  - (iii) Potencial de redução da biodiversidade original da ictiofauna;
  - (iv) Grau de transformação do ambiente lótico em lêntico por capacidade instalada (MW);
  - (v) Aumento de doenças causadas por vetores hídricos ou por alteração na qualidade da água por capacidade instalada (%/MW);
  - (vi) Aumento de doenças respiratórias por capacidade instalada (%/MW);
  - (vii) Potencial de riscos decorrentes de erros humanos;
  - (viii) Potencial de riscos decorrentes de eventos naturais;
  - (ix) Potencial de riscos decorrentes de eventos tecnológicos;
  - (x) Populações diretamente afetadas durante a obra;
  - (xi) Populações diretamente afetadas durante a operação;
  - (xii) Possibilidade de ocorrência de terras indígenas em áreas com potencial de geração realizável;
  - (xiii) Possibilidade de ocorrência de terras de comunidades tradicionais em áreas de potencial de geração realizável;
  - (xiv) Nível de dano ao patrimônio histórico e arqueológico em áreas de potencial de geração realizável;
  - (xv) Potencial de redução na produção agropecuária local.Devem ser analisados levando em consideração que, quanto maior for o potencial, menor será o nível de sustentabilidade.

## Dados de Identificação

Nome: \_\_\_\_\_ E-mail: \_\_\_\_\_

Instituição ou empresa: \_\_\_\_\_ Função ou cargo: \_\_\_\_\_

---

As perguntas do questionário da Parte II foram formuladas conforme o exemplo abaixo para todos os indicadores que não tiveram seus dados obtidos por fontes secundárias, apresentados no capítulo 8.

### 1. Em uma escala de 1 a 5, qual o valor que o Sr.(a) atribui para cada fonte de geração de energia quanto ao seu:

INDICADOR 1: Potencial de redução de biodiversidade de espécies originais da fauna e flora

\*Observe que, nesse indicador, quanto maior for o potencial, menor será o nível de sustentabilidade.

**Tabela A1** Modelo para atribuição dos valores do nível de sustentabilidade de cada fonte renovável da Parte II

HIDRE-LÉTRICA RESERVATÓRIO	PCH (ATÉ 30 MW)	HIDRE-LÉTRICA FIO D'ÁGUA	SOLAR FOTO-VOLTAICA	HELIO-TÉRMICA CONCENTRADA	EÓLICA OFFSHORE	EÓLICA ONSHORE	BIOMASSA

**Tabela A2** Modelo para atribuição dos valores do nível de sustentabilidade de cada fonte não renovável da Parte II

TÉRMICA A CARVÃO COM CICLO COMBINADO	TÉRMICA A CARVÃO	TÉRMICA A ÓLEO DIESEL	TÉRMICA A ÓLEO COMBUSTÍVEL	TÉRMICA A GÁS NATURAL	TÉRMICA A GÁS NATURAL COM CICLO COMBINADO	NUCLEAR

## A2 – Correspondência de encaminhamento e instruções para preenchimento do questionário da segunda rodada

Caro(a) Senhor(a) especialista,

Agradecemos a sua valiosa contribuição ao preencher a primeira rodada da Pesquisa Delphi correspondente ao projeto SINAPSE – Matriz Energética e Aprimoramento da Sistemática de Inserção Ambiental no Planejamento da Expansão do Sistema Elétrica. Tal pesquisa é composta por duas partes distintas. A primeira visa validar a pertinência dos indicadores propostos para representar os respectivos aspectos que irão compor a matriz de indicadores socioambientais. A segunda parte busca estabelecer ao indicador o valor do nível de sustentabilidade de cada fonte de geração de energia listada.

Na atual etapa dos trabalhos, está em curso a execução da segunda rodada da Pesquisa Delphi para revalidar os indicadores, levando em consideração os resultados da primeira rodada, que comporão o sistema, identificados com base na literatura técnica, em experiências nacionais e internacionais e na experiência da equipe de pesquisadores.

No escopo do Projeto SINAPSE, um dos principais objetivos consiste no aprimoramento da sistemática de inserção ambiental no planejamento da expansão da geração no Brasil, por meio do uso de um sistema de indicadores que possibilite o diagnóstico e a valoração de aspectos socioambientais a serem considerados no processo decisório. Nessa perspectiva, para cada fonte de geração, serão apontados a disponibilidade de recursos em médio e longo prazos, seus impactos ambientais, os aspectos socioeconômicos envolvidos, as vulnerabilidades frente às mudanças climáticas e as restrições quanto ao uso do solo. O sistema permitirá, assim, uma justa comparação de custos e benefícios socioambientais de tecnologias e empreendimentos, levando em conta os requisitos de expansão da oferta no Sistema Interligado Nacional (SIN) e as características geoeconômicas de cada região.

Nesse contexto, destaca-se que, no bojo dessa atividade, se insere o questionário em pauta, que apoiará o desenho final do sistema de indica-

dores, envolvendo aspectos e variáveis relacionados às dimensões da sustentabilidade: técnico-econômica, socioambiental e político-institucional.

Solicitamos que responda todas as questões e pedimos um esforço no sentido de contribuir com sua visão particular. Mais uma vez, agradecemos sua colaboração, sem a qual esta pesquisa não seria possível, e nos comprometemos a enviar-lhe uma síntese final dos resultados alcançados.

Disponibilizamos os seguintes links para preenchimento, sendo o primeiro *link* referente à primeira parte e o segundo *link* referente à segunda parte:

Pesquisa DELPHI – Parte 1:

<https://pt.surveymonkey.com/r/delhiparte1>

Pesquisa DELPHI – Parte 2:

<https://pt.surveymonkey.com/r/delhiparte2>

Certos de sua contribuição, agradecemos a participação.

Cordialmente:

**Prof. Dorel Soares Ramos**

*Coordenador do Projeto SINAPSE*

**Ricardo Cavalcanti Furtado**

*Responsável Técnico*

## A2 - QUESTIONÁRIO PARTE I – INDICADORES POR ASPECTO

### Considerações Iniciais

O questionário a seguir, que se constitui na segunda rodada da pesquisa Delphi do projeto SINAPSE – Matriz Energética e Aprimoramento da Sistemática de Inserção Ambiental no Planejamento da Expansão do Sistema Elétrico, é composto de duas partes distintas.

A primeira visa validar a pertinência dos indicadores propostos para representar os respectivos aspectos que irão compor a matriz de indicadores socioambientais. A segunda parte busca estabelecer ao indicador um valor para cada fonte de geração de energia listada.

Solicitamos que responda todas as questões e pedimos um esforço no sentido de contribuir com sua visão particular. Mais uma vez, agradecemos sua valiosa colaboração, sem a qual esta pesquisa não seria possível, e nos comprometemos a enviar-lhe uma síntese final dos resultados alcançados.

### Instruções para o preenchimento da Parte I:

Na primeira rodada do questionário, as respostas dos entrevistados resultaram em consenso para 32 dos 40 indicadores apresentados. Os oito indicadores que não convergiram na rodada anterior estão sendo novamente apresentados para a sua reavaliação, juntamente com os percentuais das respostas da primeira rodada.

Inicialmente, preencha os dados de identificação. Em seguida, da pergunta 1 até a 8, clique na alternativa que corresponde à sua opinião sobre a adequação do indicador para representar o aspecto. Se achar adequado, clique em “concordo”; se não achar adequado, clique em “não concordo”; se estiver em dúvida, escolha entre “inclinado a concordar” ou “inclinado a não concordar”; se não sabe, clique em “não sei”.

Observação: É de extrema importância que o Sr.(a), ao iniciar o preenchimento, dedique no mínimo 40 minutos.

\* \* \*

### Dados de Identificação

Nome: \_\_\_\_\_ E-mail: \_\_\_\_\_

Instituição ou empresa: \_\_\_\_\_ Função ou cargo: \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

As perguntas do questionário da Parte I foram formuladas contendo os *feedbacks* aos especialistas conforme o exemplo abaixo para todos os aspectos propostos.

**1. Aspecto: *Perda de biodiversidade (água)***

INDICADOR: Grau de transformação do ambiente lótico em lêntico por energia anual gerada (km/MWh)

O percentual de respostas obtido na primeira rodada da pesquisa para cada uma das alternativas é apresentado abaixo:

Não Concordo (13%)

Inclinado a não concordar (35%)

Inclinado a concordar (17%)

Concordo (26%)

Não sei (9%)

Levando-se em consideração os resultados apresentados, solicitamos reavaliar a sua resposta marcando uma das opções que seguem:

Não concordo

Inclinado a não concordar

Inclinado a concordar

Concordo

Não sei

Caso a sua resposta seja “Inclinado a não concordar” ou “Não concordo”, favor justificar abaixo:

## A2 - QUESTIONÁRIO PARTE II – ATRIBUIÇÃO DE VALOR AO INDICADOR

Instruções para preenchimento:

1. Do indicador 1 até 29, atribua um valor para cada fonte de geração listada. Esse valor deve variar de 1 a 5, de acordo com o nível de sustentabilidade de cada fonte.
  5. Muito alto nível de sustentabilidade
  4. Alto nível de sustentabilidade
  3. Médio nível de sustentabilidade
  2. Baixo nível de sustentabilidade
  1. Muito baixo nível de sustentabilidade
2. Observe que os indicadores:
  - (i) Potencial de redução de biodiversidade da fauna e flora;
  - (ii) Possibilidade de ocorrência de unidades de conservação em áreas com potencial de geração
  - (iii) Potencial de redução da biodiversidade original da ictiofauna;
  - (iv) Grau de transformação do ambiente lótico em lêntico por capacidade instalada (MW);
  - (v) Aumento de doenças causadas por vetores hídricos ou por alteração na qualidade da água por capacidade instalada (%/MW);
  - (vi) Aumento de doenças respiratórias por capacidade instalada (%/MW);
  - (vii) Potencial de riscos decorrentes de erros humanos;
  - (viii) Potencial de riscos decorrentes de eventos naturais;
  - (ix) Potencial de riscos decorrentes de eventos tecnológicos;
  - (x) Populações diretamente afetada durante a obra;
  - (xi) Populações diretamente afetada durante a operação;
  - (xii) Possibilidade de ocorrência de terras indígenas em áreas com potencial de geração realizável;
  - (xiii) Possibilidade de ocorrência de terras de comunidades tradicionais em áreas de potencial de geração realizável;
  - (xiv) Nível de dano ao patrimônio histórico e arqueológico em áreas de potencial de geração realizável;
  - (xv) Potencial de redução na produção agropecuária local;Devem ser analisados levando em consideração que, quanto maior for o potencial, menor será o nível de sustentabilidade.

## Dados de Identificação

Nome: \_\_\_\_\_ E-mail: \_\_\_\_\_

Instituição ou empresa: \_\_\_\_\_ Função ou cargo: \_\_\_\_\_

As perguntas do questionário da Parte II foram formuladas conforme o exemplo abaixo, contendo os *feedbacks* aos especialistas, para todos os indicadores que não tiveram seus dados obtidos por fontes secundárias, apresentados no capítulo 8.

### 1. Em uma escala de 1 a 5, qual o valor que o Sr.(a) atribui para cada fonte de geração de energia quanto ao seu:

INDICADOR 1: Potencial de redução de biodiversidade de espécies originais da fauna e flora

\*Observe que, neste indicador, quanto maior for o potencial, menor será o nível de sustentabilidade.

**Tabela A3** Modelo para atribuição dos valores do nível de sustentabilidade de cada fonte de geração de energia da Parte II da segunda rodada

FONTES	MUITO BAIXO	BAIXO	MÉDIO	ALTO	MUITO ALTO
HIDRELÉTRICA RESERVATÓRIO	25%	13%	31%	19%	13%
HIDRELÉTRICA A FIO D'ÁGUA	6%	19%	44%	31%	0%
SOLAR FOTOVOLTAICA	0%	13%	19%	44%	25%
HELIOTÉRMICA	0%	25%	6%	50%	19%
EÓLICA OFFSHORE	6%	25%	0%	44%	25%
EÓLICA ONSHORE	0%	25%	19%	50%	6%
BIOMASSA	13%	13%	38%	31%	6%
TÉRMICA A CARVÃO COM CICLO COMBINADO	13%	13%	44%	19%	13%
TÉRMICA A CARVÃO	19%	13%	38%	19%	13%
TÉRMICA A ÓLEO DIESEL	25%	6%	31%	25%	13%
TÉRMICA A ÓLEO COMBUSTÍVEL	19%	6%	31%	31%	13%
TÉRMICA A GÁS NATURAL	6%	25%	31%	31%	6%
TÉRMICA A GÁS NATURAL COM CICLO COMBINADO	6%	19%	31%	38%	6%
NUCLEAR	0%	31%	31%	13%	25%

## Apêndice B

# Valor dos Indicadores – Fontes Secundárias – Por Fontes de Geração de Energia

**Tabela B1** Valores e fontes secundárias dos indicadores – fontes renováveis

INDICADOR (UNIDADE)	HIDRELÉTRICA RESERVATÓRIO	PCH (ATÉ 30 MW)	HIDRELÉTRICA FIO D'ÁGUA	SOLAR FOTOVOLTAICA	HELIOTÉRMICA CONCENTRADA	EÓLICA OFFSHORE	EÓLICA ONSHORE	BIOMASSA
1. Área ocupada por energia gerada (km <sup>2</sup> /MWh)	54,000	4,646*	4,646	15,300	15,300*	72,100	72,100	285,600
<p>Os valores de todas as fontes foram coletados do relatório "Climate Change Impacts in the United States" (Meilillo, 2014) organizado pelo United States Global Change Research Program. Os dados são apresentados na Figura 10.6, página 266.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Para a fonte hidrelétrica a fio d'água, os valores foram calculados utilizando como base o valor da fonte hidrelétrica com reservatório, dividido pela relação entre a média de 7 (sete) usinas brasileiras com reservatório (Itaparica, Três Marias, Furnas, Serra da Mesa, São Simão, Sobradinho e Passo Real) e 10 usinas a fio d'água brasileiras (Iumbiará, Estreito, Maribondo, Tucuruí, Xingó, Belo Monte, Salto Santiago, Santo Antônio, Teles Pires e São Manoel) e Itaipu Binacional. O resultado da relação demonstrou que a área ocupada por hidrelétricas a fio d'água é 11,6 vezes menor do que aquela ocupada por hidrelétricas com reservatório;</li> <li>O valor da fonte PCH foi considerado o mesmo da hidrelétrica fio d'água, em função da maioria das PCHs ser também usinas a fio d'água;</li> <li>Foi considerado o mesmo valor de solar fotovoltaica e heliotérmica concentrada, por ausência de dado específico de cada fonte de energia elétrica;</li> <li>Para o valor da fonte biomassa, foi considerado o valor encontrado para biomassa proveniente da cana-de-açúcar;</li> <li>Por não fazer uso de solo terrestre nem atolamento de áreas, o valor do indicador para a fonte eólica offshore foi considerado como zero.</li> </ul>								
2. Volume de água consumida/energia (m <sup>3</sup> /MWh)	0	0	0	0	1,750	0	0	1,608
<p>Todas as fontes, com exceção das fontes hidrelétricas, foram coletadas do relatório "Climate Change Impacts in the United States" (Meilillo, 2014), organizado pelo United States Global Change Research Program. Os dados foram coletos por meio do gráfico da Figura 10.5, página 265, do relatório.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Os valores referentes às fontes hidrelétrica reservatório, PCH e hidrelétrica a fio d'água foram considerados como zero, pois as fontes com a utilização de força hidráulica não consomem diretamente a água, existe a perda apenas devido ao ciclo natural da água;</li> <li>Os valores das fontes solar fotovoltaica e eólicas também foram considerados nulos, por não serem significativos;</li> <li>O valor da fonte heliotérmica concentrada foi calculado por meio da média entre as tecnologias dry cooled e recirculating.</li> </ul>								
3. Toneladas de CO <sub>2</sub> e emitidas por energia anual gerada (tCO <sub>2</sub> e/MWh/ano)	0,013*	0,013*	0,013*	0,027*	0,027*	0,004*	0,004*	0,026

<p>Os dados das fontes hidrelétricas, solares, eólicas e biomassa foram coletados da tabela 22 – “Fatores de Emissão”, na página 74, do Relatório Técnico “Custos e Benefícios das fontes de geração elétrica– Caderno de subsídios e custo de emissão de CO<sub>2</sub>” da PSR (PSR, 2018).</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Os dados referentes às fontes hidrelétrica, PCH e hidrelétrica a fio d’água foram considerados com o mesmo valor numérico pela semelhança tecnológica;</li> <li>• Os dados referentes às fontes solar fotovoltaica e heliolétrica concentrada foram considerados com o mesmo valor numérico pela semelhança de tecnologia;</li> <li>• Os dados referentes às fontes energéticas eólicas onshore e offshore foram considerados com o mesmo valor numérico pela semelhança de tecnologia.</li> </ul>						
4. Toneladas de particulados emitidas por energia anual gerada (t/GWh/ano)	0	0	0	0	0	0,00085
<p>O valor referente à fonte biomassa foi encontrado por meio do levantamento dos fatores de emissão relacionadas a queima de bagaço em caldeiras para geração de energia elétrica. O valor foi encontrado em quilograma para 1 tonelada de cana (kg/tc), convertido para tonelada de emissão para 1 tonelada de cana (t/tc) e dividido pela capacidade instalada da fonte, sendo 2,1 GW. Os dados foram retirados da dissertação intitulada “Estimativa das emissões de poluentes atmosféricos e uso de água na produção de eletricidade com biomassa de cana-de-açúcar” (Leme, 2005).</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• As fontes hidrelétricas reservatório, PCH, Hidrelétrica fio d’água, solar fotovoltaica, heliolétrica e eólicas foram consideradas não emissoras de particulados.</li> </ul>						
5. Toneladas de óxidos nitrosos emitidas por energia anual gerada (tNOx/GWh/ano)	0	0	0	0	0	0,000071
<p>O valor referente à fonte biomassa foi encontrado por meio do levantamento dos fatores de emissão relacionadas a queima de bagaço em caldeiras para geração de energia elétrica. O valor foi encontrado em quilograma para 1 tonelada de cana (kg/tc), convertido para tonelada de emissão para 1 tonelada de cana (t/tc) e dividido pela capacidade instalada da fonte, sendo 2,1 GW. Os dados foram retirados da dissertação intitulada “Estimativa das emissões de poluentes atmosféricos e uso de água na produção de eletricidade com biomassa de cana-de-açúcar” (Leme, 2005).</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• As fontes hidrelétricas reservatório, PCH, Hidrelétrica fio d’água, solar fotovoltaica, heliolétrica e eólicas foram consideradas não emissoras de óxidos nitrosos;</li> </ul>						
6. Toneladas de dióxido de enxofre por energia anual gerada (tSO2/GWh/ano)	0	0	0	0	0	0
<p>A emissão de dióxido de enxofre para a fonte biomassa foi considerada nula, com base no artigo “Energia da Biomassa” (Lopes; Barboza; Silveira, 2013).</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• As fontes hidrelétricas, solares e eólicas foram consideradas não emissoras de dióxido de enxofre.</li> </ul>						
7. Número de trabalhadores no pico da obra por capacidade instalada (n° de trabalhadores/MW)	7,600	20	7,600	3,5500	4,580	7,400
<p>O valor da fonte heliolétrica concentrada foi obtido no site da empresa Solar Reserve (SOLAR RESERVE, 2018), e calculado pela média de cinco projetos (Aurora, Crescent Dunes, Konulo Tsatsi, Sandstone, Tamarugal).O valor da fonte nuclear foi coletado do site do Comitê Brasileiro da CIER (BRACIER, 2018).</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Os valores das demais fontes foram obtidos a partir da análise socioambiental das fontes energéticas do PDE 2026 (EPE, 2017);</li> <li>• O valor da fonte hidrelétrica com reservatório foi utilizado também para hidrelétrica fio d’água, por ausência de dados específicos da fonte.</li> </ul>						

**Tabela B1** Valores e fontes secundárias dos indicadores – fontes renováveis (Cont.)

INDICADOR (UNIDADE)	HIDRELÉTRICA RESERVATÓRIO	PCH (ATÉ 30 MW)	HIDRELÉTRICA FIO D'ÁGUA	SOLAR FOTOVOLTAICA	HELIOTÉRMICA CONCENTRADA	EÓLICA OFFSHORE	EÓLICA ONSHORE	BIOMASSA
8. Empregos gerados, considerando toda a cadeia de produção, por capacidade instalada (empregos gerados/MW)	28,33*	28,33*	28,33*	33,33	13,83	25,00	14,17	6,67
Os dados foram obtidos da Figura 8 – “Índice de geração por MW instalado de diferentes tecnologias de geração de energia”, página 57, da monografia “Energia eólica e desenvolvimento sustentável no Brasil: Estimativa da geração de empregos por meio de uma matriz insumo-produto ampliada”.								
• (*) O valor da fonte hidrelétrica no estudo foi considerado para PCH, hidrelétrica com reservatório e a fio d'água, pela semelhança tecnológica entre as fontes.								
9. Compensação financeira anual paga aos estados e municípios pela energia gerada (sim/não)	Sim	Sim	Sim	Não	Não	Não	Não	Não
Informações de acordo com a legislação nacional vigente em 2019.								
10. Fonte renovável ou não renovável	Renovável	Renovável	Renovável	Renovável	Renovável	Renovável	Renovável	Renovável
11. Disponibilidade nacional do recurso energético realizável (MWh)	85,774*	79,040*	171,549*	195,454*	259,090*	6.163,636*	136,363*	2.413,636*
Os dados foram obtidos na Tabela 35 – “Potencial energético brasileiro (Mtep)”, página 164, da Nota Técnica PR 04/18 (EPE, 2018a).								
<ul style="list-style-type: none"> <li>• (*) Valores em milhões de MWh;</li> <li>• O valor das fontes Hidrelétrica com Reservatório, PCH, Hidrelétrica a Fio D'Água foi considerado o total de (336,363*), tal valor foi distribuído de acordo com a proporcionalidade do potencial hidrelétrico brasileiro para os estudos de longo prazo. Para a fonte PCH, foi considerado a proporcionalidade de 23,52% do valor total. Já para as fontes hidrelétrica com reservatório e fio d'água foi considerado respectivamente, um terço e dois terços do valor restante;</li> <li>• O valor apresentado em EPE (2018a) foi convertido de Mtep para MWh.</li> </ul>								

Fonte: Diversa Consultoria et al. (2019a).

**Tabela B2** Valores e fontes secundárias dos indicadores – fontes não renováveis

INDICADOR (UNIDADE)	TÉRMICA A CARVÃO COM CICLO COMBINADO	TÉRMICA A CARVÃO	TÉRMICA A ÓLEO DIESEL	TÉRMICA A ÓLEO COMBUSTÍVEL	TÉRMICA A GÁS NATURAL	TÉRMICA A GÁS NATURAL COM CICLO COMBINADO	NUCLEAR
1. Área ocupada por energia gerada (km <sup>2</sup> /MWh)	9,7	9,7*	44,7	44,7*	18,6	18,6*	2,4
<p>Os valores foram coletados da figura 10.6, página 266, do relatório "Climate Change Impacts in the United States" (Melillo et al., 2014) do U.S. Global Change Research Program.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Foi considerado o valor de térmica a carvão para gaseificação integrada com ciclo combinado e a carvão, por ausência de dado específico para cada fonte;</li> <li>Para térmica a óleo combustível e térmica a óleo diesel foi considerado o valor da fonte petróleo, por ausência de dados específicos de cada fonte;</li> <li>Foi considerado o mesmo valor para térmica a gás natural, com ou sem ciclo combinado, por ausência de dados específicos de cada tecnologia.</li> </ul>							
2. Volume de água consumida/energia (m <sup>3</sup> /MWh)	2,85	2,85	2,85	2,85	0,9	0,9	1,135
<p>Os valores de térmica a carvão com ciclo combinado, térmica a carvão, térmica a óleo diesel, térmica a óleo combustível, térmica a gás natural e térmica a gás natural com ciclo combinado foram obtidos por meio da série "Termoelectricidade em foco: Uso de água em termoeletricas" (IEMA, 2016). Esses valores são relativos ao sistema de resfriamento do tipo torre úmida. No caso de torre seca, o valor de consumo de água é insignificante e, para o caso de circulação aberta, os valores para gás natural e gás natural com ciclo combinado são iguais a 52 m<sup>3</sup>/MWh. Para térmica a carvão, carvão com ciclo combinado, óleo diesel e óleo combustível, os valores são iguais a 130 m<sup>3</sup>/MWh.</p> <p>Os dados das demais fontes foram coletados do gráfico da Figura 10.5, página 265, do relatório "Climate Change Impacts in the United States" (Melillo et al., 2014) organizado pelo United States Global Change Research Program.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Para o valor da fonte nuclear, foi considerado o sistema de resfriamento once-through (uma única circulação). Para os sistemas cooling-pond (lagoa de resfriamento) e recirculating (recirculação), os valores são, respectivamente, 2,271 m<sup>3</sup>/MWh e 3,406 m<sup>3</sup>/MWh.</li> </ul>							
3. Toneladas de CO <sub>2</sub> e emitidas por energia anual gerada (tCO <sub>2</sub> e/MWh/ano)	1,099	0,873	0,762	0,774	0,532	0,367	0
<p>Os valores das fontes não renováveis, com exceção da nuclear, foram coletados da tabela 4: "Fatores de emissão de CO<sub>2</sub> para geração elétrica – Brasil", páginas 4 e 5, do relatório "Fatores de Conversão de Energia Elétrica e Térmica em Energia Primária e em Emissões de Dióxido de Carbono a serem usados na Etiquetagem de Nível de Eficiência Energética de Edificações" (Rupp; Lamberts, 2017), do Centro Brasileiro de Eficiência Energética em Edificações.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>O valor da fonte térmica a carvão com ciclo combinado foi considerado com leito fluidizado e, para a térmica a carvão, foi adotado o valor referente ao carvão pulverizado;</li> <li>O valor para a fonte de energia nuclear foi considerado zero devido a sua baixa emissão de CO<sub>2</sub> no processo de geração de energia elétrica.</li> </ul>							
4. Toneladas de particulados emitidas por energia anual gerada (t/GWh/ano)	0,017	10,060	0,00274	0,011	0,022	0,022*	0
<ul style="list-style-type: none"> <li>O valor para a fonte de energia nuclear foi considerado zero devido a sua baixa emissão de particulados no processo de geração de energia elétrica (Toimasquim, 2016b);</li> <li>O valor referente à fonte térmica a carvão e térmica a carvão com ciclo combinado foi coletado do documento "Cleaned-Up Coal and Clean Air: Facts About Air Quality and Coal Fired Power Plants" (Institute for Energy Research, 2017). Os valores originais foram convertidos de lb/MMBTU para t/GWh;</li> <li>Os valores referentes às fontes térmicas a óleo diesel e óleo combustível foram coletados do trabalho intitulado "inventário de emissões das fontes estacionárias do Estado de São Paulo" (CETESB, 2009). Os valores de emissão foram retirados da tabela 3 – Fatores de Emissão por Tipo de Combustível, página 16, e o valor referente à energia anual gerada foi considerado levando em consideração o ano base de 2008 das fontes termelétricas;</li> <li>O valor referente à fonte térmica a gás natural foi coletado da monografia Avaliação das Emissões Atmosféricas das Principais Termelétricas Brasileiras a Gás Natural – Ano Base 2013 (Coeelho, 2014). O valor da emissão foi identificado por meio da avaliação de 28 usinas com 56.875,53 GW/h de geração e 1.279,74 t de emissão materiais particulados durante o ano de 2013;</li> <li>O valor referente à térmica a gás natural com ciclo combinado foi coletado por meio da fonte térmica a gás natural por meio da semelhança de fonte.</li> </ul>							

**Tabela B2** Valores e fontes secundárias dos indicadores – fontes não renováveis

(Cont.)

INDICADOR (UNIDADE)	TÉRMICA A CARVÃO COM CICLO COMBINADO	TÉRMICA A CARVÃO	TÉRMICA A ÓLEO DIESEL	TÉRMICA A ÓLEO COMBUSTÍVEL	TÉRMICA A GÁS NATURAL	TÉRMICA A GÁS NATURAL COM CICLO COMBINADO	NUCLEAR
5. Toneladas de óxidos nítricos emitidas por energia anual gerada (tNOx/GWh/ano)	0,159*	0,159	0,027	0,055	0,443	0,443*	0
<ul style="list-style-type: none"> <li>O valor para a fonte de energia nuclear foi considerado zero devido a sua baixa emissão de óxidos nítricos no processo de geração de energia elétrica (Tolmasquim, 2016b);</li> <li>Os valores referentes às fontes térmicas a óleo diesel e óleo combustível foram coletados do trabalho intitulado "Inventário de emissões das fontes estacionárias do Estado de São Paulo" (CETESB, 2009). Os valores de emissão foram retirados da tabela 3 – Fatores de Emissão por Tipo de Combustível, página 16, e o valor referente à energia anual gerada foi considerado levando em consideração o ano base de 2008 das fontes termelétricas;</li> <li>O valor referente à fonte térmica a carvão foi retirado da média das UTE (Jorge Lacerda, Charqueadas e Candiota) (ECEN, 1999);</li> <li>O valor referente à fonte térmica a gás natural foi coletado da média das UTE (Jorge Lacerda, Charqueadas e Candiota) (ECEN, 1999);</li> <li>O valor referente à fonte térmica a gás natural foi coletado da monografia <i>Avaliação das Emissões Atmosféricas das Principais Termelétricas Brasileiras a Gás Natural – Ano Base 2013</i> (Coelho, 2014). O valor da emissão foi identificado por meio da avaliação de 28 usinas com 56,87,53 GW/h de geração e 25.207 t de emissão de óxidos nítricos durante o ano de 2013, levando em consideração um cenário com 100% das usinas utilizando injeção de água;</li> <li>O valor referente à térmica a gás natural com ciclo combinado foi coletado por meio da fonte térmica a gás natural por meio da semelhança de fonte.</li> </ul>							
6. Toneladas de dióxido de enxofre por energia anual gerada (tSO2/GWh/ano)	0,767*	0,767	0,197	0,179	0,011	0,011*	0
<ul style="list-style-type: none"> <li>O valor para a fonte de energia nuclear foi considerado zero devido a sua baixa emissão de enxofre no processo de geração de energia elétrica (Tolmasquim, 2016b);</li> <li>Os valores referentes às fontes térmicas a óleo diesel e óleo combustível foram coletados do trabalho intitulado "Inventário de emissões das fontes estacionárias do Estado de São Paulo" (CETESB, 2009). Os valores de emissão foram retirados da tabela 3 – Fatores de Emissão por Tipo de Combustível, página 16, e o valor referente à energia anual gerada foi considerado levando em consideração o ano base de 2008 das fontes termelétricas;</li> <li>O valor referente à fonte térmica a gás natural foi coletado da monografia <i>Avaliação das Emissões Atmosféricas das Principais Termelétricas Brasileiras a Gás Natural – Ano Base 2013</i> (Coelho, 2014). O valor da emissão foi identificado por meio da avaliação de 28 usinas com 56,87,53 GW/h de geração e 659,26 t de emissão de enxofre durante o ano de 2013;</li> <li>O valor referente à térmica a gás natural com ciclo combinado foi coletado por meio da fonte térmica a gás natural por meio da semelhança de fonte;</li> <li>O valor referente à fonte térmica a carvão foi retirado da média das UTE (Jorge Lacerda, Charqueadas, Candiota e Cambuí) (ECEN, 1999);</li> <li>O valor referente à fonte térmica a carvão com ciclo combinado foi coletado por meio da fonte térmica a carvão por meio da semelhança de fonte.</li> </ul>							
7. Número de trabalhadores no pico da obra por capacidade instalada (nº de trabalhadores/MW)	3,54	3,54	1,29*	1,29*	1,29	1,29*	4,522
<p>O valor da fonte térmica a carvão foi coletado de relatório da Associação Brasileira de Carvão Mineral (Zancan, 2008);</p> <p>Os valores das demais fontes foram obtidos a partir da análise socioambiental das fontes energéticas do PDE 2026 (EPE, 2017c).</p> <p>Por falta de dados disponíveis, o valor da fonte térmica a gás natural foi obtido através de contato direto com a empresa Termopernambuco, do grupo Neoenergia SA.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>O mesmo valor encontrado para a fonte gás natural foi considerado para as fontes térmicas a óleo diesel, a óleo combustível e a gás natural com ciclo combinado, em função das semelhanças entre as usinas das diferentes fontes.</li> </ul>							

8. Empregos gerados, considerando toda a cadeia de produção, por capacidade instalada (empregos gerados/MW)	5,83	5,83	1,67*	1,67*	1,67	1,67*	1,67
<ul style="list-style-type: none"> <li>Os dados foram obtidos da Figura 8 – “Índice de geração por MW instalado de diferentes tecnologias de geração de energia”, página 57, da dissertação <i>Energia eólica e desenvolvimento sustentável no Brasil: Estimativa da geração de empregos por meio de uma matriz insumo-produto ampliada</i> (Simas, 2012);</li> <li>O valor obtido para a fonte térmica a gás natural também foi considerado para as fontes térmicas a óleo diesel, a óleo combustível e a gás natural com ciclo combinado, pela pouca diferença na implantação das usinas das diferentes fontes.</li> </ul>							
9. Compensação financeira anual paga aos estados e municípios pela energia gerada (sim/não)	Não						
Informações de acordo com a legislação nacional vigente em 2019.							
10. Fonte renovável ou não renovável	não renovável	não renovável	não renovável	não renovável	não renovável	não renovável	não renovável
11. Disponibilidade nacional do recurso energético realizável (MW)	32.531,818*	32.531,818*	17.135,840*	4.017,690*	13.300*	13.300*	10.959,090*
<p>Os dados foram obtidos na Tabela 36 – “Potencial energético brasileiro (Mtep)”, página 164, da Nota Técnica PR 04/18 (EPE, 2018c).</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>O valor das fontes hidrelétrica com reservatório, PCH, hidrelétrica a fio d’água foi considerado de acordo com o valor da fonte hidráulica pela semelhança tecnológica entre as fontes;</li> <li>Os valores obtidos para as fontes térmica a óleo diesel e térmica a óleo combustível foram calculados a partir da proporção apresentada no gráfico 6-4 – Evolução da produção nacional dos principais derivados de petróleo (EPE, 2018d) e aplicada para o valor apresentado em EPE (2018c) para a fonte petróleo;</li> <li>O valor apresentado em EPE (2018c) foi convertido de Mtep para MWh;</li> <li>(*) Valores em milhões de MWh.</li> </ul>							

**Fonte:** Diversa Consultoria et al. (2019a).



## Apêndice C

### Análise quantitativa da competitividade das fontes: utilização da DEA em estudo de caso ilustrativo

O Apêndice C apresenta os resultados de um exemplo de cálculo de eficiências relativas usando DEA, que considera doze DMUs, três insumos e dois produtos. As DMUs representam as tecnologias de geração: hidrelétrica, termelétricas a carvão, gás natural, biomassa, usinas eólicas, solares etc. Os insumos representam o uso de recursos e os custos a serem minimizados: consumo de água, emissão de gases de efeito estufa e custo médio de geração.<sup>50</sup> Os produtos representam o valor econômico de benefícios técnico-econômicos, operacionais e socioambientais de cada fonte a serem maximizados: custos evitados<sup>51</sup> e geração de empregos e renda por unidade de energia produzida.

Os custos evitados são resumidos no LACE. Ele é representado pelo custo evitado da usina por unidade de energia, sendo composto por duas partes: uma se refere à energia e outra à capacidade. A parcela da energia é representada pelo produto de horas despacháveis (definidas pelo fator de capacidade) de cada fonte pelo custo marginal do sistema. Isso indica a contribuição, em valores monetários, da tecnologia na segurança de suprimento de energia do sistema. A parcela de capacidade determina a contribuição da usina para a segurança do suprimento de potência do sistema.

---

<sup>50</sup> Representado pelo indicador *Levelized Cost Of Electricity* – LCOE (EIA, 2013).

<sup>51</sup> Representado pelo indicador *Levelized Avoided Cost of Electricity* – LACE (EIA, 2013).

É dada pelo produto do crédito de capacidade (fração do tempo em que a fonte supre a ponta de carga) pela capacidade de pagamento de cada fonte (custo incorrido pela usina para garantir a capacidade informada).

O modelo DEA considera retornos variáveis de escala e orientação a insumos. Os problemas de otimização foram solucionados com o uso do software Sistema Integrado de Apoio à Decisão (SIAD), conforme Mello e outros (2005), com restrições aos pesos virtuais.

A partir de base de dados oficiais da EPE, ANP, IEA e EIA/DOE, foram levantados, para cada tecnologia: os custos de investimento (CAPEX) e de O&M (OPEX),<sup>52</sup> tempo de construção, vida útil, cronograma de desembolso, taxa de calor (*heat rate*), potência e fator de capacidade, entre outros. Com esses dados, foi calculado o custo médio de geração de cada tecnologia. O consumo de água, fatores de emissão e geração de empregos foram obtidos por meio de levantamento da bibliografia (Fricko *et al.*, 2016; Arroyo, 2018; IEA, 2017).

A metodologia usada no cálculo do custo médio de geração (LCOE) é a adotada no estudo “*Projected Costs of Generating Electricity: 2005 Update*”, segundo a IEA (2005). O LCOE é uma abordagem padronizada, para permitir a comparação entre tecnologias, em horizonte de longo prazo. Por esse motivo, não se consideram os impostos e encargos setoriais. Além disso, como a análise é estática, adotam-se parâmetros técnicos e econômicos típicos para estabelecer a competitividade entre as fontes.

Os custos são expressos em reais, considerando uma taxa de câmbio de 3,19 R\$/US\$.<sup>53</sup> No cálculo do LCOE, foram consideradas taxas de desconto anuais de 8%, 12% e 16%. Na elaboração de cenários, foi adotada a taxa de 8%. O cálculo do custo médio de geração (*CMG*) é detalhado na equação abaixo. O custo de operação (*CO*) é dado pela soma do custo variável de operação e manutenção ( $CV_{O\&M}$ ) com o custo de combustível ( $C_{comb}$ ), que é dado pelo produto do preço do combustível ( $P_{comb}$ ) pelo *heat rate* (*HR*).

<sup>52</sup> CAPEX designa o custo de investimento e OPEX os custos de O&M.

<sup>53</sup> Média das taxas diárias do ano de 2017.

$$CMG = CI + CO$$

$$CO = CV_{O\&M} + C_{comb}$$

$$C_{comb} = P_{comb} * HR$$

Onde:

$CI$  : custo de investimento (R\$/MWh);

$CO$  : custo de operação (R\$/MWh)

$CV_{O\&M}$  : custo variável de O&M (R\$/MWh);

$C_{comb}$  : custo de combustível (R\$/MWh);

$P_{comb}$  : preço de combustível (R\$/t);

$HR$  : heat rate (t/MWh).

Para obter  $CI$ , anualiza-se o custo de investimento total (R\$/kW), incluindo juros durante a construção (*overnight cost*), e atualizam-se os desembolsos, como indicado a seguir.

$$CI_{cl\ jdc} = CI_{sl\ jdc} * [D_n * (1+i)^{-n} + D_{n-1} * (1+i)^{-(n-1)} + \dots + D_1]$$

Onde:

$CI_{cl\ jdc}$  : custo de investimento com JDC (R\$/kW);

$CI_{sl\ jdc}$  : custo de investimento sem JDC (R\$/kW);

$D_n$  : desembolso no ano n (%)

$i$  : taxa de desconto anual (%);

$n$  : anos em que ocorrem desembolsos.

O custo anualizado ( $CA$ ), dado pela equação a seguir, é obtido adicionando-se  $CI_{cl\ jdc}$  ao custo fixo de O&M ( $CF_{O\&M}$ ), informado na mesma unidade do custo de investimento com JDC ( $CI_{cl\ jdc}$ ).

$$CA = (CI_{c/jdc} + CF_{O\&M}) * POT * \frac{i * (1+i)^T}{(1+i)^T - 1}$$

Onde:

$CI_{c/jdc}$  : custo de investimento com JDC (R\$/kW);

$CF_{O\&M}$  : custo fixo de O&M (R\$/kW);

$POT$  : potência instalada (kW)

$i$  : taxa de desconto anual (%);

$T$  : vida útil do empreendimento (anos).

Finalmente, o custo nivelado anual  $CI$  é obtido dividindo-se  $CA$  pela geração anual da usina (MWh), estimada pelo respectivo fator de capacidade ( $FC$ ) médio anual, como mostrado a seguir:

$$CI = \frac{CA}{FC * POT * NHA}$$

Onde:

$CI$  : custo de investimento (R\$/kWh);

$POT$  : potência instalada (kW)

$NHA$  : número de horas anual (8760).

Os dados técnicos e econômicos foram levantados para o cálculo dos custos de geração das tecnologias indicadas na Tabela C1.

**Tabela C1** Dados técnico-econômicos das tecnologias

TECNOLOGIA	Potência (MW)	Custo de O&M fixo (US\$/kW.ano)	Custo de O&M variável (US\$/MWh)	Heat rate (BTU/kWh)	Tempo de construção (ano)	Vida útil (ano)	Custo de investimento (US\$/kW)
PCC - Carvão Nacional	500	35	4,8	10.350	4	40	2.042
PCC - Carvão Importado	500	43	4,7	8.800	4	40	2.553
GN - Ciclo Aberto	200	13	4,1	10.000	2	30	526
GN - Ciclo Combinado	700	18	6,3	6.600	3	30	659

**Tabela C1** Dados técnico-econômicos das tecnologias

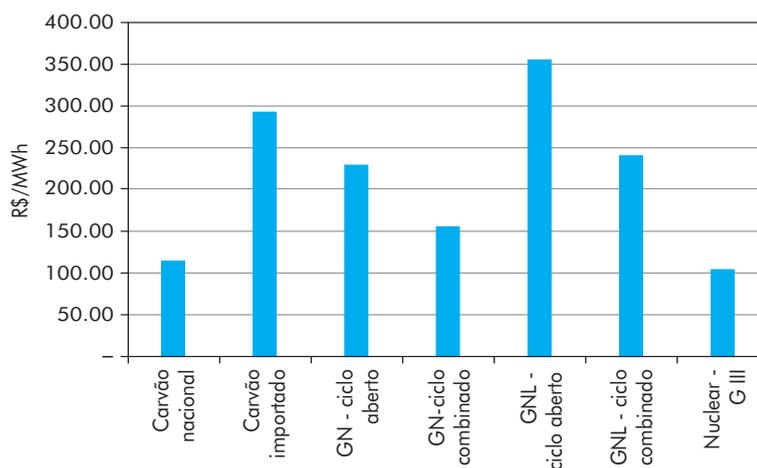
(Cont.)

TECNOLOGIA	Potência (MW)	Custo de O&M fixo (US\$/kW.ano)	Custo de O&M variável (US\$/MWh)	Heat rate (BTU/kWh)	Tempo de construção (ano)	Vida útil (ano)	Custo de investimento (US\$/kW)
Nuclear - G III	1.000	105	2,4	10.500	6	60	4.419
Biomassa - Green Field	150	113	4,3	9.800	2	20	1.171
Eólica Onshore	30	22	-	-	2	20	694
Eólica Offshore	100	89	-	-	3	20	5.015
Solar fotovoltaica	25	19	-	-	2	25	1449
Heliotérmica Concentrada	100	72	-	-	3	25	7040
Hidrelétrica Grande	1.000	13	-	-	5	50	1.497
PCH	30	13	-	-	2	20	3.012

Fonte: IEA, (2014); EIA (2010); Tolmasquim (2016a; 2016b).

Os custos de combustíveis das termelétricas (R\$/MWh) estão indicados na Figura 36. No caso do gás natural, também foi considerada a utilização de gás natural liquefeito (GNL), que é 55% mais caro que o gás natural seco, com custo estimado de 7 US\$/MMBtu.

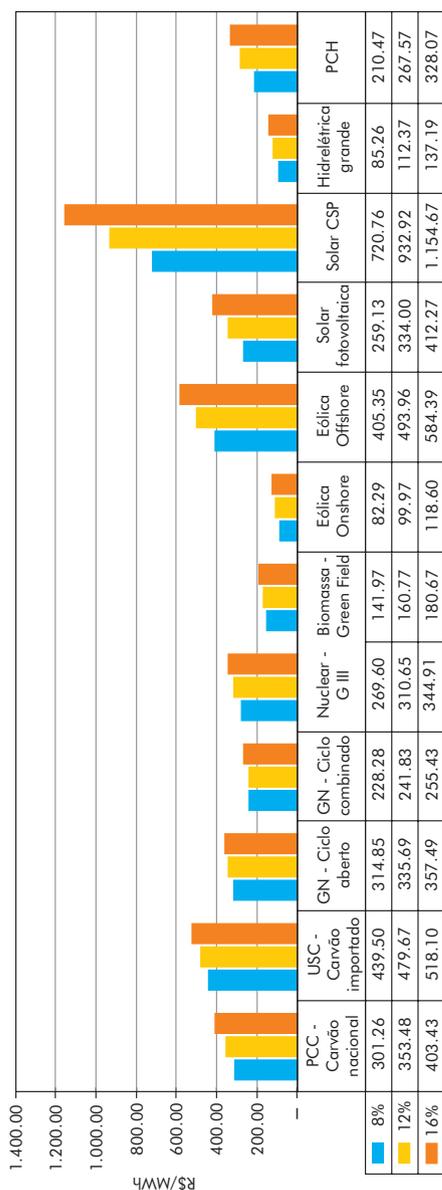
**Figura C1** Custos de combustíveis (R\$/MWh)



Fonte: EIA (2013).

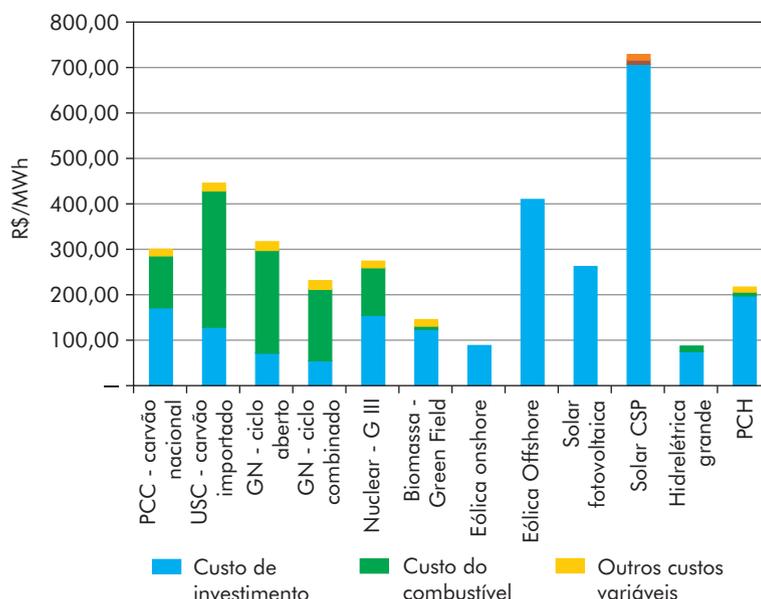
A Figura C2 apresenta os custos médios de geração das tecnologias analisadas, considerando diversas taxas de desconto: 8%, 12% e 16% (*full equity*). Nota-se que hidrelétricas grandes e eólicas onshore são as tecnologias mais baratas. Fotovoltaicas, biomassa da cana e PCH já são competitivas em relação às termelétricas a gás natural e a carvão mineral.

**Figura C2** Custo médio de geração (R\$/MWh)



O resultado mostra que tecnologias intensivas em capital, como hidrelétricas, nucleares, eólicas e solares, são mais sensíveis à variação da taxa de desconto. Por outro lado, o custo médio de geração de usinas a gás natural é pouco afetado, por serem mais intensivas em custos variáveis (combustível). A Figura C3 mostra as usinas mais e menos intensivas em investimento, para uma taxa de 8% ao ano.

**Figura C3** Custo médio de geração (R\$/MWh)



### Evolução dos custos das fontes renováveis em longo prazo

O levantamento de parâmetros técnico-econômicos de fontes renováveis se baseou em relatórios de organizações que acompanham a evolução de custos e o funcionamento de fontes renováveis, segundo Tolmasquim (2016a) e outros.<sup>54</sup> Os parâmetros de interesse para o estudo de competitividade de fontes são: a potência média da planta, o custo de O&M fixo e variável, o custo de combustível, o tempo de construção médio, a vida útil e o custo de investimento das usinas.

<sup>54</sup> Várias fontes: Tolmasquim, 2016b, IEA, 2016, IEA, 2017.

Como ocorre em fontes renováveis, o custo de investimento é em geral o de maior participação no custo total das plantas (alto custo de investimento e baixo custo de O&M). Dada sua importância, conhecer a evolução desse parâmetro é uma questão essencial para o planejamento do sistema em longo prazo.<sup>55</sup> A obtenção de custos de investimento em longo prazo envolve as assim chamadas taxas de aprendizado, que refletem a expectativa do custo de capital futuro, considerando o uso das melhores práticas industriais, por parte dos fornecedores de máquinas e equipamentos, segundo a IEA (2016).

O conceito de taxa de aprendizado se baseia no pressuposto de que o custo de investimento de uma tecnologia de geração tende a cair conforme aumenta a capacidade instalada desta fonte em um dado território, o que promove o desenvolvimento da cadeia de valor da tecnologia, incluindo a formação de redes de fornecedores, a melhoria das estratégias de comercialização, a difusão da tecnologia e a adoção de boas práticas produtivas. De modo geral, taxas de aprendizado são expressas como taxas de redução de custos de investimento quando a capacidade instalada de determinada fonte dobra, segundo a IEA (2016). A Tabela C2 e a Figura C4 apresentam as taxas de aprendizado e os custos estimados para cada fonte renovável analisada.

**Tabela C2** Evolução dos custos de investimento de fontes renováveis em longo prazo (USD/kW)<sup>56</sup>

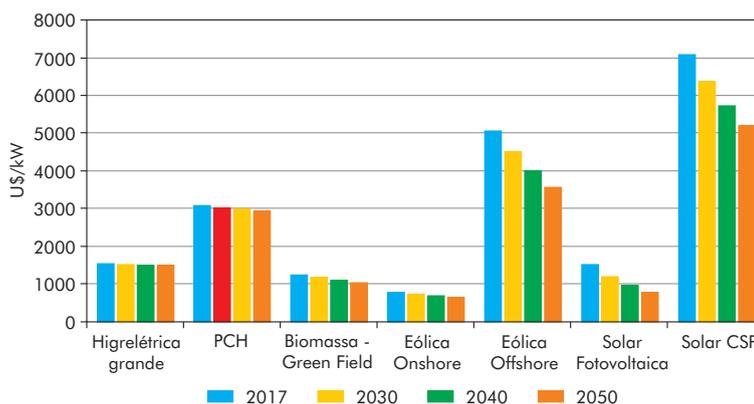
	Taxas de aprendizado (%)	2017	2030	2040	2050
Hidrelétrica Grande	1	1498	1483	1468	1453
PCH	1	3013	2982	2953	2923
Biomassa – Green Field	5	1172	1113	1057	1005
Eólica Onshore	5	695	660	627	596
Eólica Offshore	11	5016	4464	3973	3536
Solar Fotovoltaica	20	14500	1160	928	742
Solar CSP	10	7041	6337	5703	5133

<sup>55</sup> Esses dados servem como entrada para o modelo de expansão da geração usado pela EPE (MDI).

<sup>56</sup> Elaborado com base em IEA (2016).

Os dados de custo de investimento (USD/kW), em preços constantes de 2017, são os mesmos usados no cálculo do *LCOE*. Para estimar a evolução dos custos nos próximos anos, admite-se que a capacidade instalada das fontes dobra a cada década, o que permite aplicar as taxas de aprendizado.

**Figura C4** Evolução dos custos de investimento de fontes renováveis em longo prazo (em USD/kW)<sup>57</sup>



Para fontes renováveis em estágio de maturidade mais avançado, tais como termelétricas a biomassa, hidrelétricas e eólicas *onshore*, espera-se uma redução relativamente baixa de custos de investimento (5%, 1% e 5%, respectivamente). Para fontes em estágio de desenvolvimento da cadeia produtiva, mecanismos de financiamento e ajustes regulatórios, como a solar fotovoltaica de grande escala, a heliotérmica concentrada e a eólica *offshore*, as taxas de aprendizado são relativamente maiores (20%, 10% e 11%, respectivamente).

### Resultados da Aplicação do DEA

A Tabela C3, apresentada a seguir, mostra as eficiências obtidas com o software SIAD (Mello *et al.*, 2005), usado para resolver problemas de DEA. Como o problema foi modelado como BCC (Maciel *et al.*, 2014), a eficiência padrão é calculada pela soma entre a média ponderada dos produtos (soma de valores de entrada ponderados) e o fator de escala.

<sup>57</sup> Elaborado com base em IEA (2016).

Verifica-se que cinco DMUs, praticamente metade da amostra, apresentam eficiência padrão máxima.

A DEA pode gerar DMUs eficientes, considerando apenas as variáveis que lhe são mais favoráveis, atribuindo peso nulo para as demais variáveis, conforme Maciel e outros (2014). Como os pesos resultam da solução de um problema de programação linear, o modelo busca atingir o objetivo atendendo às restrições, o que muitas vezes é insuficiente para gerar um resultado satisfatório. Essa característica do DEA é conhecida como “baixa discriminação de DMUs” ou “benevolência do DEA”.<sup>58</sup> Para sanar essa baixa discriminação de DMUs, aplica-se o conceito de fronteira invertida, obtida pela inversão entre insumos e produtos na solução de problemas DEA. O resultado, designado “fronteira ineficiente”, mostra o desempenho das DMUs sob ótica oposta à determinada na fronteira padrão.<sup>59</sup>

**Tabela C3** Eficiências da Análise DEA<sup>60</sup>

DMU	Padrão	Invertida	Composta	Composta*
CarvãoNac	1.0000	1.0000	0.5000	0.5851
CarvãoImp	0.9811	1.0000	0.4906	0.5741
GNCA	0.5856	1.0000	0.2828	0.3310
GNCC	0.8107	1.0000	0.4054	0.4744
NuclearG3	1.0000	0.5242	0.7379	0.8635
BioGreenField	1.0000	0.5246	0.7377	0.8633
EolOn	1.0000	0.2910	0.8545	1.0000
EolOff	0.6812	1.0000	0.3406	0.3986
SolarPV	0.7270	1.0000	0.3635	0.4254
SolarCSP	0.5655	1.0000	0.2828	0.3309
HidroGr	1.0000	1.0000	0.5000	0.5851
PCH	0.6466	1.0000	0.3233	0.3783

A fronteira padrão mostra DMUs que produzem mais usando a menor quantidade possível de insumos, ao passo que a fronteira invertida mostra DMUs que usam mais insumos por unidade de produto. Em outros termos, enquanto a eficiência padrão mostra a razão entre produtos e insumos, a efi-

<sup>58</sup> Várias fontes: Maciel *et al.*, 2014, Mello *et al.*, 2005 e Lins *et al.*, 2012.

<sup>59</sup> Conforme diferentes fontes: Maciel *et al.*, 2014, e Giacomello e Oliveira, 2014.

<sup>60</sup> Tabela elaborada com o *software* SIAD.

ciência invertida mostra a razão entre insumos e produtos. Na fronteira invertida, portanto, quanto menor a eficiência, melhor é o desempenho da DMU.

Os resultados da Tabela C3 mostram nove DMUs com eficiência invertida unitária, o que indica maior uso de insumos por quantidade de produtos gerados. Além disso, duas tecnologias, carvão nacional e hidrelétrica de grande porte, apresentam eficiências padrão e invertida unitárias. Isso indica que essas tecnologias são eficientes pela ótica da fronteira padrão e ineficientes pela ótica da fronteira invertida. Para resolver esse aparente impasse, calcula-se um indicador conhecido como eficiência composta, obtido pela média aritmética entre a eficiência padrão e o complemento<sup>61</sup> da eficiência invertida, segundo Maciel e outros (2014). A eficiência padrão representa os aspectos positivos e a invertida, os aspectos negativos. O uso do complementar é justificado pelo fato da eficiência invertida representar uma medida de ineficiência.

Analisando a Tabela C3, percebe-se que a eficiência composta apresenta maior variabilidade de valores quando comparada às eficiências padrão e invertida, ou seja, maior capacidade de discriminação entre as DMUs. A coluna intitulada “Composta\*” mostra as eficiências compostas normalizadas, isto é, cada valor foi dividido pela eficiência composta de maior valor. Nessa análise, a eólica *onshore* tem a maior eficiência, seguida da nuclear de terceira geração na segunda posição e da biomassa na terceira. Observa-se que as três primeiras colocadas são tecnologias que não emitem gases de efeito estufa na sua operação. Em termos de menor eficiência, observa-se a heliotérmica concentrada na última posição, antecedida pela termelétrica a gás natural de ciclo aberto e pela PCH.

Para se entender melhor essa classificação, pode-se observar na Tabela C4, a seguir, a participação dos pesos de cada variável nas tecnologias analisadas. Esses valores representam a razão entre o peso calculado pelo modelo para a variável em questão e a soma dos pesos dados a todas as variáveis da tecnologia analisada. Por exemplo, na determinação da eficiência da DMU carvão nacional, a variável “LACE” tem a maior participação, ao passo que as emissões têm participação nula.<sup>62</sup> Para a nuclear, que

<sup>61</sup> Complemento da eficiência invertida = 1 - eficiência invertida.

<sup>62</sup> Observa-se o fenômeno da “benevolência do DEA”. Como térmicas a carvão têm alta emissão de GEE, tendem a ser minimizadas pelo modelo (insumo), o peso dado para as emissões em térmicas a carvão é nulo.

tem um dos menores consumos de água dentre as tecnologias analisadas, este insumo tem grande peso (96%). Enquanto na nuclear predomina o consumo de água, a biomassa, terceira colocada, tem seu maior peso atribuído às emissões de gases de efeito estufa (99%). A eólica *onshore* é a que apresenta a distribuição de pesos mais heterogênea dentre as três primeiras colocadas: 100% ao consumo de água.

**Tabela C4** Participação dos pesos em cada DMU<sup>63</sup>

DMU	Peso LCOE	Peso H2O	Peso Emissões	Peso LACE	Peso Empregos
CarvãoNac	29%	0%	0%	50%	22%
CarvãoImp	3%	76%	0%	11%	10%
GNCA	3%	76%	0%	10%	10%
GNCC	3%	75%	0%	11%	10%
NuclearG3	0%	96%	0%	1%	2%
BioGreenField	0%	0%	99%	1%	0%
EolOn	0%	100%	0%	0%	0%
EolOff	0%	83%	17%	0%	0%
SolarPV	0%	83%	17%	0%	0%
SolarCSP	0%	0%	100%	0%	0%
HidroGr	1%	0%	99%	0%	0%
PCH	0%	0%	100%	0%	0%

Além de calcular eficiências, a DEA permite identificar as DMUs que servem como *benchmark* para as demais. A Tabela C5 apresenta os assim chamados “Índice de Importância de Referência”, que variam de zero a um, segundo Giacomello e Oliveira (2014). Quanto mais próximo de um, mais forte é a influência de uma unidade sobre a outra.

As variáveis das colunas da Tabela C5 são as referências para as variáveis das linhas. Por exemplo, a térmica a gás ciclo aberto tem o carvão nacional, a nuclear e a eólica *onshore* como referências. Isso significa que, quanto mais os dados de entrada da térmica a gás se aproximam dessas tecnologias, maior será sua eficiência. No entanto, como o Índice de Importância de Referência da eólica *onshore* é maior (0.51), ela é a melhor referência para o gás natural ciclo aberto.

<sup>63</sup> Tabela elaborada com o *software* SIAD.

**Tabela C5** Índices de Importância de Referência<sup>64</sup>

DMU	CarvãoNac	NuclearG3	BioGreenField	EolOn	HidroGr
CarvãoNac	1.000	–	–	–	–
CarvãoImp	0.9030	0.0970	–	–	–
GNCA	0.1838	0.2966	–	0.5196	–
GNCC	0.0524	0.4875	–	0.4601	–
NuclearG3	–	1.0000	–	–	–
BioGreenField	–	–	1.0000	–	–
EolOn	–	–	–	1.0000	–
EolOff	–	–	–	1.0000	–
SolarPV	–	–	–	1.0000	–
SolarCSP	–	0.9158	–	0.0842	–
HidroGr	–	–	–	–	1.0000
PCH	–	–	0.3552	0.6448	–

A análise mostrou que as tecnologias mais baratas para o sistema são a eólica *onshore* e a hidrelétrica de grande porte. Termelétricas a biomassa e PCH se mostraram competitivas em relação às termelétricas movidas por combustíveis fósseis.

Vale ressaltar que se trata de uma análise estática, ou seja, representa uma “fotografia” dos dados para o ano de 2017. Assim, alterações nos valores dos parâmetros utilizados levariam a mudanças nos resultados. Afirma-se que as tecnologias intensivas em capital, como eólicas, hidrelétricas e solares, são as mais sensíveis às taxas de desconto.

No que se refere à evolução dos custos das fontes renováveis, em longo prazo, aplicou-se o conceito de taxa de aprendizado, que traduz a redução de custos de investimento em função da capacidade instalada de cada fonte. A ideia central é que, na medida em que aumenta a participação da tecnologia, a cadeia de valor se consolida, a rede de fornecedores aumenta, novas estratégias de comercialização surgem e a rede de suprimentos se desenvolve.

Em vez de tentar estimar as curvas de aprendizado, o que traria um elevado nível de arbitrariedade à análise, optou-se por utilizar taxas já validadas por instituições internacionais (EIA, 2016). Como a evolução

<sup>64</sup> Tabela elaborada com o software SIAD.

dos custos das fontes renováveis é um fator-chave para o planejamento da expansão, é crucial que esses dados sejam respaldados por instituições com sólida reputação neste campo.

Em termos de discussão, cabe destacar que a fonte eólica se apresenta em estágio final da curva de aprendizagem no Brasil, uma vez que seus custos já se mostram consideravelmente competitivos. Por outro lado, a fonte solar fotovoltaica se mostra em um estágio intermediário. Observa-se uma queda acentuada nos custos de investimento ao longo dos últimos três anos, de modo que é possível afirmar que a cadeia de suprimentos está se formando. Já a fonte heliotérmica concentrada está em nível inicial, dados seu desenvolvimento incipiente no país e seus custos, os mais altos dentre as fontes analisadas. Como se trata da tecnologia mais recente, espera-se que percorra o curso natural de redução de custos, nos próximos anos, em função do número de projetos que vierem a ser implementados.

A análise envoltória de dados (DEA) de indicadores de competitividade e sustentabilidade, realizada no projeto SINAPSE, tem caráter exploratório e constitui uma análise *ex post*, ou seja, com base no desempenho operativo (observado ou simulado) das doze fontes consideradas. Os insumos para as plantas foram o custo nivelado (LCOE), consumo de água e emissões de gases de efeito estufa (GEE). Os produtos foram o custo nivelado evitado de geração de eletricidade (LACE) e a geração de empregos por unidade de energia. Considerou-se a formulação orientada ao insumo com restrições aos pesos virtuais e retornos variáveis de escala.

Os resultados mostram a fonte eólica *onshore* como a mais eficiente em comparação com as demais. É seguida pela tecnologia nuclear de terceira geração e termelétrica a biomassa. Observa-se também que o modelo atribui os maiores pesos às variáveis consideradas mais importantes para cada DMU analisada. Por exemplo, fornece pesos elevados para emissões de GEE para as fontes que não emitem. Para as fontes mais baratas, atribui elevados pesos ao custo nivelado.

Ressalva-se que, embora a eólica *onshore* tenha se mostrado a tecnologia mais eficiente, há o aspecto de intermitência, que pode comprometer a segurança energética do sistema. O LACE, porém, busca captar a contribuição de cada fonte para esse quesito, determinando os custos evitados da geração em função dos respectivos perfis operacionais.

Ainda na análise DEA, em termos de *benchmark*, a fronteira eficiente é formada por carvão nacional, nuclear de terceira geração, térmica a biomassa, eólica onshore e hidrelétrica de grande porte. Essas fontes servem de referência para as demais.

Em resumo, esse exercício comprova que o uso da DEA permite uma adequada comparação entre fontes, considerando de forma simultânea os aspectos técnico-econômicos, socioambientais e operacionais. Os fatores técnico-econômicos e operacionais são incorporados por meio dos indicadores LCOE e LACE das fontes. Nesse exercício, os aspectos sociais são refletidos na quantidade de empregos por unidade de energia gerada e os ambientais pela emissão de gases de efeito estufa e consumo de água.

Comparando a competitividade das fontes por meio do custo nivelado e de eficiências DEA, observa-se que os *rankings* diferem, pois a DEA abrange mais atributos. Não obstante, ambas as abordagens se mostram muito sensíveis a certos parâmetros e premissas. Na análise de custo nivelado, destacam-se o custo de investimento e a taxa de desconto. Na análise DEA, predominam a orientação do problema, a hipótese de retornos de escala, as variáveis e DMUs analisadas. Assim, por exemplo, ao se retirar ou acrescentar uma tecnologia, o *ranking* de eficiências DEA se altera.



## Apêndice D

### Especificação funcional do MELP

O objetivo do planejamento da expansão da geração do setor elétrico é determinar uma estratégia de implementação de projetos que atenda a demanda projetada de energia elétrica e as restrições de confiabilidade do mercado consumidor. Para isso, busca-se minimizar a soma dos custos de investimentos bem como os valores esperados dos custos de operação. Entre os projetos candidatos à expansão incluem-se usinas de fontes primárias como água, vento, sol, carvão, biomassa e gás natural, e, de fontes secundárias, como óleo combustível, óleo diesel, entre outras. Ainda, também podem ser considerados no modelo projetos de construção de linhas de transmissão e implementação de projetos de eficiência energética (Vila, 2009).

O modelo MELP, que atualmente é empregado no planejamento da expansão, considera em sua formulação as características físicas, operativas e econômicas das usinas de geração, as interligações entre subsistemas, projeções de carga, custos de investimento, custos de operação e custos de manutenção, além de permitir indicar a disponibilidade de cada recurso. Como resultado, o modelo entrega a alocação temporal e espacial da capacidade instalada que atende ao crescimento da demanda ao longo do horizonte de planejamento.

Em termos matemáticos, o problema de planejamento da expansão da geração é caracterizado como um problema de otimização inteira mista multiestágio de grande porte (CEPEL, 2019). A otimização envolve a definição de uma função objetivo sujeita a restrições. As variáveis para

quais o modelo define valores são chamadas de variáveis de decisão. Como o horizonte de planejamento é dividido em estágios temporais, o problema é tratado em múltiplos estágios por meio da aplicação de algoritmos próprios.

O problema de planejamento é então dividido em dois subproblemas acoplados: investimento e operação. Os quais são modelados por variáveis inteiras e contínuas, respectivamente. O subproblema de investimento é definido principalmente pelos custos de investimentos de usinas hidráulicas, térmicas, eólicas, solares e interligações. O subproblema de operação está relacionado aos custos operativos das usinas térmicas (custos de combustíveis), manutenção de usinas (hidráulicas, eólicas, solares e térmicas) e custos de *deficit*.

A operação do sistema elétrico ao longo do horizonte de planejamento é, então, analisada para duas condições hidrológicas:

- hidrologia média – a geração das hidrelétricas é limitada ao valor médio de geração própria das usinas, considerando as séries de vazões históricas, i.e., considera as energias firme e secundária;
- hidrologia crítica – a produção de energia hidrelétrica é limitada ao valor da energia firme das usinas.

No caso das termelétricas, a geração máxima é definida em função de fatores de participação das usinas nas condições de hidrologia média e crítica. Esses fatores, determinados *a priori*, representam a probabilidade de operação da usina em regime de base em cada uma das condições hidrológicas

Na formulação do subproblema de investimento, as usinas hidráulicas e térmicas são diferenciadas em dois grupos:

- Projetos candidatos: são os projetos de usinas ou usinas já existentes, mas com projeto(s) de motorização adicional. Os projetos de interligações entre subsistemas também são contemplados. Uma mesma usina pode constituir-se em mais de um projeto;
- Usinas existentes: usinas já construídas e em operação.

As restrições modeladas no MELP são essencialmente de quatro tipos:

- Operativas: para cada condição hidrológica (média e crítica) são considerados apenas limites mínimos e máximos de produção (energia e potência). Esses limites são especificados para as tér-

micas em função do seu fator de participação, e para as hidráulicas em função da potência de base e motorização adicional;

- Investimento: os projetos só podem ser construídos uma única vez no horizonte de estudo;
- Atendimento à demanda de energia: para cada estágio de tempo, para ambos os regimes médio e crítico, a geração total do sistema considerado, acrescentada do *deficit* e intercâmbios, deve satisfazer a demanda (dada por patamares ou por períodos de tempo);
- *Deficit* nulo para condição de hidrologia crítica: o plano de expansão ótimo deve atender aos requisitos de demanda de energia em condições críticas.

A formulação simplificada do problema da expansão é mostrada abaixo (1) (Lisboa, *et al.*, 2006).

$$\begin{aligned} z &= \text{Min } c'x + d'y \\ \text{s.a.} \\ Ax &\geq b \\ Ex + Fy &\geq h \\ x &\in \{0,1\}^n, y \in \mathfrak{R}^{q+} \end{aligned} \tag{1}$$

Onde:  $c \in \mathfrak{R}^n$ ,  $d \in \mathfrak{R}^q$ ,  $A$  e  $b$  são matrizes  $m \times n$  e  $m \times 1$ , respectivamente,  $E$  e  $F$  são matrizes  $p \times n$  e  $p \times q$  e  $h$  é uma matriz  $p \times 1$ . O custo de investimento é dado por  $c'x$  e as restrições que dizem respeito somente às variáveis de investimento são representadas por  $Ax \geq b$ . As variáveis de operação são representadas por  $y$  e o custo de operação é dado por  $d'y$ . As restrições de operação são representadas por  $Ex + Fy \geq h$ .

Com base no problema de otimização (1), pode-se apresentar a formulação completa do problema de planejamento da expansão da geração a longo prazo.

### Função Objetivo:

A função objetivo (2) do problema de planejamento da expansão da geração corresponde à minimização dos custos totais de investimentos e do valor esperado dos custos de operação, composto pelos custos de combustíveis nas usinas térmicas e custos de racionamentos de energia, ao longo do período de planejamento.

$$\text{Min} \sum_{k=1}^K \sum_{j \in J_i^w} i = 1, \dots, I \quad l = 1, \dots, L \quad \text{rbra} \{ \} \quad (2)$$

onde:

- $i$  índice de subsistemas;
- $j$  índice do projeto de investimento (usinas ou interligações);
- $k$  índice do estágio no tempo;
- $K$  total de estágios do período de planejamento;
- $I$  número de subsistemas;
- $l$  índice do patamar na curva de carga;
- $L$  número de patamares que compõem a curva de carga;
- $\tau$  taxa de desconto entre estágios;
- $J_i^{HP}$  conjunto de projetos candidatos à potência de base de usinas hidráulicas no subsistema  $i$ ;
- $J_i^{GP}$  conjunto de projetos candidatos à motorização adicional de usinas hidráulicas no subsistema  $i$ ;
- $J_i^T$  conjunto de usinas térmicas no subsistema  $i$ . Esse conjunto inclui as usinas existentes e os projetos candidatos;
- $J_i^{TP}$  conjunto de projetos candidatos a usinas térmicas no subsistema  $i$ ;
- $\Omega_i^p$  conjunto de subsistemas vizinhos ao sistema  $i$ . Esse conjunto inclui subsistemas para os quais existem projetos candidatos de interligação ao subsistema  $i$ ;
- $J_i^w$  conjunto de patamares de *deficit*;
- $\phi h_{i,j}^k$  custo de investimento do projeto candidato à potência de base de usina hidráulica  $j$  do subsistema  $i$  no estágio  $k$ ;
- $\phi g_{i,j}^k$  custo de investimento do projeto candidato à motorização adicional de usina hidráulica  $j$  do subsistema  $i$  no estágio  $k$ ;
- $\phi t_{i,j}^k$  custo de investimento do projeto candidato à usina térmica  $j$  do subsistema  $i$  no estágio  $k$ ;
- $\phi z_{i,j}^k$  custo de investimento do projeto de intercâmbio candidato que conecta os subsistemas  $i$  e  $j$  no estágio  $k$ ;
- $x h_{i,j}^k$  projeto candidato à potência de base de usina hidráulica  $j$  do subsistema  $i$  no estágio  $k$ ;
- $x g_{i,j}^k$  projeto candidato à motorização adicional de usina hidráulica  $j$  do subsistema  $i$  no estágio  $k$ ;

- $xt_{i,j}^k$  projeto candidato à usina térmica  $j$  do subsistema  $i$  no estágio  $k$ ;
- $xz_{i,j}^k$  projeto de intercâmbio candidato que conecta os subsistemas  $i$  e  $j$  no estágio  $k$ ;
- $\gamma_{i,j}^k$  custo unitário de produção da térmica  $j$  do subsistema  $i$  durante o estágio  $k$  (no último período de planejamento, divide-se esse valor por  $\tau$  para representar a perpetuidade dos custos operativos das usinas termelétricas)
- $\tilde{t}_{i,j,l}^k$  produção da térmica  $j$  do subsistema  $i$  no patamar  $l$  durante o estágio  $k$ , em condições médias;
- $\delta_{i,j,l}^k$  custo de *deficit*  $j$  do subsistema  $i$  no patamar  $l$  durante o estágio  $k$ ;
- $\tilde{w}_{i,j,l}^k$  *deficit*  $j$  do subsistema  $i$  no patamar  $l$  durante o estágio  $k$ , em condições médias;

### Restrições Associadas às Variáveis de Investimento:

$$\sum_{k=1,\dots,K} xh_{i,j}^k \leq 1, \quad \begin{matrix} i=1,\dots,I, i=1,\dots,I, \\ j \in J_i^{HP}, j \in J_i^{HP}, \end{matrix}$$

$$\sum_{k=1,\dots,K} xg_{i,j}^k \leq 1, \quad \begin{matrix} i=1,\dots,I \\ j \in J_i^{GP}, \end{matrix}$$

$$\sum_{k=1,\dots,K} xt_{i,j}^k \leq 1, \quad \begin{matrix} i=1,\dots,I \\ j \in J_i^{TP}, \end{matrix}$$

$$\sum_{k=1,\dots,K} xz_{i,j}^k \leq 1, \quad \begin{matrix} i=1,\dots,I \\ j \in \Omega_i^P, \end{matrix}$$

$$xh_{i,j}^k \begin{cases} \in \{0,1\} & \text{se } datah_{i,j}^{\min} \leq k \leq datah_{i,j}^{\max} \\ 0 & \text{caso contrário} \end{cases}$$

$$xt_{i,j}^k \begin{cases} \in \{0,1\} & \text{se } datat_{i,j}^{\min} \leq k \leq datat_{i,j}^{\max} \\ 0 & \text{caso contrário} \end{cases}$$

$$xz_{i,j}^k \begin{cases} \in \{0,1\} & \text{se } dataz_{i,j}^{\min} \leq k \leq dataz_{i,j}^{\max} \\ 0 & \text{caso contrário} \end{cases}$$

onde:

$$k = 1, \dots, K, i = 1, \dots, I, j \in J_i^{HP} \cup J_i^{GP} \cup J_i^{TP} \cup \Omega_i^P,$$

$data_{i,j}^{\min}$  e  $data_{i,j}^{\max}$  são, respectivamente, as datas mínimas e máximas de entrada em operação do projeto térmico  $j$  do subsistema  $i$ ;

$dataz_{i,j}^{min}$  e  $dataz_{i,j}^{max}$  são, respectivamente, as datas mínimas e máximas de entrada em operação do projeto intercâmbio.

$dataz_{i,j}^{min}$  e  $dataz_{i,j}^{max}$  são respectivamente, as datas mínimas e máximas de entrada em operação do projeto intercâmbio.

Por facilidade de notação, convencionou-se que as unidades do sistema existentes são “adicionadas” no início do período de planejamento, isto é,  $x_{(i,j)}^1 = 1$  e  $x_{(i,j)}^k = 0, \forall k = 2, \dots, K$  e têm custo de investimento nulo, isto é,  $\phi_{i,j}^k = 0$ .

### Restrições Relacionadas à Operação do Sistema:

Restrições para Atendimento em Condições Críticas:

a) Suprimento de Energia em cada Patamar de Carga

$$\sum_{j \in J_i^H} \bar{h}_{i,j,l}^{-k} + \sum_{j \in J_i^{GP}} \bar{g}_{i,j,l}^{-k} + \sum_{j \in J_i^T} \bar{t}_{i,j,l}^{-k} + \sum_{j \in \Omega_i} (\eta_{j,i}^k \bar{z}_{j,i,l}^k - \bar{z}_{i,j,l}^{-k}) + \sum_{j \in J_i^W} \bar{w}_{i,j,l}^{-k} \theta_l \bar{W}_{i,l}^{\bar{y}}^k \quad (3)$$

$i = 1, \dots, I,$   
 $l = 1, \dots, L,$   
 $k = 1, \dots, K,$

Onde:

$J_i^H$  conjunto de usinas hidráulicas no subsistema  $i$ . Esse conjunto inclui tanto as usinas com potência de base e motorização adicional existentes como as candidatas;

$\Omega_i$  conjunto de subsistemas vizinhos ao subsistema  $i$ . Esse conjunto inclui subsistemas diretamente conectados ou com projeto de conexão direta ao subsistema  $i$ ;

$\bar{h}_{i,j,l}^{-k}$  produção hidráulica devida à potência de base da usina  $j$  do subsistema  $i$  no patamar  $l$  durante o estágio  $k$ , em condições críticas;

$\bar{g}_{i,j,l}^{-k}$  produção hidráulica devida à motorização adicional da usina  $j$  do subsistema  $i$  no patamar  $l$  durante o estágio  $k$ , em condições críticas;

$\bar{t}_{i,j,l}^{-k}$  produção da térmica  $j$  do subsistema  $i$  no patamar  $l$  durante o estágio  $k$ , em condições críticas;

$\eta_{i,j}^k$  rendimento de um intercâmbio de energia do subsistema  $i$  para o subsistema  $j$ , durante o estágio  $k$ ;

$z_{i,j,l}^{-k}$  intercâmbio de energia do subsistema  $i$  para o subsistema  $j$  no patamar  $l$  durante o estágio  $k$ , em condições críticas;  
 $\theta_l$  duração do patamar  $l$  na curva de carga;  
 $\bar{w}_{i,l}^{\bar{y}}$  potência a ser atendida do subsistema  $i$  no patamar  $l$  durante o estágio  $k$ ;  
 $w_{i,j,l}^{-k}$  deficit  $j$  do subsistema  $i$  no patamar  $l$  durante o estágio  $k$ , em condições críticas.

b) Limites de Produção de Energia Hidráulica no Estágio  $k$  em todos os Patamares de Carga

$$- \sum_{p=1, \dots, k} (xh_{i,j}^p \bar{E}_{i,j}) + \sum_{l=1, \dots, L} \bar{h}_{i,j,l}^{-k} + \sum_{l=1, \dots, L} \bar{g}_{i,j,l}^{-k} \leq 0, \quad \begin{array}{l} i = 1, \dots, I, \\ j \in J_i^H, \\ k = 1, \dots, K \end{array} \quad (4)$$

Onde:

$\bar{E}_{i,j}$  energia média produzida pela usina  $j$  do subsistema  $i$  em condições críticas (energia firme, por exemplo).

c) Limites de Produção Hidráulica para Potência de Base em cada Patamar de Carga

$$\begin{array}{l} \sum_{p=1, \dots, k} \left( xh_{i,j}^p \underline{H}_{i,j}^{\bar{y}} \cdot \theta_l \right) + \bar{h}_{i,j,l}^{-k} \geq 0, \\ - \sum_{p=1, \dots, k} \left( xh_{i,j}^p \underline{H}_{i,j}^{\bar{y}} \cdot \theta_l \right) + \bar{h}_{i,j,l}^{-k} \geq 0, \end{array} \quad \begin{array}{l} i = 1, \dots, I, \\ j \in J_i^H, \\ k = 1, \dots, K, \\ l = 1, \dots, L \end{array} \quad (5)$$

Onde:

$\underline{H}_{i,j}^{\bar{y}}$  potência hidráulica mínima, devida à potência de base, disponível na usina  $j$  do subsistema  $i$ ;  
 $\bar{H}_{i,j}^{\bar{y}}$  potência hidráulica máxima, devida à potência de base, disponível na usina  $j$  do subsistema  $i$ .

d) Limites de Produção de Energia Hidráulica para Motorização Adicional em cada Patamar de Carga

$$\begin{aligned}
 & \bar{g}_{i,j,l}^{-k} \geq 0, & i = 1, \dots, I, \\
 & & j \in J_i^{GP}, \\
 - \sum_{p=1, \dots, k} \left( xg_{i,j}^p \bar{G}_{i,j}^{\bar{y}} \cdot \theta_l \right) + \bar{g}_{i,j,l}^{-k} & \leq 0 & k = 1, \dots, K, \\
 & & l = 1, \dots, L,
 \end{aligned} \tag{6}$$

Onde:

$\bar{G}_{i,j}^{\bar{y}}$  potência hidráulica máxima, devida à motorização adicional, disponível na usina  $j$  do subsistema  $i$ .

e) Limites de Produção Térmica no Estágio  $k$  em todos os Patamares de Carga

$$\begin{aligned}
 - \sum_{p=1, \dots, k} \left( xt_{i,j}^p \bar{T}_{i,j}^{\bar{y}} \cdot \sum_{l=1, \dots, L} \theta_l \right) + \sum_{l=1, \dots, L} \bar{t}_{i,j,l}^{-k} & \geq 0, & i = 1, \dots, I, \\
 - \sum_{p=1, \dots, k} \left( xt_{i,j}^p \left[ \bar{F}(c_j) \bar{T}_{i,j}^{\bar{y}} + (1 - \bar{F}(c_j)) \cdot \underline{T}_{i,j}^{\bar{y}} \right] \cdot \sum_{l=1, \dots, L} \theta_l \right) + \sum_{l=1, \dots, L} \bar{t}_{i,j,l}^{-k} & \leq 0, & j \in J_i^T, \\
 & & k = 1, \dots, K,
 \end{aligned} \tag{7}$$

Onde:

$\bar{F}(c_j)$  fator de participação em condições críticas da térmica  $j$  (cujo custo de operação é  $c_j$ );

$\bar{T}_{i,j}^{\bar{y}}$  limite superior da potência produzida pela térmica  $j$  no subsistema  $i$ ;

$\underline{T}_{i,j}^{\bar{y}}$  limite inferior da potência produzida pela térmica  $j$  no subsistema  $i$ ;

f) Limites de Produção Térmica em cada Patamar de Carga

$$\begin{aligned}
 - \sum_{p=1, \dots, k} \left( xt_{i,j}^p \bar{T}_{i,j}^{\bar{y}} \cdot \theta_l \right) + \bar{t}_{i,j,l}^{-k} & \geq 0, & i = 1, \dots, I, \\
 & & j \in J_i^T, \\
 - \sum_{p=1, \dots, k} \left( xt_{i,j}^p \underline{T}_{i,j}^{\bar{y}} \cdot \theta_l \right) + \bar{t}_{i,j,l}^{-k} & \leq 0 & k = 1, \dots, K, \\
 & & l = 1, \dots, L
 \end{aligned} \tag{8}$$

g) Limite de Fluxo nas Interligações entre Subistemas

$$\begin{aligned} \bar{z}_{i,j,l}^{-k} &\geq 0 & i = 1, \dots, I, \\ & & j \in \Omega_i, \\ - \sum_{p=1, \dots, k} \left( xz_{i,j}^p \bar{z}_{i,j,l}^{-\bar{y}} \cdot \theta_l \right) + \bar{z}_{i,j,l}^{-k} &\leq 0, & k = 1, \dots, K, \\ & & l = 1, \dots, L, \end{aligned} \quad (9)$$

Onde:

$\bar{z}_{i,j,l}^{-\bar{y}}$  capacidade de intercâmbio entre os subsistemas  $i$  e  $j$  no patamar  $l$ .

h) Deficit Nulo para Condição de Hidrologia Crítica

$$\bar{w}_{i,j,l}^{-k} = 0 \quad \begin{aligned} & i = 1, \dots, I, \\ & l = 1, \dots, L, \\ & k = 1, \dots, K, \end{aligned} \quad (10)$$

**Restrições para Atendimento em Condições Médias:**

i) Suprimento de Energia em cada Patamar de Carga

$$\begin{aligned} \sum_{j \in J_i^H} \tilde{h}_{i,j,l}^k + \sum_{j \in J_i^{GP}} \tilde{g}_{i,j,l}^k + \sum_{j \in J_i^I} \tilde{t}_{i,j,l}^k + \sum_{j \in \Omega_i} (\eta_{j,i}^k \widetilde{z}_{j,i,l}^k - z_{i,j,l}^k) + \sum_{j \in J_i^W} \tilde{w}_{i,j,l}^k \theta_l \bar{W}_{i,l}^{\bar{y}^k} \\ i = 1, \dots, I, \\ l = 1, \dots, L, \\ k = 1, \dots, K, \end{aligned} \quad (11)$$

Onde:

$\tilde{h}_{i,j,l}^k$  produção hidráulica devida à potência de base da usina  $j$  do subsistema  $i$  no patamar  $l$  durante o estágio  $k$ , em condições médias;  
 $\tilde{g}_{i,j,l}^k$  produção hidráulica devida à motorização adicional da usina  $j$  do subsistema  $i$  no patamar  $l$  durante o estágio  $k$ , em condições médias;  
 $\tilde{z}_{i,j,l}^k$  intercâmbio de energia do subsistema  $i$  para o subsistema  $j$  no patamar  $l$  durante o estágio  $k$ , em condições médias.

j) Limites de Produção de Energia Hidráulica no Estágio k em todos os Patamares de Carga

$$-\sum_{p=1,\dots,k} \left( xh_{i,j}^p \tilde{E}_{i,j} \right) - \sum_{p=1,\dots,k} \left( xg_{i,j}^p \left( \tilde{\tilde{E}}_{i,j} - \tilde{E}_{i,j} \right) \right) + \sum_{l=1,\dots,L} \tilde{h}_{i,j,l}^k + \sum_{l=1,\dots,L} \tilde{g}_{i,j,l}^k \leq 0, \quad (12)$$

$$i = 1, \dots, I,$$

$$j \in J_i^H,$$

$$k = 1, \dots, K,$$

Onde:

$\tilde{\tilde{E}}_{i,j}$  energia média produzida pela usina  $j$  do subsistema  $i$  considerando tanto a potência de base quanto a motorização adicional;

$\tilde{E}_{i,j}$  energia média produzida pela usina  $j$  do subsistema  $i$  considerando apenas a potência de base.

Observação: os projetos de motorização adicional são aqueles nos quais a usina hidráulica faz parte do sistema existente com potência de base instalada, mas, por sua vez, possui um projeto de motorização para acréscimo de potência. Por isso, a motorização adicional só é possível se a potência de base já tiver sido instalada.

k) Limites de Produção Hidráulica para Potência de Base em cada Patamar de Carga

$$\begin{aligned} -\sum_{p=1,\dots,k} \left( xh_{i,j}^p \frac{\tilde{y}}{H_{i,j}} \cdot \theta_l \right) + \tilde{h}_{i,j,l}^k &\geq 0, & i = 1, \dots, I, \\ & & j \in J_i^H, \\ -\sum_{p=1,\dots,k} \left( xh_{i,j}^p \frac{\tilde{y}}{H_{i,j}} \cdot \theta_l \right) + \tilde{h}_{i,j,l}^k &\leq 0, & k = 1, \dots, K, \\ & & l = 1, \dots, L, \end{aligned} \quad (13)$$

l) Limites de Produção de Energia Hidráulica para Motorização Adicional em Cada Patamar de Carga

$$\begin{aligned} \tilde{g}_{i,j,l}^k &\geq 0, & i = 1, \dots, I, \\ & & j \in J_i^{GP}, \\ -\sum_{p=1,\dots,k} \left( xg_{i,j}^p \frac{\tilde{y}}{G_{i,j}} \cdot \theta_l \right) + \tilde{g}_{i,j,l}^k &\leq 0 & k = 1, \dots, K, \\ & & l = 1, \dots, L, \end{aligned} \quad (14)$$

m) Limites de Produção Térmica no Estágio  $k$  em todos os Patamares de Carga

$$\begin{aligned}
 & - \sum_{p=1,\dots,k} \left( x t_{i,j}^p \bar{T}_{i,j}^{\bar{y}} \cdot \sum_{l=1,\dots,L} \theta_l \right) + \sum_{l=1,\dots,L} \tilde{t}_{i,j,l}^k \geq 0 \\
 & - \sum_{p=1,\dots,k} \left( x t_{i,j}^p \left[ \tilde{F}(c_j) \bar{T}_{i,j}^{\bar{y}} + (1 - \tilde{F}(c_j)) \cdot \bar{T}_{i,j}^{\bar{y}} \right] \cdot \sum_{l=1,\dots,L} \theta_l \right) + \sum_{l=1,\dots,L} \tilde{t}_{i,j,l}^k \leq 0
 \end{aligned} \tag{15}$$

$$\begin{aligned}
 & i = 1, \dots, I, \\
 & j \in J_i^T, \\
 & k = 1, \dots, K
 \end{aligned}$$

Onde:

$\tilde{F}(c_j)$  fator de participação em condições médias da usina térmica  $j$  (cujo custo de operação é  $c_j$ ).

n) Limites de Produção Térmica em cada Patamar de Carga

$$\begin{aligned}
 & - \sum_{p=1,\dots,k} \left( x t_{i,j}^p \bar{T}_{i,j}^{\bar{y}} \cdot \theta_l \right) + \tilde{t}_{i,j,l}^k \geq 0, & i = 1, \dots, I, \\
 & & j \in J_i^T, \\
 & - \sum_{p=1,\dots,k} \left( x t_{i,j}^p \bar{T}_{i,j}^{\bar{y}} \cdot \theta_l \right) + \tilde{t}_{i,j,l}^k \leq 0 & k = 1, \dots, K, \\
 & & l = 1, \dots, L
 \end{aligned} \tag{16}$$

o) Limite de Fluxo nas Interligações entre Subsistemas

$$\begin{aligned}
 & \tilde{z}_{i,j,l}^k \geq 0 & i = 1, \dots, I, \\
 & & j \in \Omega_i, \\
 & - \sum_{p=1,\dots,k} \left( x z_{i,j}^p \bar{Z}_{i,j,l}^{\bar{y}} \cdot \theta_l \right) + \tilde{z}_{i,j,l}^k \leq 0, & k = 1, \dots, K, \\
 & & l = 1, \dots, L,
 \end{aligned} \tag{17}$$

**Tratamento das usinas renováveis intermitentes:**

As usinas não despacháveis – eólicas, solares (fotovoltaicas e heliotérmicas) e termelétricas a biomassa com CVU nulo – são representadas no MELP na categoria de termelétricas. O investimento desse grupo de usinas é considerado como projetos termelétricos candidatos, com custos de investimento

positivos e custos de operação nulos. Pode-se definir o perfil sazonal de produção dessas usinas, de forma que os valores de fator de participação médio e crítico são alterados a cada trimestre de acordo com o perfil.

Em termos de operação, como essas usinas são definidas com CVU nulo, seu despacho será prioritário no modelo e sua contribuição para atendimento à demanda estará limitada aos valores de fator de participação informados. No caso de usinas já existentes e com expansão já definida, pode-se representar de outra forma, como abatimento de carga. Assim, a geração mensal dessas usinas, estimada em análises à parte, é agregada e subtraída da carga a ser atendida em cada subsistema e patamar de carga.

## Referências Bibliográficas

- ABEEÓLICA – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA. **Boletim anual de geração eólica – 2018**. São Paulo: ABEEólica, 2018. 9 p.
- ABSOLAR – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR. **Energia solar fotovoltaica atinge marca histórica de 500 MW em microgeração e minigeração distribuída no Brasil**. São Paulo: ABSOLAR, 2019. Disponível em: <<http://absolar.org.br/noticia/noticias-externas/energia-solar-fotovoltaica-atinge-marca-historica-de-500-mw-em-microgeracao-e-minigeracao-distribuid.html>>. Acesso em: 15 jun. 2019.
- ABSOLAR – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR. **Expansão da energia solar favorece oportunidades de trabalho**. São Paulo: O Setor Elétrico, 2018. Disponível em: <<http://www.absolar.org.br/noticia/noticias-externas/expansao-da-energia-solar-favorece-oportunidades-de-trabalho.html>>. Acesso em: 23 jun. 2018.
- ADEODATO, S. Com custo reduzido, eólica avança na comercialização. **Valor Econômico**, São Paulo, 24 maio 2018. Disponível em: <http://www.valor.com.br/brasil/5545501/com-custo-reduzido-eolica-avanca-na-comercializacao>. Acesso em: 4 jun. 2018.
- AIEA – AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA ATÔMICA. **Energy indicators for sustainable development: guidelines and methodologies**. Viena: AIEA, 2005. 171 p.
- ALBERICI, S. *et al.* **Subsidies and costs of EU energy**. Final report. [S. l.]: Ecofys, 2014. Disponível em: <[https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/ECOFYS%202014%20Subsidies%20and%20costs%20of%20EU%20energy\\_11\\_Nov.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/ECOFYS%202014%20Subsidies%20and%20costs%20of%20EU%20energy_11_Nov.pdf)>. Acesso em: 21 out. 2018.
- ALMEIDA JR., C. R. **Proposta metodológica para o cálculo do custo marginal de expansão do sistema interligado nacional**. 2017. 111 p. Tese (Doutorado) – Pós-Graduação em Engenharia de Sistemas da Computação, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2017.
- ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Matriz de energia elétrica**. Brasília: Aneel, 2018. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.cfm>>. Acesso em: 6 set. 2018.
- ARROYO, E. M. V. **Incorporação do nexso energia-água em um modelo de otimização da expansão do sistema energético brasileiro**. 2018. Tese (Doutorado) – Programa de Pós-Graduação em Planejamento Energético, Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), Rio de Janeiro, 2018.
- ASSUNÇÃO, J.; SZERMAN, D.; COSTA F. **Usinas hidrelétricas no Brasil geram efeitos econômicos locais diversos**. Rio de Janeiro: Núcleo de Avaliação de Políticas Climáticas/Climate Policy Initiative, 2017. 6 p.
- ATSE – THE AUSTRALIAN ACADEMY OF TECHNOLOGICAL SCIENCES AND ENGINEERING. **The hidden costs of electricity: externalities of power generation in Australia**. Australia: ATSE, 2009. Disponível em: <<https://apo.org.au/sites/default/files/resource-files/2009/03/apo-nid4196-1189331.pdf>>. Acesso em: 14 mar. 2018.
- AUDOIN, M; LOCHNER, P. **Strategic Environmental Assessment in South Africa**. Department of Environmental Affairs and Tourism. CSIR, Pretoria, 2000.
- BANCO MUNDIAL. **Licenciamento ambiental de empreendimentos hidrelétricos no Brasil**: uma contribuição para o debate. Brasília: Escritório do Banco Mundial no Brasil, 2008. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/documents/10584/1139278/Relat%C3%B3rio+Principal+%28PDF%29/8d530adb-063f-4478-9b0d-2b0fbb9ff33b>>. Acesso em: 11 abr. 2018.
- BAHNEMANN, W. **MME discute com Economia linha de financiamento do BNDES para usinas a carvão**. O Estado de S. Paulo, São Paulo, 18 out. 2019. Disponível em: <<https://economia.uol.com.br/noticias/estadao-conteudo/2019/10/18/mme-discute-com-economia-linha-de-financiamento-do-bndes-para-usinas-a-carvao.htm?cmpid=copiaecola>>. Acesso em: 18 nov. 2019.
- BATLLE, C. **Analysis of the impact of increased Non-Conventional Renewable Energy generation on Latin American Electric Power Systems**. [S. l.]: Inter-American Development Bank, 2014. Disponível em: <<https://publications.iadb.org/en/publication/16834/analysis-impact-increased-non-conventional-renewable-energy-generation-latin>>. Acesso em: 04 nov. 2018.

BICKEL, P.; FRIEDRICH, R. (Eds.). **ExternE – externalities of energy**: methodology 2005 update. EUR 21951 EN. Luxemburgo: Office for Official Publications of the European Communities, 2004. 270 p. ISBN 92-79-00423-9. Disponível em: <[http://www.externe.info/externe\\_2006/brussels/methup05a.pdf](http://www.externe.info/externe_2006/brussels/methup05a.pdf)>. Acesso em: 14 nov. 2018.

BNEF – BLOOMBERG NEW ENERGY FINANCE. **New Energy Outlook 2017**: Executive Summary. Junho, 2017. Disponível em: <https://about.bnef.com/new-energy-outlook/>. Acesso em: 11 jun. 2018.

BORBA, M. C. V.; GASPAR, N. F. **Um futuro com energia sustentável: iluminado o caminho**. FAPESP/ Academia Brasileira de Ciências/ Inter Academy Council. São Paulo, 2010. Disponível em: <<http://www.fapesp.br/publicacoes/energia.pdf>>. Acesso em: 10 jan. 2020.

BORGES, F. Q. Indicadores de sustentabilidade para a energia elétrica no Estado do Pará. **Revista Brasileira de Energia**, v. 15, n. 2, p. 119-151, 2. sem. 2009.

BRACIER – COMITÊ BRASILEIRO DA CIER. **Pico da mão de obra em Angra**. [S. l.]: Bracier, 2018. Disponível em: <<http://www.bracier.org.br/site/noticias/brasil/1737-pico-da-mao-de-obra-em-angra.html>>. Acesso em: 21 nov. 2018.

CAMARGO, A. S. G.; UGAYA, C. M. L.; AGUDELO, L. P. P. Proposta de definição de indicadores de sustentabilidade para geração de energia elétrica. **Revista Educação & Tecnologia**, Curitiba, n. 8, p. 21, set. 2004. Disponível em: <<http://revistas.utfpr.edu.br/pb/index.php/revedutec-ct/article/view/1137/734>>. Acesso em: 3 abr. 2018.

CAMPOS, S. R. M.; SILVA, V. P. A efetividade do estudo de impacto ambiental e do licenciamento em projetos de usinas hidrelétricas. **Caminhos de Geografia**, Uberlândia, v. 13, n. 41, p. 1-14, 9 abr. 2012. Disponível em: <<http://www.seer.ufu.br/index.php/caminhosdegeografia/article/view/16368>>. Acesso em: 24 maio 2018.

CARVALHO, R. V. C. D. **Previsão tecnológica a médio/longo prazo sobre a evolução das propriedades e de mercado dos polímeros de engenharia**. 2011. 76 f. Dissertação (Mestrado) – Departamento de Tecnologia de Polímeros, Faculdade de Engenharia Química, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, 2011. Disponível em: <<http://repositorio.unicamp.br/handle/REPOSIP/266844>>. Acesso em: 11 maio 2018.

CASES. **Full Costs Estimates of the use of different energy sources**. Cost Assessment of Sustainable Energy Systems. [S.l.], 2007.

CCEE – CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. InfoMercado nº 130. **InfoMercado mensal**, n. 130, abr. 2018. Disponível em: <[https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/o-que-fazemos/infomercado?\\_afzLoop=96466807553224&\\_adf.ctrl-state=i5k1cck9\\_46#!%40%40%3F\\_afzLoop%3D96466807553224%26\\_adf.ctrl-state%3Di5k1cck9\\_50](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/infomercado?_afzLoop=96466807553224&_adf.ctrl-state=i5k1cck9_46#!%40%40%3F_afzLoop%3D96466807553224%26_adf.ctrl-state%3Di5k1cck9_50)>. Acesso em: 5 jun. 2018.

CCEE – CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Tipos de leilões**. [S. l.]: CCEE, [s. d.]. Disponível em: <[https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/o-que-fazemos/como\\_ccee\\_atua/tipos\\_leiloes\\_n\\_logado?\\_afzLoop=921354728692822&\\_adf.ctrl-state=mgjf6440\\_1#!%40%40%3F\\_afzLoop%3D921354728692822%26\\_adf.ctrl-state%3Dmgjf6440\\_5](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/tipos_leiloes_n_logado?_afzLoop=921354728692822&_adf.ctrl-state=mgjf6440_1#!%40%40%3F_afzLoop%3D921354728692822%26_adf.ctrl-state%3Dmgjf6440_5)>. Acesso em: 16 abr. 2019.

CEPEL. **Modelo de Planejamento da Expansão da Geração a Longo Prazo – MELP**, 2018.

CEPEL. **Modelo de planejamento da expansão da geração a longo prazo – MELP**. Manual do usuário – versão 7.0.0, 2019.

CETESB – COMPANHIA AMBIENTAL DO ESTADO DE SÃO PAULO. **Inventário de emissões das fontes estacionárias do Estado de São Paulo**. São Paulo: Cetesb, 2009. 53 p. Disponível em: <[https://sistemasinter.cetesb.sp.gov.br/inventariofontes/Manual\\_de\\_Preenchimento.pdf](https://sistemasinter.cetesb.sp.gov.br/inventariofontes/Manual_de_Preenchimento.pdf)>. Acesso em: 16 jul. 2019.

CGEE – CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS. **Prospecção tecnológica no setor de energia elétrica**: diagnóstico da CT&I no setor elétrico brasileiro. v. 2. Brasília, DF: CGEE, 2017. 854 p. Disponível em: <[https://energia.cgee.org.br/biblioteca/-/asset\\_publisher/CAT1CSXm1spr/document/id/1027863?inheritRedirect=false&redirect=https%3A%2F%2Fenergia.cgee.org.br%2Fbiblioteca%3Fp\\_id%3D101\\_INSTANCE\\_CAT1CSXm1spr%26p\\_p\\_lifecycle%3D0%26p\\_p\\_state%3Dnormal%26p\\_p\\_mod](https://energia.cgee.org.br/biblioteca/-/asset_publisher/CAT1CSXm1spr/document/id/1027863?inheritRedirect=false&redirect=https%3A%2F%2Fenergia.cgee.org.br%2Fbiblioteca%3Fp_id%3D101_INSTANCE_CAT1CSXm1spr%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mod)>. Acesso em: 18 nov. 2018.

CIGRE. Flexibility of power systems. Principles, means of achievement and approaches for facing uncertainty by planning flexible development of power systems. **Electra**, Working Group 01 of Study Committee 37, 1991. Disponível em: <[https://e-cigre.org/publication/ELT\\_135\\_6-flexibility-of-power-systems-principles-means-of-achievement-and-approaches-for-facing-uncertainty-by-planning-flexible-development-of-power-systems](https://e-cigre.org/publication/ELT_135_6-flexibility-of-power-systems-principles-means-of-achievement-and-approaches-for-facing-uncertainty-by-planning-flexible-development-of-power-systems)>. Acesso em: 29 nov. 2018.

COELHO, S. D. O. **Avaliação das emissões atmosféricas das principais termelétricas brasileiras a gás natural – ano base 2013**. 2014. 115 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Sanitária e Ambiental) – Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2014. Disponível em: <<http://www.ufjf.br/engsanitariaeambiental/files/2014/02/TFC-SILAS-FINAL.pdf>>. Acesso em: 19 jul. 2019.

COLI ADVOCACIA. Relatórios internos do escritório Coli Advocacia. Curitiba, 2019.

CONDE, M. Incorporação da dimensão ambiental no planejamento de longo prazo da expansão da geração de energia elétrica por meio de técnicas multicritério de apoio à decisão. Dissertação de mestrado. Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético, COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA – CNI. **As barreiras da burocracia**: o setor elétrico. Relatório, Brasília, 2015a.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA – CNI. **Proposta da indústria para aprimoramento do licenciamento ambiental**: setor elétrico. Relatório, Brasília, 2015b.

COSTA, G. B.; LOCKS, R.; MATOS, D. S. Análise do relatório do impacto ambiental das usinas hidrelétricas no rio Madeira no município de Porto Velho (RO). In: V ENCONTRO NACIONAL DA ANPPAS, Florianópolis, 4-7 out. 2010. **Anais do V Encontro Nacional da ANPPAS**, Florianópolis, 2010. 20 p. Disponível em: <<http://www.anppas.org.br/encontro5/cd/artigos/GT14-344-287-20100902124004.pdf>>. Acesso em: 12 jun. 2018.

COUTO, L. C. C. B. **Mensuração de impactos socioeconômicos de projetos energéticos renováveis no Brasil: Um estudo de caso para a energia heliotérmica**. 2016. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético, COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2016. Disponível em: <[http://www.ppe.ufrj.br/images/publica%C3%A7%C3%B5es/mestrado/Lilia\\_Caiado\\_Coelho\\_Beltr%C3%A3o\\_Couto.pdf](http://www.ppe.ufrj.br/images/publica%C3%A7%C3%B5es/mestrado/Lilia_Caiado_Coelho_Beltr%C3%A3o_Couto.pdf)>. Acesso em: 16 ago. 2019.

DALKEY, N. C. **The Delphi Method**: an experimental study of group opinion. Santa Mônica, Califórnia: The Rand Corporation, 1969. Disponível em: <[https://www.rand.org/content/dam/rand/pubs/research\\_memoranda/2005/RM5888.pdf](https://www.rand.org/content/dam/rand/pubs/research_memoranda/2005/RM5888.pdf)>. Acesso em: 8 out. 2019.

DIVERSA CONSULTORIA, COPPETEC FUNDAÇÃO, MRTS CONSULTORIA, SINERCONSULT e NTJ TEC CONSULTORIA EM ENGENHARIA – WESEE. **Relatório Técnico 01 – Volume 2B – Revisão Bibliográfica: Restrições do Licenciamento de Empreendimentos do Setor Elétrico**. Matriz Energética e Aprimoramento da Sistemática de Inserção Ambiental no Planejamento da Expansão do Sistema Elétrico (PROJETO SINAPSE). Recife, 2018.

DIVERSA CONSULTORIA, COPPETEC FUNDAÇÃO, MRTS CONSULTORIA, SINERCONSULT e NTJ TEC CONSULTORIA EM ENGENHARIA – WESEE. **Relatório Técnico 04 – Volume 2 – Análise Multicritério de Fontes**. Matriz Energética e Aprimoramento da Sistemática de Inserção Ambiental no Planejamento da Expansão do Sistema Elétrico (PROJETO SINAPSE). Recife, 2019a.

DIVERSA CONSULTORIA, COPPETEC FUNDAÇÃO, MRTS CONSULTORIA, SINERCONSULT e NTJ TEC CONSULTORIA EM ENGENHARIA – WESEE. **Relatório Técnico 07 – Validação e Obtenção dos Valores dos Indicadores: Aplicação do Método DELPHI**. Matriz Energética e Aprimoramento da Sistemática de Inserção Ambiental no Planejamento da Expansão do Sistema Elétrico (PROJETO SINAPSE). Recife, 2019b.

DIVERSA CONSULTORIA, COPPETEC FUNDAÇÃO, MRTS CONSULTORIA, SINERCONSULT e NTJ TEC CONSULTORIA EM ENGENHARIA – WESEE. **Relatório Técnico 08 – Obtenção dos Valores dos índices de Sustentabilidade de Fontes de Geração de Energia Elétrica – ISFGs**. Matriz Energética e Aprimoramento da Sistemática de Inserção Ambiental no Planejamento da Expansão do Sistema Elétrico (PROJETO SINAPSE). Recife, 2019c.

DIVERSA CONSULTORIA, COPPETEC FUNDAÇÃO, MRTS CONSULTORIA, SINERCONSULT e NTJ TEC CONSULTORIA EM ENGENHARIA – WESEE. **Relatório Técnico Final 09 – Incorporação da Sustentabilidade de Fontes de Geração no Planejamento da Expansão do Sistema Elétrico**. Matriz Energética e Aprimoramento da Sistemática de Inserção Ambiental no Planejamento da Expansão do Sistema Elétrico. Recife, 2019d.

ECEN – ECONOMIA E ENERGIA. Emissões de gases do efeito estufa por termelétricas. **Economia & Energia**, ano 3, n. 17, dez. 1999. Disponível em: <<http://ecen.com/eee17/emistern.htm#1.%20Introdu%C3%A7%C3%A3o>>. Acesso em: 2019.

EIA – USENERGYINFORMATIONADMINISTRATION. **AssumptionstotheAnnualEnergyOutlook2010**. [S.l.]:EIA,abr. 2010. Disponível em: <<http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.178.986&rep=rep1&type=pdf>>. Acesso em: 20 out. 2010.

EIA – US ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Capital cost estimates for utility scale electricity generating plants**. Washington, DC: US Department of Energy, nov. 2016. Disponível em: <[https://www.eia.gov/analysis/studies/powerplants/capitalcost/pdf/capcost\\_assumption.pdf](https://www.eia.gov/analysis/studies/powerplants/capitalcost/pdf/capcost_assumption.pdf)>. Acesso em: 13 mar. 2019.

EIA – US ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Levelized cost of electricity and levelized avoided cost of electricity methodology supplement**. [S. l.]: EIA, jul. 2013. Disponível em: <[https://www.eia.gov/renewable/workshop/genccosts/pdf/methodology\\_supplement.pdf](https://www.eia.gov/renewable/workshop/genccosts/pdf/methodology_supplement.pdf)>.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Análise socioambiental das fontes energéticas do PDE 2026**. Nota Técnica DEA 015/17. Rio de Janeiro: MME: EPE, 2017a. (Série Estudos do PDE 2026).

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanco energético nacional 2009**: ano base 2008. Rio de Janeiro: MME: EPE, 2009a.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanco energético nacional 2019**: ano base 2018. Relatório-síntese. Rio de Janeiro: MME: EPE, 2019.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Condicionantes Socioambientais e Comparação de Fontes para Geração de energia Elétrica no planejamento Nacional de longo prazo**. Rio de Janeiro: Grupo de estudos de impactos ambientais, 2007.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Condicionantes socioambientais da expansão energética de longo prazo**. Nota técnica. Rio de Janeiro: MME: EPE, 2009b.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Estudos de planejamento da expansão da transmissão**: programação para 2018. Informe técnico. Rio de Janeiro: MME: EPE, 2018a.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Externalidades socioambientais da geração de energia elétrica.** Nota técnica. Rio de Janeiro: MME: EPE, 2010.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Flexibilidade e capacidade:** conceitos para a incorporação de atributos ao planejamento. Nota técnica. Rio de Janeiro: MME: EPE, 2018b.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Índice de custo-benefício (ICB) de empreendimentos de geração:** metodologia de cálculo. EPE-DEE-RE-102/2008-r5. Rio de Janeiro: MME: EPE, 2013. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/024/documento/anexo\\_10\\_-\\_metodologia\\_de\\_calculo\\_do\\_indice\\_de\\_custo\\_beneficio\\_-\\_icb.pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/024/documento/anexo_10_-_metodologia_de_calculo_do_indice_de_custo_beneficio_-_icb.pdf)>. Acesso em: 22 ago. 2018.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Leilões de energia nova de 2017.** Informe técnico. Rio de Janeiro: MME: EPE, 2017b. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-268/Informe%20Leil%C3%B5es%202017%20-%20Portugues.pdf>>. Acesso em 20 jun. 18.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Nota técnica PR 04/18:** potencial dos recursos energéticos no horizonte 2050. Rio de Janeiro: MME: EPE, 2018c. 186 p. (Série Recursos Energéticos). Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-416/NT04%20PR\\_RecursosEnergeticos%202050.pdf](http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-416/NT04%20PR_RecursosEnergeticos%202050.pdf)>. Acesso em: 18 nov. 2019.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano decenal de expansão de energia 2015.** Rio de Janeiro: MME: EPE, 2006a. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Decenal-de-Expansao-de-Energia-2015>>. Acesso em: 29 mar. 2018.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano decenal de expansão de energia 2026.** Brasília: MME: EPE, 2017c. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-40/PDE2026.pdf>>. Acesso em: 29 mar. 2018.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano decenal de expansão de energia 2027.** Rio de Janeiro: MME: EPE, 2018d. 345 p. Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202027\\_aprovado\\_OFICIAL.pdf](http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202027_aprovado_OFICIAL.pdf)>. Acesso em: 22 ago. 2019.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano decenal de expansão de energia 2029.** Rio de Janeiro: MME: EPE, 2020. 393 p. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2029>>. Acesso em: 22 fev. 2020.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano nacional de energia – 2030.** Brasília: MME: EPE, 2006b.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Termo de Referência da AAI da Bacia do Rio Uruguai.** Rio de Janeiro: MME: EPE, 2005.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Quem somos.** [S. l.]: MME: EPE, [s. d.]. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/a-epe/quem-somos>>. Acesso em: 16 abr. 2019.

EVANS, A.; STREZOV, V.; EVANS, T. J. Assessment of sustainability indicators for renewable energy technologies. **Renewable & Sustainable Energy Reviews**, Sydney, v. 13, n. 5, p. 1082-1088, jun. 2009. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032108000555>>. Acesso em: 10 set. 2018.

EURELECTRIC – UNION OF THE ELECTRICITY INDUSTRY. **Integrating intermittent renewables sources into the EU electricity system by 2020:** challenges and solutions. [S. l.]: Eurelectric, 2010. Disponível em: <[https://www3.eurelectric.org/media/44921/resintegration\\_final\\_.pdf](https://www3.eurelectric.org/media/44921/resintegration_final_.pdf)>. Acesso em: 5 nov. 2018.

FARIA, I. D. Ambiente e energia: crença e ciência no licenciamento ambiental - Parte III: Sobre alguns dos problemas que dificultam o licenciamento ambiental no Brasil. Textos para Discussão, Consultoria Legislativa do Senado Federal, 2011.

FRICKO, O. *et al.* Energy sector water use implications of a 2 °C climate policy. **Environmental Research Letters**, v. 11, n. 3, 4 mar. 2016.

FURTADO, R. C. **Avaliação ambiental integrada no setor elétrico:** experiências nacionais e internacional. Rio de Janeiro: Synergia, 2017. p. 613-639.

FURTADO, R. C. **Custos ambientais da produção de energia elétrica.** 1. ed. Rio de Janeiro: Synergia, 2013. 306 p.

FURTADO, R. C. Metodologias para avaliação de impactos ambientais de cidades. *In: JOKILEHTO, J. et al. Gestão do patrimônio cultural integrado.* Recife: Editora Universitária da UFPE, 2002.

FURTADO, R. C. **The incorporation of environmental costs into power system planning in Brazil.** 1996. Thesis (Doctoral) – Imperial College of Science, Technology and Medicine, University of London, London, 1996.

FURTADO, F. R. G.; FURTADO, R. C. **Inserção regional sustentável de usinas hidrelétricas.** 1. ed. Belo Horizonte: Rona Editora, 2016. 223 p.

FURTADO, F.; FURTADO, R. C.; BUARQUE, S.; MASCARENHAS, J. L. Avaliação dos efeitos de usinas hidrelétricas sobre o desenvolvimento socioeconômico dos municípios diretamente afetados. **Revista Pesquisa e Desenvolvimento da Aneel**, Brasília, n. 4, ago. 2011.

GALLOPIN, G. C. Environmental and sustainability indicators and the concept of situational indicators. A systems approach. **Environmental Modeling and Assessment**, v. 1, p. 101-117, 1996. ISSN 3.

GANDELMAN, D. A. **Uma metodologia para o planejamento da expansão do sistema elétrico brasileiro considerando incertezas**. 2015. 221 p. Tese (Doutorado) – Programa de Engenharia da COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2015.

GIACOMELLO, C. P.; OLIVEIRA, R. L. Análise envoltória de dados (DEA): uma proposta para avaliação de desempenho de unidades acadêmicas de uma universidade. **Gestão Universitária na América Latina (GUAL)**, v. 7, n. 2, mai. 2014.

GINAID, A.; MARZANO, L. G. B.; SABÓIA, C. H. M. **Incorporação de critérios socioambientais na formulação do problema de planejamento de longo prazo da expansão da geração de energia elétrica**. XLIX Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional, p. 12, 2017.

GIOVINAZZO, R. A. Modelo de aplicação da metodologia Delphi pela internet: vantagens e ressalvas. **Administração On Line**, v. 2, n. 2, abr./mai./jun. 2001. Disponível em: <[https://www.fecap.br/adm\\_online/art22/renata.htm](https://www.fecap.br/adm_online/art22/renata.htm)>. Acesso em: 23 ago. 2019.

GORDON, T. J. The Delphi method. **The Millennium Project**, American Council for the United Nations University, 1994. (Futures Research Methodology Series).

GUIMARÃES, L. S.; MATTOS, J. R. L. **Energia nuclear e sustentabilidade**. 1. ed. São Paulo: Blucher, 2010. ISBN 978-85-21-20571-5.

GUIMARÃES, R. P.; FEICHAS, S. A. Q. Desafios na construção de indicadores de sustentabilidade. **Ambiente & Sociedade**, Campinas, v. 12, n. 2, p. 307-323, jul.-dez. 2009. ISSN 2. Disponível em: <<http://www.scielo.br/pdf/asoc/v12n2/a07v12n2.pdf>>. Acesso em: 18 set. 2019.

GRUBER, K. **Simulation of Synthetic Wind Power Time Series in the North-East of Brazil**. 2017. 111 f. BOKU, Viena, Áustria. 2017.

HIDAKA, L. T. F. **Indicador de avaliação do estado de conservação sustentável de cidades — patrimônio cultural da humanidade: teoria, metodologia e aplicação**. 2011. 228 p. Tese (Doutorado) – Programa de Pós-Graduação em Desenvolvimento Urbano, Centro de Artes e Comunicação, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2011. Disponível em: <[https://repositorio.ufpe.br/bitstream/123456789/3063/1/arquivo5281\\_1.pdf](https://repositorio.ufpe.br/bitstream/123456789/3063/1/arquivo5281_1.pdf)>. Acesso em: 26 jul. 2018.

HOFMANN, R. M. **Gargalos do licenciamento ambiental federal no Brasil**. Brasília: Consultoria Legislativa da Câmara dos Deputados, 2015. Disponível em: <[https://www2.camara.leg.br/atividade-legislativa/estudos-e-notas-tecnicas/publicacoes-da-consultoria-legislativa/areas-da-conle/tema14/2015\\_1868\\_licenciamentoambiental\\_rose-hofmann](https://www2.camara.leg.br/atividade-legislativa/estudos-e-notas-tecnicas/publicacoes-da-consultoria-legislativa/areas-da-conle/tema14/2015_1868_licenciamentoambiental_rose-hofmann)>. Acesso em: 12 jan. de 2018.

IBGE – INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. Indicadores de Desenvolvimento Sustentável: Brasil 2008. **Estudos e Pesquisas**, Rio de Janeiro, n. 5, 2008. Disponível em: <<https://biblioteca.ibge.gov.br/visualizacao/livros/liv38797.pdf>>. Acesso em: 25 set. 2019.

IEA – THE INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Energy Technology Perspectives 2017**. [S. l.]: IEA, 2017. 443 p. Disponível em: <<https://www.iea.org/etp2017/summary/>>. Acesso em: 01 jul. 2019.

IEA – THE INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Power generation in the new policies and 450 scenarios: assumed investment costs, operation and maintenance costs and efficiencies in the IEA World Energy Investment Outlook 2014**. [S. l.]: IEA, 2014.

IEA – THE INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Projected Costs of Generating Electricity: 2005 update**. IEA, 2005. Disponível em: <<https://archive.org/details/projectedcostsof00oecd>>. Acesso em: 20 out. 2019.

IEA – THE INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **World Energy Investment 2016**. France: IEA, set. 2016. Disponível em: <<https://www.iea.org/newsroom/news/2016/september/world-energy-investment-2016.html>>. Acesso em: 27 fev. 2019.

HEMA – INSTITUTO DE ENERGIA E MEIO AMBIENTE. **Análise dos preços médios e do volume contratado nos leilões de energia**. mar. 2018. (Apresentação não publicada – comunicação pessoal).

HEMA – INSTITUTO DE ENERGIA E MEIO AMBIENTE. **Uso de água em termoeletricas**. São Paulo: Iema, 2016. 33 p. (Série Termoeletricidade em Foco).

IER – INSTITUTE FOR ENERGY RESEARCH. **Cleaned-up coal and clean air: facts about air quality and coal-fired power plants**. Washington: IER, 2017. 10 p.

INATOMI, T. A. H.; UDAETA, M. E. M. Análise dos impactos ambientais na produção de energia dentro do planejamento integrado de recursos. In: II WORKSHOP BRASIL-JAPÃO EM ENERGIA, MEIO AMBIENTE E DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL, 2005, Campinas. **Anais...** Campinas, SP, Unicamp, 2005. p. 1-14. Disponível em: <<https://docplayer.com.br/8662215-Analise-dos-impactos-ambientais-na-producao-de-energia-dentro-do-planejamento-integrado-de-recursos.html>>. Acesso em: 12 abr. 2018.

INSTITUTO ACENDE BRASIL. Qualidade do fornecimento de energia elétrica: confiabilidade, conformidade e presteza. **White Paper**, São Paulo, n. 14, jul. 2014. Disponível em: <[http://www.acendebrasil.com.br/media/estudos/2014\\_WhitePaperAcendeBrasil\\_14\\_Qualidade\\_Fornecimento\\_Energia\\_Rev\\_0.pdf](http://www.acendebrasil.com.br/media/estudos/2014_WhitePaperAcendeBrasil_14_Qualidade_Fornecimento_Energia_Rev_0.pdf)>. Acesso em: 18 mar. 2018.

- JANNUZZI, P. M. **Indicadores sociais no Brasil**. Campinas: Alínea, 2006.
- JOWSEY, E.; KELLETT, J. Sustainability and methodologies of environmental assessment for cities. In: PUGH, G. (Ed.). **Sustainability, the environment and urbanization**. [S.l.]: Routledge, 1996. 266 p.
- KREWITT, W. External costs of energy – do the answers match the questions?: looking back at 10 years of ExternE. **Energy Policy**, v. 30, n. 10, p. 839-848, ago. 2002. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421501001409?via%3Dihub>>. Acesso em: 13 ago. 2018.
- LEITE, N.; DELGADO, M.; HAGE, F. Os desafios do armazenamento de energia no setor elétrico. **Caderno Opinião**, FGV Energia, jan. 2017. Disponível em: <<https://bibliotecadigital.fgv.br/dspace/bitstream/handle/10438/19255/Coluna%20Opinia%20Janeiro%20Nelson%20Leite.pdf>>. Acesso em: 4 abr. 2018.
- LEME, R. M. **Estimativa das emissões de poluentes atmosféricos e uso de água na produção de eletricidade com biomassa de cana-de-açúcar**. 2005. 160 p. Dissertação (Mestrado) – Pós-Graduação da Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2005. Disponível em: <[http://repositorio.unicamp.br/bitstream/REPOSIP/263766/1/Leme\\_RodrigoMarcelo\\_M.pdf](http://repositorio.unicamp.br/bitstream/REPOSIP/263766/1/Leme_RodrigoMarcelo_M.pdf)>. Acesso em: 16 jul. 2019.
- LIMA, M. C. A.; LINS, F. G. Principais desafios, impactos e características da geração eólica na região nordeste do Brasil. **Cenários Eólica**, Editora Brasil Energia, dez. 2018. Disponível em: <<https://cenarioseolica.editorabrasilenergia.com.br/2018/12/04/principais-desafios-impactos-e-caracteristicas-da-geracao-eolica-naregiao-nordeste-do-brasil/>>. Acesso em: 14 out. 2018.
- LINS, M. E.; OLIVEIRA, L. B.; SILVA, A. C. M.; ROSA, L. P.; PEREIRA JR., A. O. Performance assessment of alternative energy resources in Brazilian power sector using Data Envelopment Analysis. **Renewable & Sustainable Energy Reviews**, Sydney, vol. 16, n. 1, p. 898-903, jan. 2012.
- LIRA, F. B. **Patrimônio cultural e autenticidade**: montagem de um sistema de indicadores para monitoramento. 2009. 247 f. Tese (Doutorado) – Pós-Graduação em Desenvolvimento Urbano, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2009. Disponível em: <[https://repositorio.ufpe.br/bitstream/123456789/3020/1/arquivo2484\\_1.pdf](https://repositorio.ufpe.br/bitstream/123456789/3020/1/arquivo2484_1.pdf)>. Acesso em: 4 set. 2019.
- LISBOA, M. L. V. *et al.* Discussão de premissas básicas para a modelagem do problema de planejamento da expansão da geração de longo prazo. **Cadernos do IME**, Série Estatística, Universidade Estadual do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, v. 20, p. 1-19, 2006.
- LISBONA, D.; RESENDE, L. Expansão de térmicas a gás no Brasil: o que esperar para os próximos leilões? **Boletim de Conjuntura do Setor Energético**, FGV Energia, Rio de Janeiro, abr. 2018. Disponível em: <[https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/boletim\\_abril-2018\\_rev1.pdf](https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/boletim_abril-2018_rev1.pdf)>.
- LOPES, F. S.; BARBOZA, K.; SILVEIRA, J. Energia da biomassa. **Bolsista de Valor**, Rio de Janeiro, v. 3, 2013. ISSN 2179-6971. Disponível em: <<http://www.essentiaeditora.iff.edu.br/index.php/BolsistaDeValor/article/viewFile/6722/4424>>. Acesso em: 19 nov. 2018.
- LOPES, M. Uso de fontes alternativas deve aumentar. **Valor Econômico**, São Paulo, 24 mai. 2018. Disponível em: <<http://www.valor.com.br/brasil/5545479/uso-de-fontes-alternativas-deve-aumentar>>. Acesso em: 10 jun. 2018.
- LUGOBONI, L. F. *et al.* Importância da sustentabilidade para as empresas do setor de energia elétrica: utilização de relatório de sustentabilidade com base no GRI. **Revista Metropolitana de Sustentabilidade**, v. 5, n. 3, 2015. Disponível em: <<http://www.revistaseletronicas.fmu.br/index.php/rms/article/view/630>>. Acesso em: 25 out. 2018.
- MACIEL, G. S.; LIMA, G. B. A.; MEZA, L. A.; GOMES JÚNIOR, S. F. Avaliação de processos licitatórios de embarcações de apoio marítimo *offshore* com utilização de análise envoltória de dados. **Journal of Transport Literature**, v. 8, n. 4, p. 329-349, 2014. Disponível em: <[http://www.scielo.br/scielo.php?pid=S2238-10312014000400014&script=sci\\_abstract&tlng=pt](http://www.scielo.br/scielo.php?pid=S2238-10312014000400014&script=sci_abstract&tlng=pt)>. Acesso em: 19 nov. 2018.
- MAIA, C.; POLITO, R. Mercado livre de energia cresce com leilões. **Valor Econômico**, São Paulo/Rio de Janeiro, 9 abr. 2018. Disponível em: <<http://www.valor.com.br/empresas/5438267/mercado-livre-de-energia-cresce-com-leiloes>>. Acesso em: 4 jun. 2018.
- MARRECO, J. M. **Planejamento de longo prazo da expansão da oferta de energia elétrica no Brasil sob uma perspectiva da teoria das opções reais**. 2007. 136 p. Tese (Doutorado) – Pós-Graduação de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007. Disponível em: <[http://www.ppe.ufrj.br/images/publica%C3%A7%C3%B5es/doutorado/juliana\\_de\\_Moraes\\_Marrecos.pdf](http://www.ppe.ufrj.br/images/publica%C3%A7%C3%B5es/doutorado/juliana_de_Moraes_Marrecos.pdf)>. Acesso em: 4 jun. 2018.
- MARQUES, J. B. V.; FREITAS, D. Método DELPHI: caracterização e potencialidades na pesquisa em Educação. **Pro-Posições**, Campinas, v. 29, n. 2, mai./ago. 2018.
- MASSAROLI, A. *et al.* Método Delphi como referencial metodológico para a pesquisa em Enfermagem. **Texto & Contexto - Enfermagem**, Florianópolis, v. 26, n. 4, 8 jan. 2018.
- MAURER, L. T. A.; BARROSO, L. A. **Electricity auctions**: an overview of efficient practices. Washington, DC: The World Bank, 2011. Disponível em: <<http://documents.worldbank.org/curated/pt/114141468265789259/pdf/638750PUBOExt00Box0361531B0PUBLIC0.pdf>>. Acesso em: 6 mar. 2018.
- MELILLO, J. M.; RICHMOND, T. C.; YOHE, G. W. (Eds.). **Climate change impacts in the United States**: the

third national climate assessment. Washington, DC: US Global Change Research Program, 2014. 841 p. ISBN 9780160924026. Disponível em: <[http://s3.amazonaws.com/nca2014/high/NCA3\\_Climate\\_Change\\_Impacts\\_in\\_the\\_United%20States\\_HighRes.pdf](http://s3.amazonaws.com/nca2014/high/NCA3_Climate_Change_Impacts_in_the_United%20States_HighRes.pdf)>. Acesso em: 16 ago. 2019.

MELLO, J. C. B. S. *et al.* Curso de análise de envoltória de dados. In: XXXVII SIMPÓSIO BRASILEIRO DE PESQUISA OPERACIONAL, Gramado, RS, 27-30 set. 2005. p. 1-28. Disponível em: <<http://www.din.uem.br/sbp/sbp2005/pdf/arq0289.pdf>>.

MILLIGAN, M. *et al.* Wind power myths debunked. **IEEE Power & Energy Magazine**, v. 7, n. 6, p. 89-99, nov./dec. 2009. NREL/JA-550-47230. Disponível em: <[http://consultkirby.com/files/Wind\\_Myths\\_Debunked\\_IEEE\\_2009.pdf](http://consultkirby.com/files/Wind_Myths_Debunked_IEEE_2009.pdf)>. Acesso em: 16 nov. 2018.

MIT ENERGY INITIATIVE. Update of the MIT 2003 Future of Nuclear Power: An Interdisciplinary MIT Study. Massachusetts Institute of Technology. Estados Unidos, Massachusetts. 2009. Disponível em: <<https://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2009/05/MITEI-The-Future-of-Nuclear-Power-Update.pdf>>. Acesso em: 14 fev. 2020.

MMA – MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE. **Pesquisa sobre licenciamento ambiental de parques eólicos**. Brasília: Ministério do Meio Ambiente, 2009. 3 p. Disponível em: <[https://www.mma.gov.br/estruturas/164\\_publicacao/164\\_publicacao26022010101115.pdf](https://www.mma.gov.br/estruturas/164_publicacao/164_publicacao26022010101115.pdf)>. Acesso em: 5 set. 2018.

MMA – MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE. **Relatório anual de rotas e áreas de concentração de aves migratórias no Brasil**. Brasília: Ministério do Meio Ambiente, 2016. Disponível em: <[http://www.icmbio.gov.br/portal/images/stories/DCOM\\_Miolo\\_Rotas\\_Migrat%C3%B3rias\\_2016\\_final.pdf](http://www.icmbio.gov.br/portal/images/stories/DCOM_Miolo_Rotas_Migrat%C3%B3rias_2016_final.pdf)>. Acesso em: 15 jun. 2018.

MME – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). **Resolução nº 1, de 17 de novembro de 2004**. Brasília: MME: CNPE, 2004. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/documents/10584/1139145/Resolucao01.pdf/fe3dbb77-16cc-4ba6-b4de-37d1e0e3a93e>>. Acesso em: 29 mar. 2018.

MME – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético (SPE). CEPEL. **Manual de inventário hidroelétrico de bacias hidrográficas**. Rio de Janeiro: Cepel: Estal, 2007.

MORAES, S. R. R.; TUROLLA, F. A. Visão geral dos problemas e da política ambiental no Brasil. **Informações Econômicas**, São Paulo, v. 34, n. 4, p. 7-13, abr. 2004. Disponível em: <<http://www.iea.sp.gov.br/ftp/iea/ie/2004/tec1-0404.pdf>>. Acesso em: 10 out. 2018.

NERC – NORTH AMERICAN ELECTRIC RELIABILITY CORPORATION. **Accommodating high levels of variable generation**. [S. l.]: US Department of Energy, out. 2010. Disponível em: <[https://www.energy.gov/sites/prod/files/oeprod/DocumentsandMedia/NERC\\_Presentation\\_to\\_EAC\\_10-29-10.pdf](https://www.energy.gov/sites/prod/files/oeprod/DocumentsandMedia/NERC_Presentation_to_EAC_10-29-10.pdf)>. Acesso em: 26 maio 2018.

NEVES, L. Como entregar a preços menores. **Brasil Energia**, fev. 2018. Disponível em: <<https://brasilenergia.editorabrasilenergia.com.br/como-entregar-a-meno>>. Acesso em: 23 maio 2018.

NUTI, M. R. Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica – APINE. **Nota Técnica 001/2014**: Estudo para Elaboração de Proposta de Regulamentação dos Aspectos Socioambientais de Empreendimentos em Operação. São Paulo, 2014.

OECD – Organization for Economic Co-operation and Development Environment Directorate. **Key environmental indicators**. Paris, France; 2001.

OECD – Organisation for Economic Co-operation and Development Environment Directorate, NEA – Nuclear Energy Agency, IEA - International Energy Agency. **Projected Costs of Generating Electricity**. Paris, France; 2005. Disponível em: <<https://doi.org/10.1787/9789264008274-en>>. Acesso em: 14 fev. 2020.

OLIVEIRA, J. S. P.; COSTA, M. M.; WILLE, M. F. C. Introdução ao método Delphi. Curitiba: Mundo Material, 2008.

OIT – Organização Internacional do Trabalho. **Convenção nº 169 sobre povos indígenas e tribais e Resolução referente à ação da OIT**. Brasília: OIT, 2011. ISBN: 978-92-2-824257-7.

ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Extensão da rede de transmissão**. [S. l.]: ONS, 2017. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>>. Acesso em: 20 ago. 2019.

ONU – ORGANIZAÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS. **UN DESA**: Departamento de Assuntos Econômicos e Sociais das Nações Unidas, 2001. Disponível em: <<https://www.un.org/development/desa/en/>>. Acesso em: 21 jun. 2018.

PARTIDÁRIO, M. R. **Strategic environmental assessment better practice guide**. Lisboa: Portuguese Environment Agency: Redes Energéticas Nacionais, 2012. Disponível em: <[https://ec.europa.eu/environment/eia/pdf/2012%20SEA\\_Guidance\\_Portugal.pdf](https://ec.europa.eu/environment/eia/pdf/2012%20SEA_Guidance_Portugal.pdf)>. Acesso em: 3 jul. 2018.

PEARCE, D.; BANN, C.; GEORGIU, S. **The social cost of fuel cycles**. Final report to the UK Department of Trade and Industry by the Centre for Social and Economic Research on the Global Environment. United Kingdom: HM Stationery Office, 1992. Disponível em: <<https://inis.iaea.org/search/searchsinglerecord.aspx?recordsFor=SingleRecord&RN=24067601>>. Acesso em: 21 nov. 2018.

PFENNINGER, S.; STAFFEL, I. Using bias-corrected reanalysis to simulate current and future wind power output. **Energy**, 114, 1224-1239, 2016a.

PFENNINGER, S.; STAFFEL, I. Long-term patterns of European PV output using 3- years of validated hourly reanalysis and satellite data. **Energy**, 114, 1251-1265, 2016b.

PINTO, L. I. C.; MARTINS, F. R.; PEREIRA, E. B. O mercado brasileiro da energia eólica, impactos sociais e ambientais. **Revista Ambiente & Água**, Taubaté, v. 12, n. 6, p. 1082-1100, out. 2017. Disponível em: <<http://www.scielo.br/pdf/ambiagua/v12n6/1980-993X-ambiagua-12-06-01082.pdf>>. Acesso em: 11 jun. 2018.

PORTO, M. F. D. S. Uma ecologia política dos riscos: princípios para integrarmos o local e o global na promoção da saúde e da justiça ambiental. Rio de Janeiro: Fiocruz, 2007.

PSR. **Custos e Benefícios das fontes de energia elétrica**: Caderno de subsídios e custo de emissão de CO<sub>2</sub>. Relatório. Rio de Janeiro, 2018.

RAMOS, C. S. Melhoram perspectivas para a cogeração. **Valor Econômico**, São Paulo, 8 mai. 2018. Disponível em: <<http://www.valor.com.br/agro/5509439/melhoram-perspectivas-para-cogerao>>. Acesso em: 4 jun. 2018.

RAYENS, M. K.; HAHN, E. J. Building consensus using the policy Delphi method. **Policy, Politics & Nursing Practice**, USA, v. 1, n. 4, p. 308-315, 1º nov. 2000. Disponível em: <<https://journals.sagepub.com/doi/10.1177/15271544000100409>>. Acesso em: 15 ago. 2019.

REIS, L. B.; CUNHA, E. C. N. **Energia elétrica e sustentabilidade**: aspectos tecnológicos, socioambientais e legais. 1. ed. Barueri: Manole, 2006.

REIS, M. M. **Custos ambientais associados à geração elétrica**: hidrelétricas × termelétricas a gás natural. 2001. 200 p. Dissertação (Mestrado) – Pós-Graduação de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2001.

ROCHA, R. Eólicas veem novas oportunidades no mercado livre. **Valor Econômico**, São Paulo, 8 jun. 2018. Disponível em: <<http://www.valor.com.br/empresas/5579641/eolicas-veem-novas-opportunidades-no-mercado-livre>>. Acesso em: 4 jun. 2018.

RODRIGUES, C. F. S.; LIMA, F. J. C.; BARBOSA, F. T. Importância do uso adequado da estatística básica nas pesquisas clínicas. **Revista Brasileira de Anestesiologia**, Campinas, v. 67, n. 6, p. 619-625, nov./dez. 2017. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0104001417300167?via%3Dihub>>. Acesso em: 20 set. 2019.

ROMAN, F. J. Discricionariedade técnica. Enciclopédia jurídica da PUC-SP. Celso Fernandes Campilongo, Alvaro de Azevedo Gonzaga e André Luiz Freire (Coords.). Tomo: Direito Administrativo e Constitucional. Vidal Serrano Nunes Jr., Maurício Zockun, Carolina Zancaner Zockun, André Luiz Freire (Coord. de tomo). 1. ed. São Paulo: Pontifícia Universidade Católica de São Paulo, 2017. Disponível em: <<https://enciclopediajuridica.pucsp.br/verbete/148/edicao-1/discricionariedade-tecnica>>. Acesso em: 20 ago. 2019.

ROMEIRO, D. L. **Escolha de tecnologias de geração elétrica**: o índice custo benefício e a competitividade de termelétricas a gás natural no Brasil. 2014. 164 f. Dissertação (Mestrado) – Pós-Graduação em Economia, Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2014. Disponível em: <[http://www.gee.ie.ufrj.br/index.php/component/cck/?task=download&file=artigo\\_arquivo&id=446](http://www.gee.ie.ufrj.br/index.php/component/cck/?task=download&file=artigo_arquivo&id=446)>. Acesso em: 4 nov. 2019.

ROZADOS, H. B. F. O uso da técnica Delphi como alternativa metodológica para a área da Ciência da Informação. **Em questão**, Porto Alegre, v. 21, n. 3, p. 64-86, set./dez. 2015. Disponível em: <<https://seer.ufrgs.br/EmQuestao/article/view/58422/36043>>. Acesso em: 26 set. 2019.

RUPP, R. F.; LAMBERTS, R. **Fatores de conversão de energia elétrica e térmica em energia primária e em emissões de dióxido de carbono a serem usados na etiquetagem de nível de eficiência energética de edificações**. Relatório interno. Florianópolis, SC: CB3E – Centro Brasileiro de Eficiência Energética em Edificações: UFSC – Universidade Federal de Santa Catarina, 2017. 19 p. Disponível em: <[http://cb3e.ufsc.br/sites/default/files/RI\\_61\\_2017\\_RelatorioFatoresDeConversaoEnergiaEletricaTermica\\_EnergiaPrimaria\\_EmissoesCO2\\_paraPBEEedifica%20%28corrigido%29\\_0.pdf](http://cb3e.ufsc.br/sites/default/files/RI_61_2017_RelatorioFatoresDeConversaoEnergiaEletricaTermica_EnergiaPrimaria_EmissoesCO2_paraPBEEedifica%20%28corrigido%29_0.pdf)>. Acesso em: 3 set. 2019.

SÁNCHEZ, L. E. Avaliação ambiental estratégica e sua aplicação no Brasil. In: RUMOS DA AVALIAÇÃO AMBIENTAL ESTRATÉGICA NO BRASIL, São Paulo, 2008. São Paulo: Instituto de Estudos Avançados da Universidade de São Paulo, 2008. Disponível em: <[https://www.researchgate.net/publication/266584387\\_AVALIACAO\\_AMBIENTAL ESTRATEGICA\\_E\\_SUA\\_APLICACAO\\_NO\\_BRASIL](https://www.researchgate.net/publication/266584387_AVALIACAO_AMBIENTAL ESTRATEGICA_E_SUA_APLICACAO_NO_BRASIL)>. Acesso em: 14 ago. 2018.

SANTOS, H. L. **Inserção dos custos ambientais em um modelo de expansão da geração a longo prazo**. 2008. 102 p. Dissertação (Mestrado) – Pós-Graduação de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008. Disponível em: <<https://www.osti.gov/etdweb/servlets/purl/21429344>>. Acesso em: 15 ago. 2018.

SANTOS, H. L., LEGEY, L. F. L. A model for long-term electricity expansion planning with endogenous environmental costs. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, V. 51, pp. 98-105, 2013.

SANTOYO-CASTELAZO, E.; AZAPAGIC, A. Sustainability assessment of energy systems: integrating environmental, economic and social aspects. **Journal of Cleaner Production**, v. 80, p. 119-138, 1º out. 2014. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652614005381?via%3Dihub>>. Acesso em: 26 jul. 2018.

- SEEG – SISTEMA DE ESTIMATIVAS DE EMISSÕES E REMOÇÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA. **Emissões dos setores de energia, processos industriais e uso de produtos**. [S. l.]: Sistema de Estimativas de Emissões e Remoções de Gases de Efeito Estufa: Observatório do Clima: Instituto de Energia e Meio Ambiente, 2017. Disponível em: <<https://iema-site-staging.s3.amazonaws.com/Emissoes-dos-Setores-de-Energia-e-Processos-Industrias-Documento-de-Analise-2018.pdf>>. Acesso em: 14 nov. 2018.
- SILVA, R. M. **Um modelo para análise de sustentabilidade de fontes elétricas**. 2011. 386 f. Tese (Doutorado) – Pós-Graduação em Administração, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2011. Disponível em: <[https://repositorio.ufpe.br/bitstream/123456789/612/1/arquivo9609\\_1.pdf](https://repositorio.ufpe.br/bitstream/123456789/612/1/arquivo9609_1.pdf)>. Acesso em: 22 jun. 2018.
- SILVA, R. M.; PRIMO, M. A. M. *Framework* para análise da sustentabilidade de fontes de energia. **Interciência**, Caracas, v. 38, n. 11, p. 760-768, nov. 2013. Disponível em: <<https://www.interciencia.net/wp-content/uploads/2017/12/760-MOREIRA-9.pdf>>. Acesso em: 15 out. 2018.
- SIMAS, M. S. **Energia eólica e desenvolvimento sustentável no Brasil**: estimativa da geração de empregos por meio de uma matriz insumo-produto ampliada. 2012. 220 f. Dissertação (Mestrado) – Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2012. Disponível em: <<https://teses.usp.br/teses/disponiveis/86/86131/tde-10092012-095724/publico/MoanaSimasoriginal.pdf>>. Acesso em: 20 ago. 2019.
- SIMAS, M.; PACCA, S. Energia eólica, geração de empregos e desenvolvimento sustentável. **Estudos Avançados**, São Paulo, v. 27, n. 77, dez. 2013. Disponível em: <[http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S0103-40142013000100008&lng=pt&tlng=pt](http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0103-40142013000100008&lng=pt&tlng=pt)>. Acesso em: 24 ago. 2018.
- SOLAR RESERVE. Solar reserve: solar energy with integrated storage. **Global Project – CSP**, 2018.
- SUEYOSHI, T.; GOTO, M. Environmental Assessment on Energy and Sustainability by Data Envelopment Analysis. **Hardback Wiley Series in Operations Research and Management Science English**, 2018.
- SUNDQVIST, T. **Power generations choice in the presence of environmental externalities**. 2002. Thesis (Doctoral) – Department of Business Administration and Social Sciences, Luleå University of Technology, Luleå, Sweden, 2002. Disponível em: <<http://tu.diva-portal.org/smash/get/diva2:990390/FULLTEXT01.pdf>>. Acesso em: 19 jun. 2019.
- TOLMASQUIM, M. **Novo modelo do setor elétrico brasileiro**. 2. ed. Rio de Janeiro: Synergia, 2015.
- TOLMASQUIM, M. **Energia renovável**: hidráulica, biomassa, eólica, solar, oceânica. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética, 2016a. Disponível em: <[file:///Z:/ESTAGI%C3%81RIAS\(OS\)/Mariana/DR.%20RICARDO/Material%20Bibliogr%C3%A1fico/TOLMASQUIM,%20Energia%20Renov%C3%A1vel%20Hidr%C3%A1ulida,%20biomassa,%20e%C3%B3lica,%20lar,%20oceânica.pdf](file:///Z:/ESTAGI%C3%81RIAS(OS)/Mariana/DR.%20RICARDO/Material%20Bibliogr%C3%A1fico/TOLMASQUIM,%20Energia%20Renov%C3%A1vel%20Hidr%C3%A1ulida,%20biomassa,%20e%C3%B3lica,%20lar,%20oceânica.pdf)>. Acesso em: 22 ago. 2018.
- TOLMASQUIM, M. **Energia termelétrica**: gás natural, biomassa, carvão, nuclear. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética, 2016b. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Arquivos/publicacao-173/Energia%20Termel%C3%A9trica%20-%20Online%2013maio2016.pdf>>. Acesso em: 17 jul. 2019.
- TUNSTALL, D. Developing and using indicators of sustainable development in Africa: an overview. Prepared for the Network for Environment and Sustainable Development in Africa (NESDA). *In: Thematic Workshop on Indicators of Sustainable Development*, maio 16-18, 1994, Banjul, The Gambia, 1994.
- TUROFF, M. The policy Delphi. *In: LINSTONE, H. A.; TUROFF, M. The Delphi method: techniques and applications*. [S. l.]: Murray Turoff and Harold Linstone, 2002. p. 80-96.
- UNCTAD – UNITED NATIONS CONFERENCE ON TRADE AND DEVELOPMENT. **Environmental financial accounting and reporting at the corporate level**. Geneva: UNCTAD, fev. 1988.
- UNICA – UNIÃO DA AGROINDÚSTRIA CANAVIEIRA. **A bioeletricidade da cana em números**. Boletim Unica. São Paulo: UNICA, jun. 2018.
- VAN BELLEN, H. M. **Indicadores de sustentabilidade**: uma análise comparativa. 2. ed. Rio de Janeiro: Editora FGV, 2006.
- VELEZ-PAREJA, I. **El metodo Delphi**. Bogotá: Facultad de Ingeniería Industrial, 2003.
- VILA, C. U. **Planejamento integrado da expansão de sistemas elétricos e gás natural com critérios de desenvolvimento sustentável**. 2009. 300 p. Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2009.
- VULCANIS, A. Os problemas do licenciamento ambiental e a reforma do instrumento. *In: 14º CONGRESSO INTERNACIONAL DE DIREITO AMBIENTAL*, São Paulo, 201. **Anais**. São Paulo, 2010.
- WONG, C. **Indicators for urban and regional planning**: the interplay of policy and methods. Londres: Routledge, 2006.
- WRIGHT, J.; GIOVINAZZO, R. A. Delphi: uma ferramenta de apoio ao planejamento prospectivo. **Caderno de Pesquisas em Administração**, São Paulo, v. 1, n. 12, p. 54-65, abr./jun. 2000.
- XIE, L. *et al.* Wind integration in power systems: operational challenges and possible solutions. **Proceedings of the IEEE**, v. 99, n. 1, p. 214-232, jan. 2011. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/5607275>>. Acesso em: 4 nov. 2019.
- ZANCAN, F. L. **Carvão mineral brasileiro e a geração termelétrica**. Rio de Janeiro: Associação Brasileira de Carvão Mineral, 2008. 43 p. Disponível em: <[http://www.carvaomineral.com.br/arquivos/abc\\_m\\_thermalpower.pdf](http://www.carvaomineral.com.br/arquivos/abc_m_thermalpower.pdf)>. Acesso em: 17 set. 2019.

