



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
SECRETARIA DE PLANEJAMENTO E DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO



PNE 2050

PLANO NACIONAL DE ENERGIA





MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE

MINISTRO DE ESTADO
BENTO ALBUQUERQUE

PRESIDENTE
THIAGO VASCONCELLOS BARRAL FERREIRA

SECRETÁRIA EXECUTIVA
MARISETE FÁTIMA DADALD PEREIRA

DIRETOR DE ESTUDOS ECONÔMICO-ENERGÉTICOS E AMBIENTAIS
GIOVANI VITÓRIA MACHADO

SECRETÁRIO DE PLANEJAMENTO E DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO
PAULO CÉSAR MAGALHÃES DOMINGUES

DIRETOR DE ESTUDOS DE ENERGIA ELÉTRICA
ERIK EDUARDO REGO

SECRETÁRIA DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
JOSÉ MAURO FERREIRA COELHO

DIRETOR DE ESTUDOS DO PETRÓLEO, GÁS E BIOCOMBUSTÍVEIS
HELOÍSA BORGES ESTEVES

SECRETÁRIO DE ENERGIA ELÉTRICA
RODRIGO LIMP NASCIMENTO

DIRETOR DE GESTÃO CORPORATIVA
ANGELA REGINA LIVINO DE CARVALHO

SECRETÁRIO DE GEOLOGIA, MINERAÇÃO E
TRANSFORMAÇÃO MINERAL
ALEXANDRE VIDIGAL DE OLIVEIRA

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE

ESPLANADA DOS MINISTÉRIOS
BLOCO U – 5º ANDAR
70065-900 – BRASÍLIA – DF
TEL.: (55 61) 3319 5299
FAX: (55 61) 3319 5067

WWW.MME.GOV.BR

ESCRITÓRIO CENTRAL
PRAÇA PIO X, 54
20091-040 – RIO DE JANEIRO – RJ
TEL.: (55 21) 3512 3100
FAX : (55 21) 3512 3198

WWW.EPE.GOV.BR

Catálogo na Fonte

Brasil, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética

Plano Nacional de Energia 2050 / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética.

Brasília: MME/EPE, 2020

Participantes - MME

COORDENAÇÃO GERAL

PAULO CÉSAR MAGALHÃES DOMINGUES
REIVE BARROS DOS SANTOS (ATÉ SETEMBRO/2020)

COORDENAÇÃO EXECUTIVA

MARCELLO NASCIMENTO CABRAL DA COSTA
HELVIO NEVES GUERRA (ATÉ NOVEMBRO/2020)
ANDRÉ LUIZ RODRIGUES OSÓRIO

SECRETARIA DE PLANEJAMENTO E DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO — SPE

COORDENAÇÃO TÉCNICA:
ANDRÉ LUIZ RODRIGUES OSÓRIO

COORDENAÇÃO ADJUNTA:
RODOLFO ZAMIAN DANILOW

EQUIPE TÉCNICA:
ADÃO MARTINS TEIXEIRA JUNIOR
ALEXANDRA ALBUQUERQUE MACIEL
ANTÔNIO ROBERTO COIMBRA
BEATRIZ MOREIRA ALVES
CARLOS ALEXANDRE PRÍNCIPE PIRES
DANIELE DE OLIVEIRA BANDEIRA
FRANCISCO MARCELO SOARES LEMOS
GIACOMO PERROTTA
GILBERTO KWITKO RIBEIRO
GUILHERME ZANETTI ROSA
GUSTAVO CERQUEIRA ATAÍDE
JOÃO ANTÔNIO MOREIRA PATUSCO
LÍVIO TEIXEIRA DE ANDRADE FILHO
LORENA MELO SILVA
LUIS FERNANDO BADANHAN
MONICA CAROLINE MANHAES DOS SANTOS
PAULO ÉRICO RAMOS DE OLIVEIRA

SAMIRA SANA FERNANDES DE SOUSA CARMO
SÉRGIO FERREIRA CORTIZO
TARITA DA SILVA COSTA
THIAGO GUILHERME FERREIRA PRADO
VALDIR BORGES SOUZA JÚNIOR
VITÓRIA MARIA MONTEIRO BATISTA

SECRETARIA DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS — SPG

COORDENAÇÃO TÉCNICA:
JOÃO JOSÉ NORA SOUTO

EQUIPE TÉCNICA:
ALDO BARROSO CORES JÚNIOR
CLÁUDIO AKIO ISHIHARA (*IN MEMORIAM*)
CLAYTON DE SOUZA PONTES
DANIEL LOPES PEGO
DEIVSON MATOS TIMBÓ
ELEAZAR HEPNER
FERNANDO MASSAHARU MATSUMOTO
GUSTAVO LUÍS DE SOUZA MOTTA
JAQUELINE MENEGHEL RODRIGUES
KARLA BRANQUINHO DOS SANTOS GONZAGA
MARCOS CARVALHO DE SANT'ANA
MARISA MAIA DE BARROS
MARLON ARRAES JARDIM LEAL
PAULO ROBERTO MACHADO FERNANDES COSTA
PEDRO HENRIQUE MILHOMEM COUTINHO
PIETRO ADAMO SAMPAIO MENDES
RAFAEL BASTOS DA SILVA
RONNY JOSÉ PEIXOTO
UMBERTO MATTEI

**SECRETARIA DE GEOLOGIA, MINERAÇÃO E
TRANSFORMAÇÃO MINERAL – SGM**

COORDENAÇÃO TÉCNICA:

LILIA MASCARENHAS SANT'AGOSTINO

EQUIPE TÉCNICA:

DANIEL ALVES LIMA

ENIR SEBASTIÃO MENDES

RICARDO DE PAULA MONTEIRO

**ASSESSORIA ESPECIAL DE MEIO AMBIENTE —
AESA / SE**

COORDENAÇÃO TÉCNICA:

MARIA CEICILENE ARAGÃO MARTINS

EQUIPE TÉCNICA:

LARISSA DAMASCENO DA SILVA

HENRYETTE PATRICE CRUZ

MAYARA CARDOSO

RICARDO DA COSTA RIBEIRO

RITA ALVES SILVA

THAIS ISABELA CARVALHO DOS SANTOS

VERÔNICA E SILVA SOUSA

WILMA DO COUTO DOS SANTOS CRUZ

**ASSESSORIA ESPECIAL DE GESTÃO ESTRATÉGICA –
AEGE / SE**

NEY ZANELLA DOS SANTOS

AGRADECIMENTOS EXTERNOS

ADRIANO JERONIMO DA SILVA

CÁSSIO GIULIANI CARVALHO

EDIE ANDRETO JÚNIOR

EDUARDO AZEVEDO RODRIGUES

EVERTON GOURSAND DE FREITAS

LUCAS SILVEIRA MARROQUES

LUCIANO COSTA DE CARVALHO

MIGUEL IVAN LACERDA DE OLIVEIRA

MÁRCIO FÉLIX

MATHEUS BATISTA BODNAR

MOACIR CARLOS BERTOL

RENATO LIMA FIGUEIREDO SAMPAIO

SYMONE CHRISTINE DE SANTANA ARAÚJO

THENARTT VASCONCELLOS DE BARROS JUNIOR

UBIRATAN FRANCISCO CASTELLANO

Participantes - EPE

COORDENAÇÃO GERAL

THIAGO VASCONCELLOS BARRAL
FERREIRA

COORDENAÇÃO EXECUTIVA

GERAL:

EMILIO H. MATSUMURA (ATÉ JULHO DE
2020)

PATRICIA COSTA GONZALEZ DE
NUNES

ESTUDOS ECONÔMICO-ENERGÉTICOS E
AMBIENTAIS:

GIOVANI VITÓRIA MACHADO

ESTUDOS DE ENERGIA ELÉTRICA:

ERIK EDUARDO REGO

ESTUDOS DE PETRÓLEO, GÁS E
BIOCOMBUSTÍVEIS:

HELOISA BORGES BASTOS ESTEVES

ESTUDOS ECONÔMICOS E ENERGÉTICOS

COORDENAÇÃO:

CARLA DA COSTA L. ACHÃO

EQUIPE TÉCNICA:

ALINE MOREIRA GOMES

ALLEX YUJHI GOMES YUKIZAKI

ANA CRISTINA BRAGA MAIA

ARNALDO DOS SANTOS J.

CAMILA ARAÚJO FERRAZ

DANIEL KUHNER COELHO

DANIEL SILVA MORO

FLÁVIO RAPOSO DE ALMEIDA

FELIPE KLEIN SOARES

FERNANDA M. P. ANDREZA

GABRIEL KONZEN

GIOVANI L. ANDRADE (ESTAGIÁRIO)

GLAUCIO V. RAMALHO FARIA

GUSTAVO MIRANDA DE MAGALHAES

GUSTAVO NACIFF DE ANDRADE

HUGO M. DOS SANTOS (ESTAGIÁRIO)

JAINE VENCESLAU ISENSEE

LENA SANTINI S. MENEZES LOUREIRO

LIDIANE DE A. MODESTO

LUCIANO BASTO OLIVEIRA

MARCELO COSTA ALMEIDA

MARCELO H. C. LOUREIRO

MARCELO WENDEL

NATALIA G. DE MORAES

PATRICIA MESSER ROSENBLUM

RAFAEL P. DE FREITAS (ESTAGIÁRIO)

RODRIGO VELLARDO GUIMARÃES

ROGÉRIO MATOS

SIMONE SAVIOLO ROCHA

THIAGO TONELI CHAGAS

GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – ESTUDOS DE PLANEJAMENTO

COORDENAÇÃO:

BERNARDO FOLLY DE AGUIAR

EQUIPE TÉCNICA:

ANA COSTA MARQUES MACHADO
(ESTAGIÁRIA)

ANDERSON DA COSTA MORAES

ANTONIO VICTOR SOARES MATIAS

(ESTAGIÁRIO)

CAIO MONTEIRO LEOCADIO

FERNANDA FIDELIS PASCHOALINO

FERNANDA GABRIELA B. DOS SANTOS

FERNANDO P. C. CARVALHO
(ESTAGIÁRIO)

FLÁVIO ALBERTO F. ROSA

GLAYSSON DE MELLO MULLER

GUSTAVO B. HAYDT DE SOUZA

HERMES TRIGO D. DA SILVA

JOANA D. DE F. CORDEIRO

LEANDRO P. DE ANDRADE

LIDYANE P. DE O. MACHADO
(ESTAGIÁRIA)

LUIS PAULO S. CORDEIRO

PAMELLA E. ROSA SANGY

PEDRO AMERICO M. DAVID

PEDRO P. R. GRASSEL (ESTAGIÁRIO)

RAFAELA VEIGA PILLAR

RENATA DE A. M. DA SILVA

RENATO H. S. MACHADO

RONALDO ANTONIO DE SOUZA

RONEY NAKANO VITORINO

SAULO RIBEIRO SILVA

SIMONE Q. BRANDÃO

THAÍS IGUCHI

GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – ESTUDOS DE ENGENHARIA

COORDENAÇÃO:

THIAGO IVANOSKI TEIXEIRA

EQUIPE TÉCNICA:

ALINE COUTO DE AMORIM

ANDRE LUIZ DA SILVA VELLOSO

ANDRE MAKISHI

BRUNO FARIA CUNHA

CRISTIANO SABOIA RUSCHEL

DIEGO PINHEIRO DE ALMEIDA

FELIPE MOREIRA GONÇALVES

GUILHERME MAZOLLI FIALHO

GUSTAVO PIRES DA PONTE
 HELENA PORTUGAL G. DA MOTTA
 JORGE GONÇALVES BEZERRA JUNIOR
 JOSINA SARAIVA XIMENES
 JULIANA S. PORCIÚNCULA
 (ESTAGIÁRIA)
 MARIA CECILIA PEREIRA DE ARAÚJO
 MARIA REGINA TOLEDO
 MARIANA DE QUEIROZ ANDRADE
 MATHEUS SILVA DIAS
 MAURO REZENDE PINTO
 MICHELE ALMEIDA DE SOUZA
 PAULA MONTEIRO PEREIRA
 RONALDO ANTONIO DE SOUZA

ESTUDOS DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

COORDENAÇÃO:

JOSÉ MARCOS BRESSANE

EQUIPE TÉCNICA:

ARETHA DE S. VIDAL CAMPOS
 ARMANDO LEITE FERNANDES
 BRUNO CESAR M. MACADA
 BRUNO SCARPA A. DA SILVEIRA
 CAROLINA MOREIRA BORGES
 DANIEL JOSE T. DE SOUZA
 DOURIVAL DE S. CARVALHO JUNIOR
 FABIANO SCHMIDT
 FABIO DE ALMEIDA ROCHA
 GUSTAVO VALERIANO N. LUIZON
 IGOR CHAVES
 JEAN CARLO MORASSI
 JOAO MAURICIO CARUSO
 LUCAS SIMÕES DE OLIVEIRA
 LUIZ FELIPE F. LORENTZ
 MARCELO LOURENÇO PIRES
 MARCELO WILLIAN H. SZRAJBMAN
 MARCOS VINICIUS G. DA S. FARINHA
 MARIA DE FATIMA DE C. GAMA
 MAXWELL CURY JUNIOR
 PAULO FERNANDO DE M. ARAUJO

PRISCILLA DE CASTRO GUARINI
 RAFAEL THEODORO A. E MELLO
 RODRIGO RIBEIRO FERREIRA
 RODRIGO RODRIGUES CABRAL
 SAMIR DE OLIVEIRA FERREIRA
 SERGIO FELIPE F. LIMA
 THAIS PACHECO TEIXEIRA
 THIAGO DE F. R. DOURADO MARTINS
 TIAGO CAMPOS RIZZOTTO
 TIAGO VEIGA MADUREIRA
 VANESSA STEPHAN LOPES
 VINICIUS FERREIRA MARTINS

ESTUDOS DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

COORDENAÇÃO:

MARCOS FREDERIDO. F. DE SOUZA

EQUIPE TÉCNICA:

ADRIANA QUEIROZ RAMOS
 ANA CLAUDIA S. PINTO
 BIANCA N. DE OLIVEIRA
 CAROLINA O. DE CASTRO
 CLAUDIA M. CHAGAS BONELLI
 DEISE DOS SANTOS TRINDADE RIBEIRO
 GABRIEL DE F. DA COSTA
 HENRIQUE P. G. RANGEL
 KATIA SOUZA D'ALMEIDA
 LUIZ P. BARBOSA DA SILVA
 MARCELO F. ALFRADIQUE
 MATHEUS DE S. MOREIRA
 (ESTAGIÁRIO)
 NATHÁLIA OLIVEIRA DE CASTRO
 PAMELA CARDOSO VILELA
 PERICLES DE ABREU BRUMATI
 RAUL FAGUNDES LEGGIERI
 REGINA FREITAS FERNANDES
 ROBERTA DE ALBUQUERQUE CARDOSO
 VICTOR HUGO TROCATE DA SILVA

ESTUDOS DE DERIVADOS DE PETRÓLEO E BIOCOMBUSTÍVEIS

COORDENAÇÃO:

ANGELA OLIVEIRA DA COSTA

EQUIPE TÉCNICA:

BRUNO R. LOWE STUKART
 CARLOS A. GOES PACHECO
 CARLOS E. R. DE M. LIMA
 DAN ABENSUR GANDELMAN
 EULER J. GERALDO DA SILVA
 FILIPE DE P. FERNANDES SILVA
 GABRIEL DA SILVA A. JORGE
 IGOR M. H. F. FRANCISCO
 (ESTAGIÁRIO)
 JULIANA R. DO NASCIMENTO
 KRISEIDA C. P. G. ALEKSEEV
 LEONIDAS B. O. DOS SANTOS
 LUCAS DOS S. RODRIGUES MORAIS
 (ESTAGIÁRIO)
 MARCELO C. B. CAVALCANTI
 MARINA DAMIÃO BESTETI RIBEIRO
 PATRÍCIA F. B. STELLING
 PAULA ISABEL DA COSTA BARBOSA
 RACHEL MARTINS HENRIQUES
 RAFAEL BARROS ARAUJO
 RAFAEL MORO DA MATA
 VITOR M. DO E. SANTO SILVA

ESTUDOS SOCIOAMBIENTAIS

COORDENAÇÃO:

ELISÂNGELA MEDEIROS DE ALMEIDA

EQUIPE TÉCNICA:

ALFREDO LIMA SILVA
 ANA DANTAS M. DE MATTOS
 ANDRÉ CASSINO FERREIRA
 ANDRÉ VIOLA BARRETO
 BERNARDO REGIS G. DE OLIVEIRA
 CARINA RENNO SINISCALCHI
 CAROLINA M. H. DE G. A. F. BRAGA
 CLAYTON BORGES DA SILVA
 CRISTIANE MOUTINHO COELHO
 DANIEL DIAS LOUREIRO
 DANIEL FILIPE SILVA

FEDERICA NATASHA G. A. S. SODRÉ
GLAUCE MARIA LIEGGIO BOTELHO
GUILHERME DE PAULA SALGADO
GUSTAVO FERNANDO SCHMIDT
HERMANI DE MORAES VIEIRA
KÁTIA G. SOARES MATOSINHO
JULIANA VELLOSO DURÃO
LEONARDO DE SOUSA LOPES
LEYLA A. FERREIRA DA SILVA
LUCIANA ÁLVARES DA SILVA
MARCOS RIBEIRO CONDE
MARIA FERNANDA BACILE PINHEIRO
MARIANA DE ASSIS ESPÉCIE (ATÉ
MAIO DE 2020)
MARIANA LUCAS BARROSO
MARIANA R. DE C. PINHEIRO
PAULA CUNHA COUTINHO
PEDRO NINÔ DE CARVALHO
ROBSON DE OLIVEIRA MATOS

SILVANA ANDREOLI ESPIG
THALES FONSECA CASADO LINS
THAMIRES DUTRA DA SILVA
THIAGO GALVÃO
VALENTINE JAHNEL
VERÔNICA S. DA M. GOMES
VINICIUS MESQUITA ROSENTHAL

ASSESSORES DAS DIRETORIAS

ESTUDOS ECONÔMICO-ENERGÉTICOS E
AMBIENTAIS:
JEFERSON BORGHETTI SOARES
ESTUDOS DE ENERGIA ELÉTRICA:
RENATA NOGUEIRA FRANCISCO DE
CARVALHO
ESTUDOS DE PETRÓLEO, GÁS E
BIOCOMBUSTÍVEIS:
ALEXANDRE COBBETT STAEL COSME

AGRADECIMENTOS EXTERNOS

AMILCAR GONÇALVES GUERREIRO
GUILHERME THEULEN ANTONIASSE
JORGE TRINKENREICH
RICARDO GORINI

Apresentação

O Ministério de Minas e Energia tem a satisfação de apresentar à sociedade brasileira o Plano Nacional de Energia 2050 – PNE 2050, conjunto de estudos e diretrizes para o desenho de uma estratégia de longo prazo para o setor energético brasileiro. O PNE 2050 reforça o compromisso com a transparência pública e se propõe a auxiliar o País a construir consensos em torno de grandes elementos norteadores para o setor energético, a partir de uma leitura de custos e benefícios que alcance um horizonte de longo prazo.

Desde o lançamento do PNE 2030 em 2007, muita coisa aconteceu durante esses últimos treze anos. Pela importância estratégica que a energia tem, essa nova edição se mostra fundamental, especialmente num contexto de transição energética e de retomada pós-pandemia.

Cabe destacar aqui que o Brasil tem um território continental, com vastas riquezas naturais e condições climáticas e de fertilidade de solo bastante favoráveis que supera em muitas vezes a demanda de energia total estimada para os próximos 30 anos. Passaremos, de uma posição de importador líquido de energia para outra realidade, de ofertante líquido. Assim, percebemos que nosso papel, agora, é o de administrar a abundância de recursos energéticos.

Essa abundância se dá com uma ampla gama de fontes de energia. Uma parcela significativa é composta de recursos renováveis. Assim, fato relevante é que as expansões da oferta e de consumo de energia se farão de forma sustentável, com a manutenção dos indicadores de renováveis: entre 45 e 50% na matriz energética, e entre 80 e 85% na matriz de geração elétrica.

Tais características dotaram o País de um significativo potencial de recursos energéticos. Esse potencial foi progressivamente aproveitado pela economia brasileira ao longo de sua história a partir do desenho e do redesenho de arcabouços legais e regulatórios, bem como de políticas públicas e de inovações tecnológicas.

As decisões sobre a política energética têm repercussão de longo prazo, basta observar como escolhas no passado, décadas atrás, resultaram no desenvolvimento dos biocombustíveis, da energia nuclear, da hidroeletricidade, dentre outras, que moldaram a matriz energética brasileira.

A estratégia se pauta por quatro grandes objetivos - segurança energética, retorno adequado aos investimentos, disponibilidade de acesso à população e critérios socioambientais - e que se utiliza de cenários para discutir como maximizar os benefícios da atual transição para o Brasil e prevenir arrependimentos.

Ao lançar o PNE, o Governo Federal enuncia os termos de uma estratégia de longo prazo para o setor energético, e com isso chama à construção de grandes consensos com a sociedade e as empresas, em prol do desenvolvimento do País.

Agradecemos as muitas contribuições recebidas. Esse foi o trabalho de muitos e colaborativo. Em especial, ressaltamos o papel essencial da Empresa de Pesquisa Energética - EPE na elaboração do PNE 2050, com uma equipe altamente comprometida e detentora de expertise fundamental para orientar as escolhas do MME nas suas políticas e ações.

Nesse sentido, mais importante que o PNE 2050 em si, é o debate e o processo de reflexão sobre as condicionantes da política energética e a equação de custos e benefícios no médio e longo prazo. A partir dessa leitura, as escolhas e preferências dos agentes públicos, cidadãos e agentes do mercado podem adquirir uma perspectiva de longo prazo e auxiliar na construção de consensos nacionais em torno de grandes questões energéticas, considerando suas interfaces com o desenvolvimento social, econômico e ambiental de uma forma mais ampla.

O PNE, como qualquer estratégia, deve ser um instrumento vivo, que se renova, que se atualiza de forma permanente. Assim, o PNE 2050 não se encerra por aqui. É o início de uma jornada para a qual convidamos todos os brasileiros.

BENTO ALBUQUERQUE

Ministro de Estado de Minas e Energia

Sumário

Prólogo.....	1
Introdução.....	3
1. Estrutura do relatório do PNE 2050.....	5
2. O contexto do PNE 2050.....	9
2.1 Diferenças em relação ao PNE 2030.....	9
2.2 Relação com o PDE.....	12
2.3 As questões de interesse do PNE 2050.....	13
3. Papel e Atuação do Governo: Princípios para o Setor de Energia.....	14
Produção e Uso de Energia.....	17
Questões Transversais.....	33
Transição Energética.....	34
Mudanças Climáticas.....	40
Descarbonização.....	43
Descentralização.....	47
Comportamento do Consumidor de Energia.....	51
Economia do Compartilhamento.....	55
Digitalização na Produção e Uso de Energia.....	58
Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação.....	63
Integração Energética Sul-americana.....	66
Fontes e Tecnologias.....	70
Hidreletricidade.....	77
Energia Eólica.....	99
Energia Solar.....	109
Bioenergia.....	117
Energia Nuclear.....	128
Carvão Mineral.....	138
Potência Complementar.....	145
Recursos Energéticos Distribuídos.....	148
Eficiência Energética.....	152
Tecnologias de Armazenamento.....	157

Geração Distribuída	161
Resíduos Sólidos Urbanos (RSU)	166
Petróleo.....	171
Derivados de Petróleo	176
Gás Natural	179
Tecnologias Disruptivas	187
Infraestrutura de Transporte de Energia	193
Transmissão de Eletricidade	196
Malha de Gasodutos	202
Segmentos de Consumo	206
Transportes	207
Indústria	219
Edificações	223
Referências.....	227

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

BEV	Veículos que têm propulsão puramente elétrica alimentados por baterias que são recarregadas na rede elétrica
CAPEX	Despesas de Capital ou Investimento em Bens de Capital
CCS	Sequestro e Armazenamento de Carbono
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
DPST	Navio tanqueiro com posicionamento dinâmico
E2G	Etanol de 2ª Geração
ENCE	Etiqueta Nacional de Conservação de Energia
EOL	Usinas eólicas
E&P	Exploração e Produção de Petróleo
EV	Veículos que têm propulsão puramente elétrica
FPST	Unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência
FOS	Usinas termelétricas a combustíveis fósseis
FHEV	Veículos híbridos-plenos
GD	Geração Distribuída
GEE	Gases de Efeito Estufa
GN	Gás Natural
GNL	Gás Natural Liquefeito
HIDRO	Usinas Hidrelétricas (inclui PCH e CGH)
HFCV	Veículos que têm propulsão puramente elétrica alimentados por baterias que são recarregadas por pilha a combustível a hidrogênio
ICE	Veículos que podem ter propulsão plenamente a combustão interna
IoT	Internet das coisas
MMBtu	Milhões de Btu
NDC	Contribuição Nacionalmente Determinada
NUC	Usina termonuclear
OPEX	Despesas Operacionais
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PDE	Plano Decenal de Energia
PD&I	Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação
PHEV	Veículos híbridos Plug-in
PNE	Plano Nacional de Energia
PNEf	Plano Nacional de Eficiência Energética
PNLT	Plano Nacional de Logística em Transportes
PNMU	Plano Nacional de Mobilidade Urbana
PPP	Paridade de Poder de Compra
POT COMP	Potência Complementar
PROCEL	Programa Nacional de Conservação de Energia
RED	Recursos Energéticos Distribuídos
REN NH	Fontes renováveis não hídricas (inclui Biomassa, Eólica e UVF)
RSU	Resíduo Sólido Urbano
SMR	<i>Small Modular Reactor</i>
TI	Terras Indígenas e Quilombolas
UC	Unidades de Conservação
UFV	Usinas Fotovoltaicas
UHE	Usina Hidrelétrica (acima de 30 MW)
UHR	Usina Hidrelétrica Reversível
UPGN	Unidade de Processamento de Gás Natural
UTE	Usina Termelétrica
UTN	Usina Termonuclear

Prólogo

PNE 2050 em momento da crise do coronavírus

No momento em que se coloca à sociedade para consulta pública o Plano Nacional de Energia 2050, desenrola-se, ainda envolta em incertezas, a crise global do novo coronavírus, afetando não apenas a saúde pública, mas os rumos da economia, da sociedade e, conseqüentemente, do setor energético. Uma queda aguda da demanda de energia vem sendo observada em grande número de países, gerando tensões cujos impactos podem se propagar pelos próximos anos.

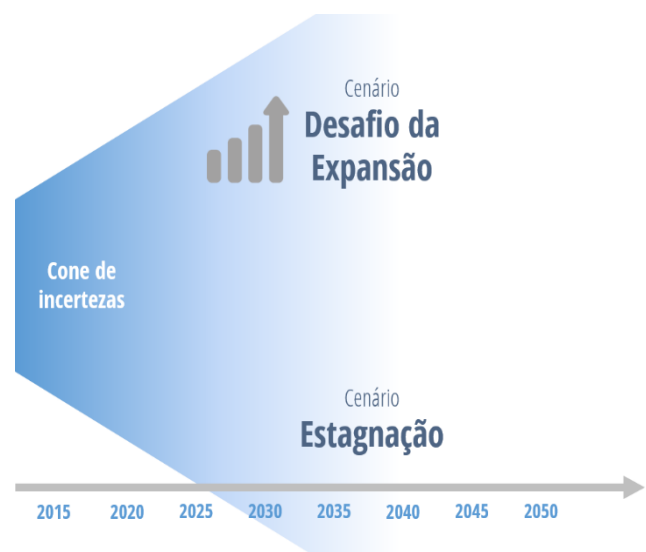
Faz sentido colocar em debate público, justamente neste momento, um conjunto de diretrizes estratégicas para o setor energético nacional, no âmbito da política e do planejamento energético? Ou será que o extenso trabalho desenvolvido se tornou irremediavelmente obsoleto e inadequado frente à crise cujos desdobramentos ainda não podemos conhecer?

Temos motivos para crer que é sim válido e útil abriremos o debate em torno de uma agenda estratégica para o setor de energia no atual momento. Dois argumentos principais dão sustentação a essa perspectiva.

Primeiro, como toda estratégia, o Plano 2050 não está escrito em pedra. É um instrumento vivo que dialoga com distintas possibilidades e ambientes de incerteza e que pode, sim, servir como norte na atual conjuntura da crise. Aliás, uma visão de longo prazo é algo da maior relevância em momentos de incerteza, de forma a auxiliar na ancoragem de expectativas, mas sobretudo para evitar arrependimentos decorrentes de escolhas míopes durante a gestão de crises. Nesse sentido, mais importante que o Plano 2050 em si, é o debate e o processo de reflexão sobre as condicionantes da política energética e a equação de custos e benefícios no médio e longo prazo. A partir dessa leitura, as escolhas e preferências dos agentes públicos, cidadãos e agentes do mercado podem adquirir uma perspectiva de longo prazo e auxiliar na construção de consensos nacionais em torno de grandes questões energéticas, considerando suas interfaces com o desenvolvimento social, econômico e ambiental de uma forma mais ampla.

Em segundo lugar, cientes da elevada incerteza sobre o futuro no longo prazo, a elaboração desse plano partiu de um “cone de incertezas”, que buscasse abranger uma grande diversidade de trajetórias possíveis na demanda de energia. Trabalhamos com um primeiro cenário chamado de “Desafio da Expansão”, delimitando o limite superior do cone, em que a tônica é a pressão para expansão da infraestrutura e oferta de energia, buscando atender um relevante crescimento da demanda. Delimitando o limite inferior do cone, temos um cenário “Estagnação”, que testa implicações de uma relativa estagnação na demanda de energia per capita no Brasil.

O que acontece hoje não é um cenário nem outro. Todavia, as análises contidas no PNE 2050 podem auxiliar a tomada de decisão na medida em que buscam modelar e analisar o impacto no horizonte de longo prazo de diferentes escolhas de política energética tomadas hoje. O objetivo de planos como o PNE 2050 não é prever o futuro e sim auxiliar os tomadores de decisão num contexto em que as relações são muito complexas, as incertezas e variáveis são abundantes, algumas mudanças são por vezes disruptivas e, além disso, diante da possibilidade de se deparar com os chamados



cisnes negros, eventos raros, inesperados e de grande magnitude e consequências no contexto da sua influência histórica.

Dessa forma, privar a sociedade e o setor energético de discutir todo o trabalho desenvolvido até então no âmbito do PNE 2050 seria equivocada, por mais que a atual conjuntura imponha desafios de curto prazo e levante suspeitas e controvérsias sobre o futuro. Isso não significa estabelecer um marco rígido ou insensível ao atual contexto: pelo contrário, as diretrizes e princípios extraído do processo de pensar o setor energético em 2050 são insumo valioso no momento em que se discutem medidas e oportunidades no momento do pós-crise.

Introdução

O PNE 2050 é um conjunto de estudos que dão suporte ao desenho da estratégia de longo prazo do governo em relação à expansão do setor de energia. A estratégia, por sua vez, consiste em um conjunto de recomendações e diretrizes a serem seguidas na definição das ações e iniciativas a serem implementadas ao longo do horizonte de 2050. Estas, por sua vez, precisam ser definidas em um Plano de Ação a ser elaborado em seguida à aprovação do PNE 2050.

Nesse sentido, o PNE 2050 pode ser entendido como um processo dividido em 3 etapas (Figura 1): o desenho da estratégia (conforme descrito neste relatório), a implementação da estratégia (a ser estabelecida no Plano de Ação) e, por fim, o monitoramento dos efeitos e desdobramentos da estratégia adotada (a ser estabelecido em um Plano de Monitoramento das Ações Estratégicas).

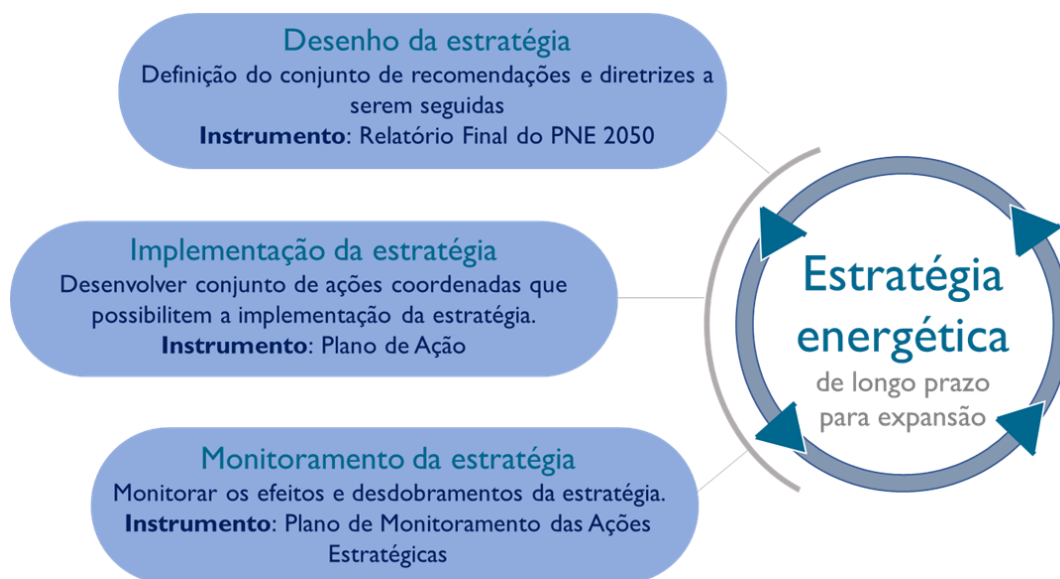


Figura 1 - Etapas da estratégia de longo prazo do governo em relação à expansão do setor de energia

Visto de forma mais abrangente, este processo enseja, por sua vez, a discussão da frequência de revisão do PNE. Na realidade, por sua natureza mais estratégica, com horizonte de longo prazo, a revisão do PNE deve ocorrer com baixa frequência, sempre que os condicionantes principais se alterarem a ponto de se fazer necessário uma revisão da estratégia de longo prazo. Por outro lado, por conta da sua natureza mais sistêmica, é legítimo que, mesmo que tais condicionantes não mudem de forma significativa, uma mudança de governo traga novas prioridades e perspectivas para o setor de energia, o que pode levar a uma nova visão estratégica da matriz energética.

Portanto, propõe-se que a revisão do PNE deva ser conduzida sempre que houver necessidade de alteração na estratégia de longo prazo do tomador de decisão relevante, sejam por razões ordinárias ou extraordinárias.

Em relação ao primeiro aspecto, o MME publicou a Portaria n. 6 de 2020 estabelecendo intervalo de 5 anos para cada ciclo.

Já as revisões extraordinárias ocorreriam sempre que houver alterações no contexto com potencial desdobramento sobre a estratégia de longo prazo do tomador de decisão em um período entre revisões ordinárias. Por exemplo, o descobrimento dos enormes campos de petróleo no Pré-sal tem desdobramentos sistêmicos sobre todo o setor de energia e mesmo sobre as perspectivas de crescimento econômico.

Dessa forma, associado à etapa de Desenho da Estratégia de Longo Prazo, este relatório do *Plano Nacional de Energia 2050 (PNE 2050)* tem como objetivo delinear a estratégia de expansão do setor de energia no longo prazo, do ponto de vista do planejador. Construído a partir das principais questões relevantes no horizonte, o PNE 2050 explora, por meio de cenários, os diversos aspectos da evolução do setor em uma perspectiva de diversas alterações na produção e uso de energia, comumente aglutinadas na chamada transição energética.

Em um contexto de grande incerteza, seu objetivo é explorar alternativas de futuro de modo a aprimorar o processo de tomada de decisão em políticas energéticas. Nesse sentido, o estudo de longo prazo em um contexto de múltiplas possibilidades de futuro requer mais cautela na interpretação dos seus resultados, bem como deve proceder ao monitoramento constante da validade da estratégia, em pelo menos 2 dimensões:

1. A visão de futuro precisa guardar coerência nas interações complexas entre os principais condicionadores da produção e uso de energia.
2. O futuro guarda eventos para os quais não há forma de preparação prévia. São os chamados cisnes negros, aqueles eventos nos quais não temos ciência de nossa ignorância (“*unknown unknowns*”) e, portanto, não podem se previstos, mas quando revelados produzem grande impacto sobre as variáveis de interesse.

Consequentemente, a variedade de possibilidades e a incerteza resultante requer que o tomador de decisão de política energética evite fazer escolhas que direcionem políticas públicas que resultem em eventuais trajetórias tecnológicas que tornem mais custosa a opção de sair delas, caso se mostrem posteriormente equivocadas, fenômeno conhecido como trancamento tecnológico.

Associadas a tais mudanças, foram elaborados dois grandes cenários, formando um cone de incertezas para o desenho da estratégia de longo prazo: o primeiro, chamado **Desafio da Expansão**, que reflete requisitos de expansão do setor de energia para atendimento a um crescimento da demanda de energia mais expressivo. No segundo, chamado de **Estagnação**, analisam-se as consequências de um cenário em que o consumo de energia per capita mantém-se inalterado ao longo de todo o período. Neste caso, a questão da expansão da produção é menos premente, embora ainda reste a necessidade de se desenhar a política energética mais adequada para atender ao crescimento vegetativo da demanda.

O foco do relatório está voltado para o cenário **Desafio da Expansão**, uma vez que tal contexto impõe ao planejador, além da necessidade de reforçar e aperfeiçoar os mecanismos e as políticas vigentes, também buscar soluções inovadoras que permitam o estabelecimento de uma estratégia de expansão de longo prazo do setor energético de forma a garantir o fornecimento de energia à sociedade nesse horizonte, atendendo critérios de segurança energética, retorno adequado aos investimentos, disponibilidade de acesso à população e socioambientais. Nesse contexto, as principais questões a serem endereçadas são tratadas ainda com o auxílio de análises de sensibilidade de modo a permitir melhor compreensão do seu efeito particular, ainda que simplificações do ponto de vista metodológico sejam necessárias.

O cenário **Estagnação**, embora tenha seus desafios intrínsecos relativos a um ambiente econômico e de desenvolvimento mais adverso, não constitui, do ponto de vista do planejador do setor de energia, uma preocupação iminente em termos de expansão da capacidade de atendimento da demanda de energia, visto o aumento da oferta de energia verificado nos últimos anos. Assim, sua atenção poderia estar mais concentrada, por exemplo, em discussões sobre o perfil mais adequado da matriz energética nacional, de acordo com algum critério de interesse (e.g., emissões de gases de efeito estufa).

Nesta Introdução, são adicionalmente explorados os seguintes temas:

1. Estrutura do relatório do PNE 2050
2. Relatório do PNE 2050
 - a. Relação do PNE 2050 com o PNE 2030
 - b. Relação do PNE 2050 com o PDE
3. Papel e Atuação do Governo: Princípios para o Setor de Energia.

1. Estrutura do relatório do PNE 2050

O relatório final do PNE 2050 é uma versão consolidada e direcionadora dos estudos de longo prazo que a EPE vem conduzindo, sob diretrizes gerais do MME, ao longo dos últimos anos. Em outras palavras, além deste relatório, a fase de Desenho da Estratégia do PNE 2050 compreende uma série de estudos de longo prazo e discussões com a sociedade que contextualizam a perspectiva para a construção da estratégia de longo prazo do planejador. Estes estudos foram consolidados e apresentados em 21 notas técnicas cuja descrição é feita na Tabela 1.

Em relação à participação da sociedade, além de reuniões com agentes de diversos segmentos do setor de energia, foram realizados uma série de *workshops* no MME, com os temas relacionados na Tabela 2, e os principais resultados das discussões desses *workshops* foram compilados em notas disponíveis nos sítios eletrônicos da EPE e do MME.

A estrutura desse relatório é composta de duas partes:

- Na primeira parte, são apresentados os principais fatores que condicionam (e, em vários casos são condicionadas por) a evolução do setor de energia e que foram, portanto, denominadas questões transversais. Adicionalmente, são descritos os resultados gerais do exercício de análise de longo prazo e os principais direcionamentos para o desenho da estratégia de longo prazo.
- Na segunda parte, a análise é desagregada por tipo de tecnologia, infraestrutura de transporte de energia (transmissão de energia elétrica e malha de gasodutos) e por segmentos de consumo.

Antes de entrar nas análises associadas ao PNE 2050, é necessário entender seu contexto dentro da atividade de planejamento e da sua relação com os outros instrumentos, em particular com o PNE 2030 (o instrumento anterior de longo prazo) e com o PDE, o que será feito a seguir.

Tabela 1 - Estudos do PNE 2050

Título	Palavras-chave	Sinopse
Biomassa e Expansão de Energia	Biomassa, Rotas Tecnológicas, Requisitos do Setor Elétrico, Capacidade, Flexibilidade, Aspectos Locacionais.	Aborda o papel da geração à biomassa na expansão da geração elétrica no Brasil. São relacionadas as principais tecnologias de geração termelétrica, com foco nas principais tecnologias de geração à biomassa. Foram analisadas as principais necessidades do setor elétrico, tais como: requisitos de capacidade e flexibilidade mensal e horária. Além disso, fez-se um cotejamento entre as principais necessidades do sistema elétrico nacional e os atributos da geração à biomassa.
Cenários de Demanda	Demanda por Energia; Intensidade energética; Sendero energético do Brasil; Fontes Energéticas; Consumo Setorial.	Têm como foco apresentar cenários de evolução do consumo de energia que vislumbrem o horizonte de longo prazo, com o intuito de antecipar as possíveis inovações e eventos que possam produzir mudanças significativas na sociedade e no seu relacionamento com a energia.
Cenários Econômicos	Cenários Econômicos Nacionais; Evolução Demográfica Evolução da Economia Mundial.	Aborda o cenário econômico e demográfico mundial sobre duas trajetórias de crescimento: maior expansão do PIB e uma de crescimento mais modesto. Para a economia brasileira são avaliadas duas trajetórias de crescimento, cuja principal distinção reside na evolução de quatro pontos críticos: implementação de reformas, a produtividade total da economia, o investimento total e a condução das contas públicas.
Comportamento do Consumidor	Micro e Mini Geração Distribuída; Eficiência Energética; Conforto Ambiental; Cocção de Alimentos e Biomassas Tradicionais; Mobilidade Urbana; Digitalização; Cripto-moedas; <i>Smart cities</i> .	Aborda as principais tendências futuras e como elas podem influenciar o comportamento do consumidor de energia e seu impacto sobre o planejamento energético. Em particular, são analisados os possíveis impactos sobre micro e minigeração distribuída, eficiência energética, refrigeração ambiental, cocção de alimentos e mobilidade urbana.
Considerações sobre a Produtividade da Economia Brasileira	Produtividade do Brasil; Taxa de Crescimento; Fatores que Afetam a Produtividade; Crescimento Econômico.	Aborda o papel da evolução da produtividade na perspectiva de crescimento econômico de longo prazo do Brasil. Para isso, há uma definição do conceito de produtividade e as principais medidas de cálculo adotadas. Além disso, é feita uma análise da evolução histórica da produtividade, elencando os principais fatores condicionantes e os desafios enfrentados pelo País para avançar nesses fatores. Por fim, são descritos os cenários para a produtividade nacional, os quais subsidiaram os cenários econômicos de longo prazo, levando em conta como os fatores que afetam a produtividade são considerados.
Desafios do Pré-Sal	Desafio da Exploração e Produção (E&P) de Petróleo e Gás Natural; Investimentos e Infraestrutura na E&P; Desafios regulatórios e institucionais; P&D.	Apresentar uma visão estratégica das atividades relacionadas à exploração e produção de petróleo e gás natural no pré-sal brasileiro, bem como seus efeitos nos demais segmentos da indústria petrolífera nacional e na estratégia de expansão do setor energético no longo prazo.
Desafios da Transmissão	Aspectos Socioambientais e Fundiários na Transmissão; Fontes Intermitentes e Impacto na Transmissão; Redes Elétricas Inteligentes (REI); Geração Distribuída (GD).	Aborda os principais desafios associados à expansão do sistema de transmissão de energia elétrica do País e prescreve as recomendações gerais para o desenvolvimento do seu planejamento. São elencados sete grandes temas de compõe este desafio, com seus possíveis efeitos sobre a o planejamento e execução da expansão do setor. Ao final são apresentada uma série de sete recomendações gerais para o desenvolvimento dos estudos e da execução do planejamento do sistema de transmissão de energia elétrica.
Disponibilidade Hídrica e Usos Múltiplos	Recursos Hídricos; Evolução do Setor Elétrico; Disponibilidade Hídrica; Planejamento Energético; Geração Termelétrica.	Aborda os principais desafios associados à disponibilidade hídrica e aos conflitos pelos usos múltiplos da água e como estes podem afetar a estratégia de expansão do setor de energia (eletricidade e combustíveis) no longo prazo.
Eletromobilidade e Biocombustíveis	Eletromobilidade; Veículos Híbridos e Elétricos; Cidades Inteligentes; Integração do Setor Elétrico e o Setor Automotivo; Sustentabilidade e Baterias de íon-lítio.	Aborda oportunidades e desafios para a eletromobilidade no Brasil no horizonte 2050, bem como seus impactos sobre as cadeias energéticas (combustíveis fósseis e biocombustíveis), a fim de prover informações para a tomada de decisão de políticas públicas e de planejamento energético de longo prazo.
Expansão Hidrelétrica	Potencial Hidrelétrico; Desafios da Geração de Energia Hidrelétrica; Expansão Hidrelétrica; Sustentabilidade.	Aborda os principais desafios associados à expansão das UHEs no País e prescreve as recomendações gerais para o desenvolvimento do planejamento respectivo. São abordados os temas a evolução recente da fonte hidráulica e nos estudos de planejamento energético nacional e sua participação em alguns países selecionados. Para os estudos do potencial elétrico no PNE 2050 são elencados os desafios associados à fonte e recomendações para a expansão hidrelétrica condizente com o desenvolvimento sustentável.
Integração Energética Regional	Integração Energética; Eficiência Energética; Segurança Energética.	Aborda a questão da integração energética na América do Sul com a finalidade de analisar como o referido tema pode afetar a estratégia de expansão do setor de energia (eletricidade e combustíveis) do Brasil no longo prazo. São abordados os temas dos benefícios de integração energética; o setor elétrico e de gás natural e ao fim são feitas recomendações gerais para o desenvolvimento da integração energética regional, tanto do ponto de vista de estudos e metodologia, como do engajamento dos países de forma a superar oposição ao projeto de integração.

Tabela 1 (cont.) – Estudos do PNE 2050

Título	Palavras-chave	Sinopse
Mecanismos de Carbono	Economia de Baixo Carbono; Políticas de Mudanças Climáticas; Precificação do Carbono.	Aborda os mecanismos que podem contribuir para uma economia de baixo carbono, no sentido mais específico de redução das emissões. Para isso, apresenta um panorama das emissões no Brasil, os tipos de políticas de mitigação comumente apontadas na literatura, benchmarks internacionais e a experiência brasileira. E assim, evidenciar as principais incertezas e tendências no que se refere à transição para economia de baixo carbono, bem como descrever caminhos possíveis para um cenário desafiador no horizonte de 2050, onde o setor energético terá um papel relevante nesta trajetória. Por fim, serão listadas algumas recomendações estratégicas para o Brasil e para o setor energético a fim de aproveitar as potencialidades e oportunidades associadas a uma economia de baixo carbono.
Mudanças Climáticas	Gases de Efeito Estufa (GEE); Política Nacional sobre Mudança do Clima; Projeções climáticas para o Brasil.	Aborda as principais questões associadas à mitigação e adaptação às mudanças climáticas no caso específico brasileiro e avalia as possibilidades para incorporação dessas questões nos estudos associados ao planejamento energético de longo prazo.
Participação da Sociedade	Mecanismos de Participação Social; Acesso à informação; Comunicação Digital; Integração setorial e políticas públicas.	Aborda os principais aspectos relacionados à maior participação da sociedade nos estudos de planejamento de longo prazo. São discutidos os princípios relacionados à participação da sociedade, além sugestões para a participação pública no PNE, plano de energia de longo prazo: mecanismos de participação social; ferramentas de comunicação; integração social por meio de políticas públicas; e breves reflexões sobre arranjo institucional, custeio e cronograma de atividades.
Participação do Gás Natural	Transição Energética; Integração Energética.	Aborda os principais aspectos relacionados ao gás natural e à sua competitividade no setor termelétrico e não termelétrico, bem como discute aspectos regulatórios do desenho de mercado e a integração do setor de gás natural com o setor elétrico. Foram analisados o desempenho do mercado de gás com a abertura do mercado em diversas etapas, sua integração com o setor elétrico, bem como a competitividade e as diferentes origens de oferta do gás natural. Ao final, são apresentadas recomendações gerais para o desenvolvimento do gás natural com vistas a uma inserção virtuosa dessa fonte na matriz energética brasileira.
Planos de Energia da América Latina	Crescimento da Demanda, Oferta de Energia; Estratégias Energéticas; Segurança Energética; Integração Regional.	Tem como o objetivo de executar um levantamento analítico do conjunto de políticas públicas, premissas e estudos prospectivos e planos de expansão de energia de médio e longo prazos disponíveis para países da América Latina.
Potencial de Recursos Energéticos 2050	Recursos Energéticos, Potencial Energético Nacional; Disponibilidade Física.	Apresenta a análise técnica, econômica e socioambiental para estabelecer os limites de aproveitamento das fontes energéticas disponíveis no Brasil até 2050.
Premissas e Custos da Oferta de Energia Elétrica	Expansão da Oferta de Eletricidade, Aspectos Tecnológicos e de Custos para Fontes Geração.	Apresenta as premissas adotadas nos estudos de planejamento da expansão da geração e troncos de interligação do sistema elétrico brasileiro para o período.
Premissas e Custos da Oferta de Combustíveis	Oferta de Combustível; Demanda de Combustível, Preço Internacional do Combustível.	Apresenta as premissas adotadas e a evolução esperada de custos nos estudos de planejamento da expansão da oferta de combustíveis para o horizonte até 2050. Aborda ainda os fatores estruturantes da oferta de combustíveis no longo prazo, que podem orientar a elaboração de políticas públicas.
Recursos Energéticos Distribuídos	Recursos Energéticos Distribuídos (RED); Impacto no Planejamento; Armazenamento de Energia; Eficiência Energética; Resposta da Demanda (RD).	Fomenta a discussão acerca dos impactos e adaptações necessárias nos estudos de planejamento derivados da inserção dos RED, que tem apresentado potencial disruptivo no setor energético mundial. Nesse sentido, busca avaliar principalmente qual o tratamento metodológico dado pela EPE atualmente no campo dos RED, quais as experiências internacionais, e quais as recomendações de aperfeiçoamento. Por fim, são apresentadas algumas recomendações gerais no âmbito de política energética e regulação para a inserção sustentável e eficiente dos RED na matriz energética brasileira.
Subsídios para o PNE 2050	Levantamento de Informações; Estudos Prospectivos de Cenários Nacionais; Estudos Prospectivos de Preços de Energéticos.	Apresenta o conjunto de informações levantadas pela EPE sobre políticas públicas, premissas e estudos prospectivos e planos de expansão de energia de médio e longo prazos disponíveis nos órgãos de Administração Direta e Indireta do Governo Federal, Estados e Distrito Federal, assim como os disponibilizados por instituições reconhecidas no âmbito nacional e internacional nos horizontes de médio e longo prazos, publicados até o final de 2017.

Tabela 2 – Workshops do PNE 2050

Título	Data	Participantes	Palavras-Chave	Sinopse
1ª <i>Workshop</i> de Políticas Públicas	12/04/2018	78 profissionais que apresentaram 97 contribuições.	Estratégias de atendimento à demanda, cadeias produtivas, transportes e mobilidade urbana e temas socioambientais e transversais	O objetivo foi identificar e compilar informações sobre: políticas, planos, programas e projetos com potencial impacto na produção, disponibilização e uso final de energia; inovações incrementais e disruptivas (do lado da oferta e do lado da demanda); acordos internacionais e compromissos da agenda sustentável; novos arranjos de negócio; integração energética regional e estratégia nacional.
2ª <i>Workshop</i> de Políticas Públicas	03/05/2018	74 profissionais que apresentaram 62 contribuições.	Demografia, economia setorial, financiamento e seu impacto na formulação de cenários	O objetivo foi identificar e compilar informações sobre: políticas públicas ligada a área econômica nos temas de população, economia e financiamento.
3ª <i>Workshop</i> de Políticas Públicas	12/06/2018	40 representantes do mercado que apresentaram mais de 50 contribuições.	Inovações e rupturas tecnológicas; autoconsumo; exportação para a rede; verticalização; agroenergia; substituição de energéticos; uso não energético de gás natural e nafta; substituição de importação no setor de fertilizantes; logística	O objetivo foi discutir o consumo de energia em setores industriais energo-intensivos, entre os quais, a indústria de minerais metálicos e não metálicos, química e papel & celulose, além de incluir também discussões sobre consumo de energia na agropecuária e bioenergia.
4ª <i>Workshop</i> de Políticas Públicas	19/09/2018	65 representantes de 34 entidades, que apresentaram 120 contribuições.	Uso final de energia na indústria e edificações; uso final de energia nos transportes; geração centralizada; micro e mini geração; produção de combustíveis.	O objetivo foi consultar diversos segmentos sociais para identificar insumos sobre cenários tecnológicos no horizonte de 2050, em usos finais de energia, oferta, transformação, demanda e eficiência energética, buscando obter informações adicionais aos estudos existentes das instituições responsáveis pelo workshop.
Tecnologia de Reator Nuclear Modular Pequeno (<i>small modular reactor</i>)	21/08/2019	Rosatom América Latina (organizador parceiro)	<i>Small modular reactors</i> , geração de energia nuclear, modularidade	Capacitação sobre a tecnologia de <i>small modular reactors</i> . Além das características da geração de energia nuclear (compatibilidade ambiental, estabilidade do suprimento e previsibilidade de preço), essa tecnologia tem suas especificidades: menor investimento inicial, menor tempo de construção, arranjo compacto, modularidade, e possibilidade de operação em diferentes tipos de redes.
Carvão Mineral – Geração Elétrica e Outros Usos	06 e 13/09/2019	ABCM e GE (organizadores parceiros)	Carvão mineral nacional	Capacitação quanto à produção e usos do carvão mineral nacional, mostrando sua importância na matriz de geração de energia no Brasil e no mundo.
Geração Termoelétrica a Gás Natural	03/10/2019	CERI/FGV (organizador parceiro)	Geração térmica a gás	Capacitação quanto à geração térmica a gás, mostrando sua importância na matriz de geração de energia no Brasil e os principais desafios e inovações relacionados a essa fonte de energia.
Recuperação Energética de Resíduos	17/10/2019	ABREN (organizador parceiro)	<i>Waste-to-energy</i> ,	Capacitação sobre as usinas de recuperação energética no país, conhecidas como usinas <i>waste-to-energy</i> , mostrando sua relevância para a matriz de geração de energia limpa e renovável e para a proteção do meio ambiente para as presentes e futuras gerações.
Biomassa Florestal Dedicada	06/11/2019	IBÁ (organizador parceiro)	Florestas plantadas, NDC, tecnologia	Aprofundar o conhecimento sobre o setor de florestas plantadas como uma alternativa de geração de energia renovável na matriz elétrica, industrial, dentre outras. Serão abordadas suas características de sustentabilidade e a relação com as NDC brasileiras, tendências e oportunidades tecnológicas, e os gargalos para sua maior participação na matriz elétrica.
Tecnologias de Reactores para Geração Nuclear	04/12/2019	Westinghouse (organizador parceiro)	Tecnologias de reatores nucleares	Capacitação quanto as diferentes tecnologias de reatores nucleares aprofundando em tecnologias atuais que permitem flexibilidade de operação para geração centralizada ou distribuída. Tendo em vista a capacidade do País para o desenvolvimento do desse setor, serão abordados mais em detalhes alguns novos tipos de reatores que estão em implementação e desenvolvimento no mundo e que podem contribuir para a matriz elétrica brasileira, atendendo as diferentes demandas de uma matriz diversa e integrada.

2. O contexto do PNE 2050

2.1 Diferenças em relação ao PNE 2030

Lançado em 2007, o PNE 2030 foi um estudo pioneiro no Brasil que tratou do planejamento de longo prazo da energia, com duas contribuições destacadas: a abordagem ampla da questão energética sob uma ótica de planejamento integrado de recursos e a participação da sociedade.

Em relação à abordagem, destaca-se o redirecionamento da análise para a maior integração nos estudos energéticos, incorporando duas questões que passaram a ter maior relevância no planejamento da expansão do setor de energia, especialmente no início do século XXI: a busca por maior eficiência energética e o respeito às questões socioambientais.

Além disso, o plano contou, em sua quase uma centena de notas técnicas, com a ativa participação da sociedade por meio de 9 seminários específicos no MME, reuniões com especialistas de centros de pesquisa, de entidades do setor de energia e de universidades.

Embora 4 cenários econômicos tenham sido elaborados, priorizou-se a análise de um cenário (B1: cenário mundial “Arquipélago” e cenário nacional “Surfando a Marola”) para a definição da estratégia de expansão do setor de energia, complementado com análises de sensibilidade. Entendeu-se que os demais cenários equivaleriam a “correspondentes deslocamentos temporais nas estratégias de expansão do sistema energético nacional”.

Como resultado, os principais resultados do PNE 2030 podem ser resumidos nos seguintes pontos:

- 1) Tendência de maior diversificação da matriz energética brasileira, com a perspectiva de 4 energéticos (petróleo, energia hidráulica, cana-de-açúcar e gás natural) explicarem 75% da oferta interna de energia em 2030.
- 2) Tendência de manutenção da participação de fontes renováveis na matriz energética em torno de 45% em 2030, (quando a média mundial era de 14% na época).
- 3) Embora com expectativa de maior consumo de energia per capita, considerava-se a perspectiva de queda na intensidade energética no horizonte do estudo. Já as emissões por unidade de energia consumida aumentariam 6,5% em 2030 em comparação aos valores de 2005.
- 4) Tendência de eletrificação da matriz energética, fruto do maior crescimento relativo do setor de serviços na economia, aumento da participação da indústria de transformação e da maior posse de equipamentos eletrodomésticos por parte da população.
- 5) A importação de energia se concentraria no carvão mineral para siderurgia, no gás natural (gasodutos e GNL) e na parcela paraguaia da usina de Itaipu.
- 6) Em relação à eletricidade, a expectativa era de crescimento do consumo total atingir o nível entre 850 a 1.250 TWh em 2030, dependendo do cenário macroeconômico. A estratégia de atendimento à demanda levou em conta a execução de um programa de ações e iniciativas na área de eficiência energética que gerariam conservação de 53 TWh em 2030. Do lado da oferta, a energia hidráulica continuaria respondendo por cerca de 70%, enquanto a geração termelétrica convencional (nuclear, gás natural e carvão mineral) expande sua participação de 7% para cerca de 15%. As fontes renováveis não-hidráulicas (biomassa da cana, centrais eólicas e resíduos urbanos) também experimentam crescimento expressivo, passando a responder por mais de 4% da oferta interna de eletricidade.
- 7) Em relação à produção de petróleo, estimava-se que a produção de petróleo atingiria patamar de 3 milhões de barris por dia em 2030. A produção de derivados de petróleo 3,7 milhões de barris por dia, em razão da expansão da capacidade de refino projetada. Em particular, esperava-se um balanço superavitário no caso do óleo diesel, por conta da expansão do refino concentrada em derivados médios e leves, além da expansão da oferta de biodiesel. Em resumo, esperava-se que petróleo e derivados representariam cerca de 30% da matriz energética nacional em 2030.
- 8) Em relação ao gás natural, esperava-se que a produção líquida atingiria 180 milhões de m³ por dia em 2030, com necessidade de importação de 70 milhões de m³ por dia, para atender o consumo total projetado. Como resultado, a participação do gás natural na matriz energética brasileira alcançaria 15%.
- 9) A competitividade da cana-de-açúcar para fins energéticos justificaria a expansão significativa da produção de etanol que atingiria cerca de 66 bilhões de litros em 2030. O uso do etanol reduziria a demanda de gasolina,

aliviando pressões sobre o meio ambiente e expansão do refino de derivados de petróleo. A cana e seus derivados alcançariam 18,5% de participação na matriz energética brasileira.

- 10) Em relação aos demais biocombustíveis, esperava-se que o H-Bio chegasse a 10% do mercado de diesel em 2030, enquanto o Biodiesel atingira a mistura de B12 em 2030, enquanto no setor agropecuário a mistura poderia alcançar B60 em 2030.

Dentro dessa perspectiva de expansão na produção e uso de energia, foram feitas 13 recomendações, podendo ser agrupadas em 6 temas principais: Hidrelétricas, Termelétricas, Produção de Petróleo e Gás Natural, Fontes Renováveis não-Hídricas, Eficiência Energética e Direcionamento de recursos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D).

Hidrelétricas:

- 1) Priorizar a expansão da geração elétrica com base nas usinas hidrelétricas, com expansão esperada de 70 GW no período, atingindo 168 GW de capacidade instalada no fim de 2030.
- 2) Planejar o aproveitamento das bacias hidrográficas da Região Norte sem grandes reservatórios de regularização plurianual, levando em consideração questões socioambientais.
- 3) Reavaliar a parcela de 86 GW do potencial hidrelétrico nacional não considerada na parcela a ser aproveitada até 2030. Isto objetiva caracterizar a viabilidade de seu aproveitamento, com o enfoque de uso múltiplo do recurso hídrico.
- 4) Priorizar a realização, até o ano de 2012, dos estudos de inventário das bacias hidrográficas e dos rios onde se localizam as usinas hidrelétricas consideradas para aproveitamento até 2030 (...) desenvolver os estudos de viabilidade das usinas hidrelétricas com os melhores índices de economicidade, visando disponibilizar uma carteira de projetos hidrelétricos aos Planos Decenais.
- 5) Continuar com a viabilização do aproveitamento dos recursos hidrelétricos nacionais, incluindo as PCHs nas diversas regiões geográficas do país. Nas usinas da Região Norte, priorizar o atendimento local dos mercados, disponibilizando os excedentes para o Sistema Interligado Nacional.

Termelétricas:

- 6) Incorporar nos futuros Planos Decenais um programa termelétrico de forma a avaliar a viabilidade de implantação dos montantes identificados no PNE 2030 e analisar sua economicidade, considerando maior detalhamento da operação do sistema elétrico brasileiro.
- 7) Definir o prosseguimento do programa nuclear brasileiro, após Angra III, com uma expansão mínima de 4 GW, podendo alcançar 8 GW até 2030, nas regiões Sudeste e Nordeste, iniciando os estudos de localização destas novas centrais nucleares.

Produção de Petróleo e Gás Natural:

- 8) Programar a elevação da produção de petróleo (...) para 3 milhões de barris/dia em 2030, (...) mantendo neste horizonte de longo prazo a autossuficiência nacional no setor de petróleo. Continuar o esforço em exploração e produção, priorizando a pesquisa para avanços no conhecimento geológico das bacias sedimentares e nas tecnologias de prospecção e extração.
- 9) Promover a elevação da produção nacional de gás natural (...). Realizar um estudo específico visando estabelecer a participação mais adequada, quanto às importações, sob a ótica de estratégia de abastecimento, entre gasodutos oriundos dos países vizinhos e GNL.

Fontes Renováveis não-Hídricas:

- 10) Analisar mecanismos de fomento às fontes alternativas renováveis (...), tais como a agroenergia (biomassa da cana, óleos vegetais e resíduos sólidos urbanos) e a energia eólica.
- 11) Considerar a agroenergia (...) (no) fornecimento de combustíveis (...). Monitorar as áreas agriculturadas e agriculturáveis, e investir em tecnologia para a melhoria do processo produtivo, de forma a assegurar o desenvolvimento sustentável.

Eficiência Energética:

- 12) Promover a eficiência energética (...) por meio de mecanismos estruturantes e operacionais, para induzir os consumidores e produtores de energia a atingir as metas definidas neste Plano.

Pesquisa e Desenvolvimento (P&D):

- 13) Direcionar os recursos de P&D disponíveis no setor para (...) os temas bioenergia, eficiência energética e energias renováveis, além de reservar uma parcela dos recursos para novas pesquisas.

A importância do PNE 2030 pode ser medida pelo impacto que causou (e, ainda vem causando) desde sua publicação, entre eles, o seu uso como referência de cenário econômico-energético de longo prazo do governo federal por parte de diferentes ministérios, empresas, universidades, centros de pesquisa e consultorias, nacionais e internacionais, e sociedade civil representada por ONGs e institutos.

No âmbito do setor energético, especificamente, o PNE 2030, foi decisivo para o reforço e priorização da expansão da hidreletricidade na oferta de eletricidade, para a indicação do gás natural como complementação da matriz de geração, para a retomada das discussões sobre o setor nuclear, para a consolidação do etanol na matriz de combustíveis, bem como para indicar o elevado potencial de produção de petróleo e gás natural existente no país, o que acabou se concretizando com antecipação. A Tabela 3 relaciona algumas dessas ações tomadas alinhadas com o PNE 2030.

Tabela 3. Ações alinhadas com o PNE 2030

Área temática	Exemplo de ação
Hidrelétricas	<ul style="list-style-type: none"> • Instalação das hidrelétricas do rio Madeira e de Belo Monte • Estudos socioambientais das UHEs Bem Querer e Castanheira
Termelétricas	<ul style="list-style-type: none"> • Promulgação da Lei 11.909/2.009 (Lei do Gás) • Programas Gás para Crescer e Novo Mercado de Gás • Estudos para avaliação de viabilidade de Angra III
Produção de Petróleo & Gás Natural	<ul style="list-style-type: none"> • Descobertas da Camada Geológica do Pré-Sal
Fontes Renováveis Não-Hídricas	<ul style="list-style-type: none"> • Programa Renovabio • Resolução ANEEL 482/2012 e revisões posteriores • Leilões de Energia Alternativa (Eólica e Solar)
Eficiência Energética	<ul style="list-style-type: none"> • Plano Nacional de Eficiência Energética • Lei 13.280/2.016 (Recursos para o PROCEL) • Agenda regulatória do CGIEE: ar condicionado, motores reconicionados e edificações • Projeto Piloto de Leilão de Eficiência Energética em Roraima

Além dessas iniciativas, podemos citar dois importantes desdobramentos do PNE 2030: a ampliação do PDE no sentido de analisar não apenas a expansão de energia elétrica, mas de todos os energéticos, dentro de uma visão integrada do setor de energia e a elaboração do estudo com a contribuição do setor de energia na definição dos objetivos de redução de gases de efeito estufa para a contribuição nacionalmente determinada (NDC) brasileira no âmbito do acordo de Paris, com meta de redução em 2025 e indicação em 2030.

Em suma, a elaboração do PNE 2030 possibilitou a definição de uma diretriz para o setor que, ainda que a visão de futuro não tenha sido exatamente concretizada como prevista, especialmente na rápida expansão das fontes renováveis não-hídricas (eólica e solar) na matriz elétrica brasileira e na descoberta do Pré-Sal, além de outros eventos não esperados como acidente da usina de Fukushima, foi fundamental para guiar as ações das autoridades do setor de energia na direção de uma matriz energética diversificada e com participação expressiva de fontes renováveis.

Contudo, desde a publicação do PNE 2030 em 2007, alterações significativas ocorreram tanto em âmbito doméstico quanto no internacional, trazendo a necessidade de reavaliação das perspectivas de evolução do setor de energia nacional em um horizonte de longo prazo. Tais eventos vêm impactando o setor energético, como, por exemplo, a crescente dificuldade de aproveitamento do potencial hidrelétrico na matriz nacional, o forte ganho de competitividade obtido pelas energias eólica e solar fotovoltaica, o acidente de Fukushima e seu impacto no setor nuclear, o advento do *shale gas* e do *tight oil* nos EUA e o seus consequentes impactos sobre preço dos hidrocarbonetos e a geopolítica da energia mundial, os crescentes desafios de mitigação e adaptação decorrentes das mudanças climáticas, a maior digitalização e conectividade da sociedade. Mais recentemente, as questões a serem enfrentadas passam por importantes mudanças no cenário político mundial, com possíveis impactos sobre a geopolítica internacional. Entre elas, destacam-se: a saída do Reino Unido da União Europeia (“Brexit”) elevando a incerteza acerca da continuidade da unidade do bloco, as manifestações sociais em escala mundial, permitida por uma maior conectividade entre as pessoas, a disputa comercial entre EUA e China, reintroduzindo a ideia de protecionismo econômico, os efeitos da pandemia do COVID-19 sobre as

relações sociais e econômicas, e a guerra de preços no mercado de petróleo entre Arábia Saudita e Rússia iniciada em 2020. Vale citar ainda, no bojo dos desafios a serem vencidos, a penetração das tecnologias disruptíveis, a importância que o consumidor vem ganhando no setor de energia, na medida em que passa a gerar sua própria energia, e o desenvolvimento de redes inteligentes.

Além da atualização da visão de longo prazo em função dos acontecimentos dos últimos anos, o horizonte de cerca de 30 anos à frente, tem como intuito, justamente, antecipar as inovações e eventos que possam de maneira significativa produzir importantes mudanças na sociedade, na economia e no seu relacionamento com a energia. Mudanças estas de natureza tecnológica, econômica ou sociais, como, por exemplo, a tecnologia dos veículos elétricos, os novos hábitos da sociedade oriundos da conectividade e das redes sociais, o impacto da elevação do PIB per capita e da incorporação de milhares de brasileiros nas classes mais elevadas de consumo.

Três diferenças podem ser elencadas em relação ao PNE 2030: a abordagem do problema, o reconhecimento da imprevisibilidade inerente do futuro e a perspectiva de abundância de recursos no horizonte de longo prazo.

Em relação ao tratamento do problema, a estrutura do PNE 2030 seguiu basicamente uma abordagem tradicional no setor, delineando a expansão da demanda de energia no horizonte de longo prazo dentro de um cenário econômico-energético para o qual se projetava a expansão requerida nas principais fontes (eletricidade, petróleo e derivados, gás natural e cana-de-açúcar). Por outro lado, o PNE 2050 tem como objetivo delinear a visão estratégica do governo a partir de questões relevantes para a tomada de decisão no horizonte de longo prazo. Aborda-se tal conjunto de questões em dois cenários que trazem elementos para o desenho da estratégia do governo, traduzida em um conjunto de recomendações.

Além disso, ao reconhecer mais explicitamente que o futuro é inerentemente imprevisível (em particular no que diz respeito aos *unknown unknowns* ou cisnes negros, definidos como eventos que não sabemos que desconhecemos e que podem gerar uma ruptura no setor), é necessário privilegiar a flexibilidade e a diversidade de escolhas, optando por evitar trancamentos tecnológicos.

Outra diferença importante em relação ao PNE 2030 é o fato de que a análise do potencial de recursos energéticos no horizonte do PNE 2050 mostra uma perspectiva de abundância de recursos energéticos frente à demanda estimada. Trata-se de um contexto completamente distinto do passado nacional caracterizado pela escassez de recursos energéticos, com eventos de grande restrição energética, como na crise hídrica da década de 1950, na crise do petróleo da década de 1970 ou no racionamento de energia elétrica em 2001. Certamente, o próprio desenho da estratégia de longo prazo torna-se um desafio inédito para as autoridades do setor de energia, no sentido de aproveitar da melhor forma possível a oportunidade para alavancar a competitividade da economia nacional e aumentar o bem-estar da população brasileira.

2.2 Relação com o PDE

Outra relação de suma importância do PNE é com os Planos Decenais de Expansão de Energia (PDE). Embora haja muitos elementos de similaridade (ambos tratam da expansão do setor de energia, a partir de visão integrada, com foco na adequação de recursos, modicidade e sustentabilidade da expansão), o PNE é um instrumento de planejamento com atribuições distintas do PDE.

Em primeiro lugar, o PNE não é uma extensão temporal do PDE. Embora com horizonte de interesse maior, o PNE é um documento com visão mais estratégica que procura antever os impactos de longo prazo da expansão de um setor de infraestrutura cujos ativos podem se estender, entre seus estudos de implantação e o fim da vida útil, por décadas. Neste contexto, seu enfoque consiste em embasar o posicionamento do governo de modo a orientar e direcionar as estratégias dos agentes do setor de forma a se atingir os objetivos gerais de expansão no longo prazo, com adequação dos recursos, com confiabilidade, modicidade e sustentabilidade.

Além disso, ao trazer a visão estratégica do governo, o PNE 2050 é o alicerce a partir do qual todos os Planos, Políticas, Programas e Iniciativas são elaborados. O PNE é, portanto, um farol que orienta para onde os PDEs devem indicar a expansão do setor de energia no horizonte decenal. Nesse sentido, enquanto o PDE incorpora em seu cenário de

referência (ou nas análises de sensibilidade) as políticas energéticas vigentes relativas às diversas fontes e tecnologias na sua análise, bem como o histórico de desempenho dessas fontes nos leilões de energia elétrica e a evolução recente do mercado consumidor, o PNE pode alterar as políticas vigentes, desde que devidamente fundamentadas em análises consistentes de custo-benefício, de modo a reorientá-las na direção desejada.

Há que se considerar igualmente uma retroalimentação do PDE no PNE. A própria dificuldade de implementação da estratégia de longo prazo no curto prazo deve ser incorporada no próprio desenho da estratégia e, no limite, levar a sua própria alteração. Por exemplo, a questão do aproveitamento dos projetos hidrelétricos com interferência (hoje não considerados na cesta da expansão do PDE) pode, a depender da continuação da sua restrição no longo prazo, alterar a estratégia de priorizar hidrelétricas (ainda que se isso, eventualmente, se limite apenas aos aproveitamentos de UHEs na região Amazônica) no futuro.

Por fim, enquanto o PDE trabalha com um cenário de referência e análises de sensibilidade, anualmente revisto, o PNE, por conta do seu objetivo, da incerteza em relação ao horizonte e da sua revisão menos frequente, deve tratar com mais cenários.

2.3 As questões de interesse do PNE 2050

Na realidade, o número de cenários a ser analisado em um plano de longo prazo é endógeno ao número de questões relevantes para a definição da estratégia de longo prazo. Ou seja, o conjunto de cenários analisados deva possuir uma variedade suficiente para tanto representar trajetórias qualitativamente diferentes quanto para delinear uma estratégia que responda aos desafios que o setor precisa enfrentar em um contexto de elevada incerteza, de modo a se preparar para os riscos mapeados e aproveitar as oportunidades antevistas.

Assim, mais fundamental do que a discussão de quantos cenários serão avaliados e qual a matriz energética resultante em 2050 em cada um deles é estabelecer as orientações de longo prazo que permitam a todos os agentes do setor tomar suas decisões de modo a alcançar o melhor resultado para o desenvolvimento do setor de energia.

Nesse sentido, foram definidas as seguintes questões de relevância para o desenho da estratégia de longo prazo no âmbito do PNE 2050:

1. Qual o patamar de crescimento da demanda de energia?
2. Quais as perspectivas caso haja restrições ao aproveitamento do potencial remanescente de UHEs?
3. Um sistema elétrico 100% renovável é possível e viável economicamente até 2050?
4. Qual o impacto das mudanças climáticas sobre o setor energético?
5. Quais impactos sobre o setor de uma maior inserção de fontes de geração renovável variável, em termos de custo, disponibilidade etc.?
6. No horizonte até 2050, que outras tecnologias podem ganhar importância no atendimento à demanda energética futura do país?
7. Em que ritmo os ganhos de eficiência energética poderão contribuir para a redução do crescimento da demanda de energia no longo prazo?
8. Qual o espaço da geração distribuída e dos demais recursos energéticos distribuídos (RED) no total de atendimento à carga de energia no longo prazo?
9. Qual o papel da tecnologia nuclear na futura matriz energética brasileira?
10. A geração termelétrica a carvão atingiu um teto na sua oferta no Brasil?
11. Como um cenário de eletrificação de transporte (cargas, mas principalmente passageiros) afeta outras cadeias como a de etanol e de petróleo? Como o País se posiciona diante desse tema?

Considerou-se que o endereçamento das questões acima elencadas deveria ser estudado em 2 cenários limítrofes para os quais um intervalo de variação poderia ser estabelecido:

- o cenário **Desafio da Expansão**, definido como aquele em que as autoridades do setor de energia precisam lidar com uma expansão significativa da demanda de energia ao desenhar sua estratégia para o setor,
- o cenário de **Estagnação**, em que a questão da expansão não é tão relevante, mas ainda assim há um espaço para avaliar a evolução da matriz energética.

Avaliou-se ainda que os estudos quantitativos deveriam ser conduzidos preferencialmente no caso do Cenário **Desafio da Expansão**.

3. Papel e Atuação do Governo: Princípios para o Setor de Energia

Os governos continuam como atores principais nas questões políticas nacionais e internacionais, todavia a complexidade crescente da governança global, a dinâmica entre as diferenças esferas das entidades subnacionais e a conectividade entre os diferentes atores (*e.g.*, empresas transnacionais e movimentos globais da sociedade civil) podem ganhar maior importância na tomada de decisão política e sua efetividade. Nessa direção, iniciativas globais como o Acordo de Paris e as NDC dos países e as Metas de Desenvolvimento Sustentável (ODS) da ONU merecem destaque em termos de cooperação gerada tanto na esfera interna (entre governo e respectivas sociedades) quanto na esfera internacional (entre governos) em torno de objetivos comuns para a humanidade.

Por outro lado, a emergência de novas economias e a falta de representatividade nos organismos internacionais podem gerar maior contestação e dificultar a governança global pela maior fragmentação das instâncias decisórias e dos principais agentes, especialmente nos casos em que governos têm diferentes pontos de vista em relação a objetivos comuns.

A crescente globalização dos mercados também tem impactos nas políticas nacionais. É o caso das políticas nacionais de CT&I, crescentemente enquadradas em termos mundiais, refletindo a natureza transversal deste tema e a globalização de mercados e produção. O contexto de transformação energética e o papel das novas tecnologias na evolução do setor de energia trazem a questão de como efetivar uma política nacional de CT&I, fundamental para criar uma nova perspectiva de inserção nos mercados globais e de gerar maior desenvolvimento econômico para o País. De um lado, há uma visão mais ligada a um papel mais direcionador do governo, definindo prioridades e alocando recursos públicos de acordo. De outro lado, uma abordagem mais horizontal, na qual as políticas visam melhorar as condições gerais de contorno, tais como: garantir as regras de concorrência e de livre entrada, formação de capital humano (educação, treinamento, etc.), coordenação dos agentes, criação de redes de divulgação e cooperação em pesquisa e tecnologia, entre outros.

Neste contexto, o papel e a atuação do governo no setor de energia passam por transformações, seja pela crescente complexidade dos sistemas de produção, transporte e distribuição de energia, quanto pelas mudanças provocadas por uma perspectiva de maior descentralização, liberdade de escolha dos atores e maior liberalização dos mercados de energia. Adicionalmente, no caso do Brasil, os elevados montantes de investimento requeridos à expansão do setor de energia e a necessidade de atração do setor privado para a efetivação dessa expansão levaram as autoridades do setor de energia a reorientar sua atuação a partir de um conjunto de princípios que buscam direcionar o aprimoramento do arcabouço legal e infralegal dentro de uma visão de longo prazo do setor, descritos em 10 princípios:

1. **Neutralidade Tecnológica:** A adequação de recursos em um contexto de maior participação das fontes renováveis não controláveis deve ser obtida por meio de desenho de mercado que garanta a devida neutralidade tecnológica na expansão requerida para que a confiabilidade do suprimento seja garantida.
2. **Fomento à Concorrência:** Deve-se garantir a livre concorrência em todos os segmentos que puderem contar com mecanismos competitivos de alocação, com diversidade de agentes, livre entrada e saída de participantes, evitando-se situações de poder de mercado. Deve-se também promover (ou não impedir) novas formas de arranjos institucionais e comerciais e inovações tecnológicas. Quando a competição não for possível, a regulação deve ser transparente, isonômica, não-discriminatória, estabelecendo tarifas justas e justificáveis, de modo a zelar pelo bem-estar da sociedade.

3. **Isonomia:** Não deve haver tratamento assimétrico ou discriminatório entre agentes (do lado da oferta e da demanda), entre ambientes de contratação (livre ou regulado) ou de acesso a infraestruturas essenciais.
4. **Eficiência:** A alocação de recursos deve ser guiada primordialmente pela busca da eficiência. Nesse sentido, os mercados devem funcionar de modo que preços reflitam as condições do mercado e os custos e os riscos sejam adequadamente alocados. É preciso assegurar a competição no lado da oferta, reconhecer o papel da livre escolha do consumidor para o bom funcionamento do mercado, incentivar o uso racional da energia e assegurar a coordenação das ações de expansão da geração, transmissão e distribuição.
5. **Previsibilidade:** É fundamental a definição, por parte das autoridades do setor, de regras claras, transparentes e previsíveis para reduzir as incertezas de investimentos, gerando o ambiente de negócios capaz de fomentar a eficiência, a fim de impulsionar a progressiva consolidação do desenvolvimento energético sustentável do Brasil. De outro modo, qualquer alteração legal ou regulatória a ser implementada deve contar com a devida avaliação dos seus impactos e de um período de transição para adequação dos agentes.
6. **Simplicidade:** É preciso perseguir políticas que garantam a segurança jurídica dos contratos de forma a se reduzirem riscos e incentivar investimentos, evitando-se cláusulas e regras demasiadamente complexas. A simplicidade e objetividade na formulação das regras para o setor devem ser prioritariamente almejadas. Não se trata de simplificação em demasia em um setor já com elevada complexidade, mas, ao contrário, evitar a adição de complexidade regulatória e legal desnecessária, quando uma formulação mais simples e direta for possível.
7. **Transparência:** As autoridades do setor devem prestar contas e se responsabilizar pelo que fazem ou optam por não fazer na condução de seus respectivos mandatos. Deve-se continuar a fomentar o processo de acesso do público às decisões sobre políticas públicas para o setor, planejamento, regulação e operação. Tais decisões devem ser registradas e precedidas de avaliação de impacto regulatório. É preciso dar publicidade a todos os subsídios e seus custos, e à distribuição dos benefícios e custos desses subsídios entre todos os agentes do setor.
8. **Coerência:** As decisões em relação ao setor de energia devem observar uma ótica integrada, que seja capaz de fomentar a competitividade, a eficiência econômica, a consistência e a harmonia do setor energético como um todo, garantindo a segurança do abastecimento e a previsibilidade de longo prazo, bem como a justiça intrageracional e intergeracional.
9. **Sustentabilidade:** O setor de energia deve estar alinhado com a promoção do desenvolvimento sustentável, baseado nas melhores práticas internacionais e na eficiência econômica, buscando aproveitamento das vantagens comparativas dos recursos naturais nacionais ou por meio de políticas públicas que valorem seus atributos ambientais.
10. **Precaução:** As decisões no setor de energia costumam ter consequências no longo prazo. Em um ambiente de incertezas e transformações, com a possibilidade de ocorrência de eventos com grande impacto e totalmente inesperados, é mais adequado buscar opções que criem mais flexibilidade para possíveis correções frente a contextos inesperados e de políticas que promovam mais os resultados do que a definição dos meios para atingi-los. Em particular, no caso das rotas tecnológicas, a própria inovação pode trazer a superação de tecnologias específicas, consideradas as mais apropriadas em um determinado contexto, mas que pode vir a se transformar radicalmente, levando à dificuldade na superação da obsolescência tecnológica e ao arrependimento de escolha da política energética baseada em tecnologias eleitas.

As recomendações sugeridas neste relatório do PNE 2050 estão assentadas nos 10 princípios listados acima (Ver Figura 2). Baseados em uma visão mais orientada a mercado com vistas a um setor de energia mais concorrencial, eficiente, descentralizado, com multiplicidade de agentes, mais complexo e bastante dinâmico, requer uma alteração significativa na forma de atuação do governo. Neste contexto, as principais atividades do governo no setor de energia seriam:

- A garantia de regras concorrenciais, no sentido de nivelar o campo de jogo para que as tecnologias e fontes possam competir em igualdade de condições, incluindo possíveis barreiras à entrada de novas alternativas e agentes;
- A tempestiva e ágil adequação do arcabouço regulatório frente a inovações tecnológicas e de modelos de negócios;
- O estabelecimento de políticas energéticas que minimizem o risco de arrependimento e evitem trancamentos tecnológicos em um mundo cada vez mais complexo e sujeito a eventos imprevisíveis que podem alterar de modo estrutural o setor de energia.



Figura 2 - Papel e Atuação do Governo: Dez princípios para o Setor de Energia

Produção e Uso de Energia

Nesta seção é apresentado um panorama com as principais considerações em relação à perspectiva da produção e uso de energia no horizonte de 2050. Esta visão geral é fruto da consolidação dos diversos estudos de longo prazo conduzidos ao longo dos últimos anos e disponíveis publicamente nos sítios eletrônicos da EPE e do MME.

Apesar da incerteza sobre a evolução do setor no longo prazo, a começar pelas perspectivas macroeconômicas subjacentes, tanto pelo lado da demanda de energia quanto pelas tecnologias e fontes que a suprirão em um contexto de transição energética mundial, confirma-se a riqueza da dotação de recursos energéticos do Brasil, que supera em muitas vezes a demanda de energia total estimada para o período.

As perspectivas vislumbradas significarão uma alteração do papel histórico do País de demandante líquido de energia para ofertante líquido no futuro próximo. Em outras palavras, a administração da escassez de energia, que trouxe profundas implicações econômicas na história do País, cederá lugar, no horizonte do PNE 2050, a um novo desafio: o de gerenciar a abundância de recursos em que o País se torna um grande produtor líquido de energia em uma ampla gama de fontes, ainda que uma parte significativa delas requeira o enfrentamento de desafios tecnológicos, socioambientais, regulatórios para seu aproveitamento econômico.

Ainda que os recursos sejam variados e significativos quando comparados à demanda de energia total do período, há ainda uma considerável incerteza a respeito da trajetória de demanda no horizonte do PNE 2050.

Administração da abundância (1): a disponibilidade total de recursos supera largamente a demanda de energia total no horizonte até 2050.

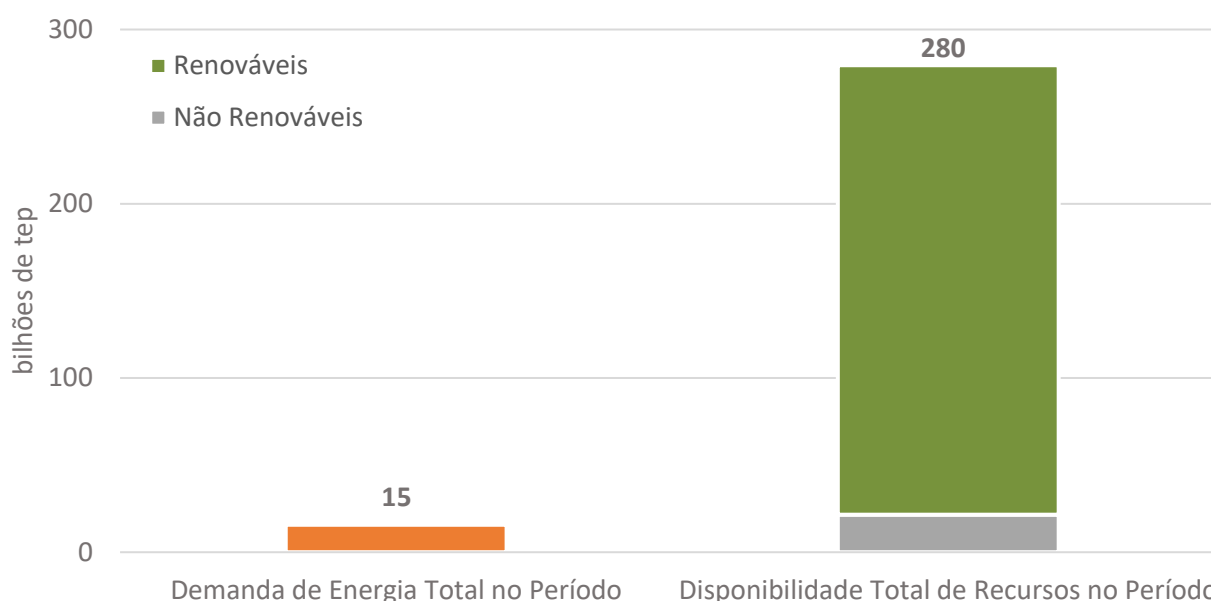


Figura 3 - Comparação entre potencial de recursos e demanda de energia no horizonte do PNE 2050

Os estudos do PNE apontam para um potencial energético de quase 280 bilhões de tep no horizonte até 2050. Este valor representa o potencial de recursos não renováveis da ordem de 21,5 bilhões de tep e o potencial anual de 7,4 bilhões de tep de recursos renováveis ao longo de 35 anos. A demanda de energia cresce de 300 milhões de tep para cerca de 600 milhões de tep e, ao longo de trinta e cinco anos, essa trajetória representa uma demanda de energia total acumulada do período equivalente a pouco menos de 15 bilhões de tep. Os valores podem ser ainda maiores se estudos mais detalhados do potencial de recursos energéticos forem realizados nos próximos anos.

Tamamha discrepância entre potencial de recursos e a demanda de energia estimada gera uma situação distinta daquela vivida ao longo especialmente da segunda metade do século XX, quando o País viveu grandes crises de energia, notadamente os 2 choques do petróleo na década de 1970 e o racionamento de energia elétrica de 2001. Durante este período, a administração da escassez energética esbarrou várias vezes em problemas que tinham implicações sobre toda a economia, como, por exemplo, no caso dos choques do petróleo na década de 1970 e suas implicações para o saldo em transações correntes. Nesse sentido, as severas implicações macroeconômicas da dependência energética levaram a uma política energética de maior autossuficiência da qual o Proálcool e a exploração de petróleo em alto mar foram exemplos destacados.

Todavia, as perspectivas aqui elencadas alteram completamente a estratégia de gerenciamento de escassez de energia. Diferentemente do que vigorou até então, o desafio no horizonte do PNE 2050 será o de administrar a abundância de recursos. Seguramente, tal tarefa leva em conta as implicações econômicas que surgirão de o País se tornar grande produtor de energia, com grande riqueza de fontes distintas de energia. É o caso, por exemplo, das grandes reservas de petróleo estimadas que, uma vez aproveitadas, alçarão o País para o patamar de maiores produtores do mundo, com desdobramentos em termos de saldo em transações correntes, investimentos e ampliação da produção.

Administração da abundância (2): só a parcela dos recursos mais facilmente acessíveis excede em 60% a demanda de energia total acumulada do período.

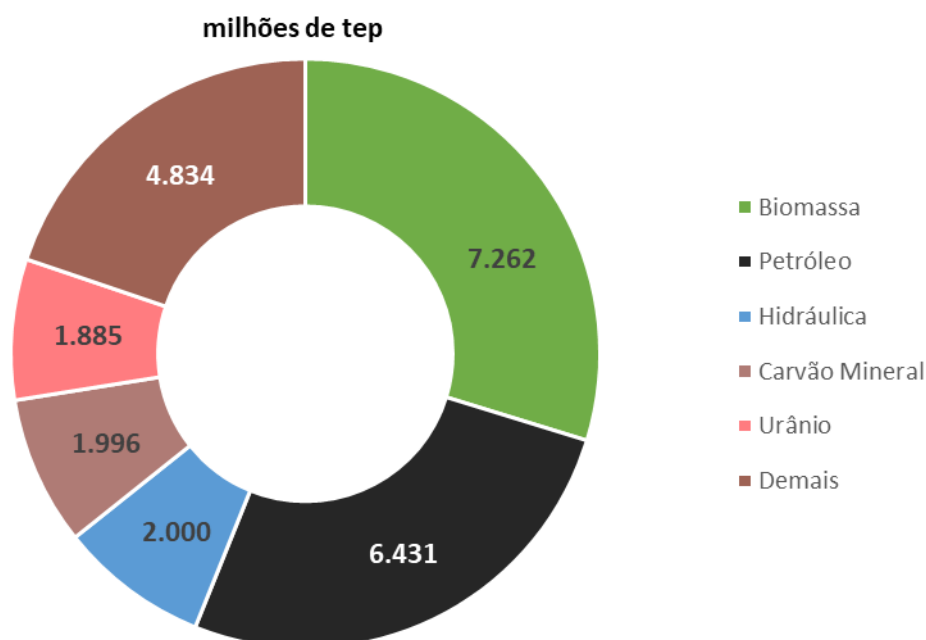


Figura 4 - Potencial de recursos mais facilmente acessíveis no horizonte de 2050

O aproveitamento dos recursos depende da viabilidade técnica e econômica que, por sua vez, envolve muitas variáveis e restrições, como atributos geológicos (no caso dos minerais), além de levar em consideração aspectos tecnológicos, legais, regulatórios, ambientais, sociais e governamentais. Caso não haja economicidade, o poder público pode avaliar a criação e a implementação de políticas no sentido de aproveitamento de determinadas fontes. Logo, a facilidade de aproveitamento dos recursos torna-se tão relevante quanto o seu potencial.

Dessa forma, os recursos foram segregados em 2 grupos em função das condições de aproveitamento dos recursos em termos da acessibilidade, economicidade, desafio tecnológico, etc. Tais condições refletem, naturalmente, o conhecimento atual do levantamento do potencial e poderão ser alterados de acordo com informações mais precisas no futuro sobre a real disponibilidade e viabilidade de utilização do recurso.

O grupo com maior facilidade de aproveitamento totaliza pouco mais 24 bilhões de tep, sendo 11 bilhões de tep de recursos não-renováveis. São incluídos neste grupo: os recursos convencionais descobertos e contingentes de petróleo, os recursos convencionais descobertos do gás natural, a parcela lavrável das reservas de carvão mineral medidas e indicadas e as reservas medidas e indicadas de urânio de Lagoa Real/Caetité (BA) e Santa Quitéria (CE), levando-se em conta as perdas de mineração e de beneficiamento. No caso dos recursos renováveis, que alcançam 13 bilhões de tep, são incluídos: as UTEs a biomassa, as UHEs que não apresentam interferências em áreas protegidas, a solar fotovoltaica e a eólica *onshore*, as PCH e o potencial de eólica *offshore* considerando as áreas com até 10 km de distância da costa.

Administração da abundância (3): o aproveitamento de boa parte dos recursos implicará desafios significativos.

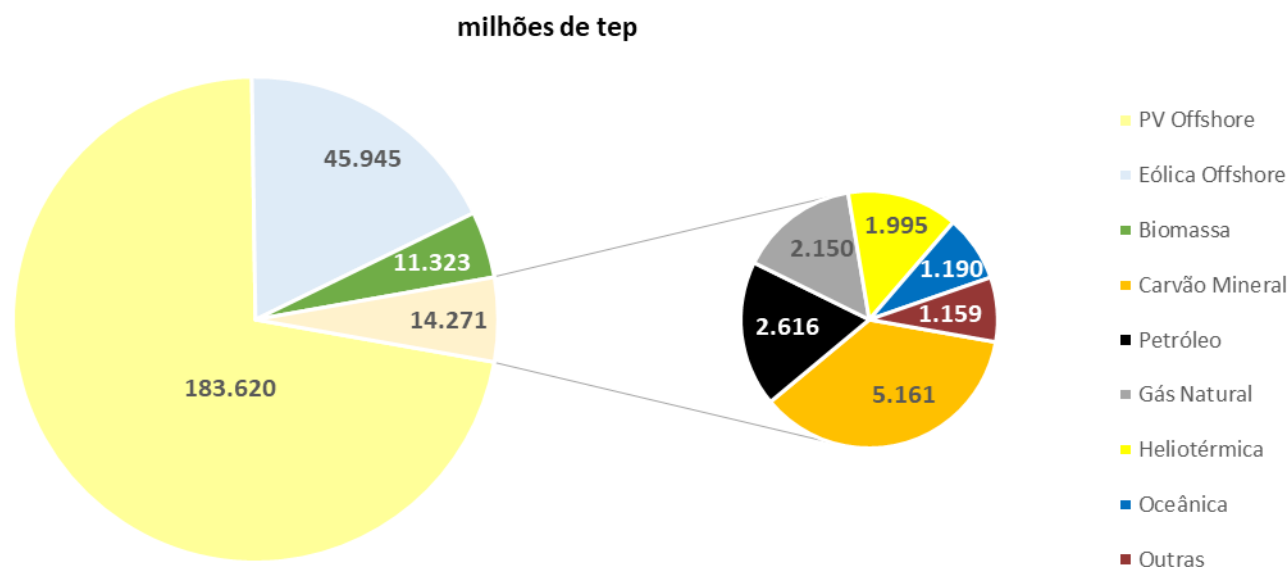


Figura 5 - Potencial de recursos com maiores desafios de aproveitamento no horizonte de 2050

O grupo constituído pelos recursos com maiores desafios para seu aproveitamento alcança pouco mais de 255 bilhões de tep, sendo pouco mais de 10 bilhões de recursos não-renováveis, compostos pelos recursos convencionais não descobertos do petróleo, os recursos convencionais não descobertos e os recursos não convencionais do gás natural, as reservas medidas e inferidas do carvão mineral com recuperação média de 77% e poder calorífico de 3.900 kcal/kg, e as reservas medidas e indicadas de urânio, com exceção de Lagoa Real/Caetité (BA) e Santa Quitéria (CE), bem como as reservas inferidas, levando-se em conta as perdas de mineração e de beneficiamento.

Já no caso dos recursos renováveis, cujo potencial mais desafiador alcançaria quase 245 bilhões de tep ao longo de todo o período até 2050, seria composto pelas UHE que apresentam interferências em áreas protegidas, o potencial de eólica *offshore* em áreas com até 200 milhas de distância da costa, exceto as áreas até 10 km e o potencial de solar PV *offshore* que considera a área com faixa de irradiação de 6,5 a 6,8 kWh/m².dia. A estimativa do potencial técnico de geração fotovoltaica flutuante, calculado por Strangueto (2016), é de cerca de 4.443 TWh/ano.

Em relação às fontes descritas, vários desafios se impõem além da questão de viabilidade econômica ou técnica, passando pelos desdobramentos socioambientais, regulatórios, entre outros.

Incerteza sobre o futuro está refletida em 2 cenários de evolução do consumo potencial de energia final.

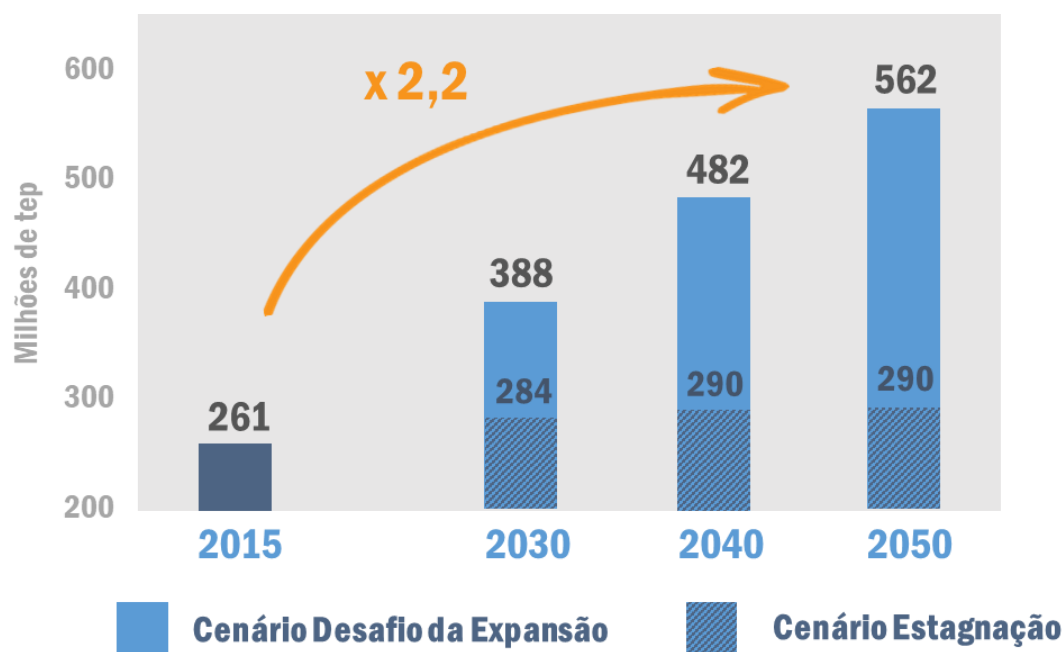


Figura 6 - Evolução do Consumo Final de Energia

Os estudos do PNE tratam a ampla gama de incerteza em relação a tecnologias, hábitos, comportamentos, modelos de negócios, regulação, entre outros no horizonte do 2050 por meio de 2 cenários limítrofes e resumidos por meio de 2 trajetórias de evolução do consumo potencial de energia (calculado antes dos ganhos de eficiência energética).

O cenário limítrofe superior se caracteriza pelo desafio de se preparar para o futuro em um contexto de expansão forte da demanda bruta e como se posicionar estrategicamente para o atendimento desta demanda. Portanto, foi nomeado de **Desafio da Expansão**. Para este cenário são conduzidas ainda análises de sensibilidade relacionadas a questões-chave para o desenho da estratégia de longo prazo de expansão do setor de energia nacional.

No cenário **Estagnação** (pois reflete uma trajetória em que o consumo de energia per capita mantém-se em torno do patamar de 2015), a expansão da demanda bruta de energia não é o elemento central da política energética, embora esta ainda tenha um papel em apontar caminhos para matriz energética mais adequada aos objetivos de modicidade e sustentabilidade técnica e ambiental.

O cenário **Desafio da Expansão** apresenta taxa de crescimento médio de 2,2% a.a., chegando em 2050 com pouco mais do que o dobro do consumo final de 2015, com crescimento mais acelerado nos primeiros quinze anos, com taxa média superior a 2,5% a.a. No cenário **Estagnação**, o crescimento do consumo final de energia aumenta de pouco mais de 10% no horizonte de análise. Tais taxas de crescimento estão associadas, entre outras a perspectivas de crescimento econômico e demográfico apresentadas a seguir.

O cenário **Desafio da Expansão** considera a realização de reformas importantes, com **crescimento médio do PIB de 3,1% a.a.** e de **2,8% do PIB per capita**.

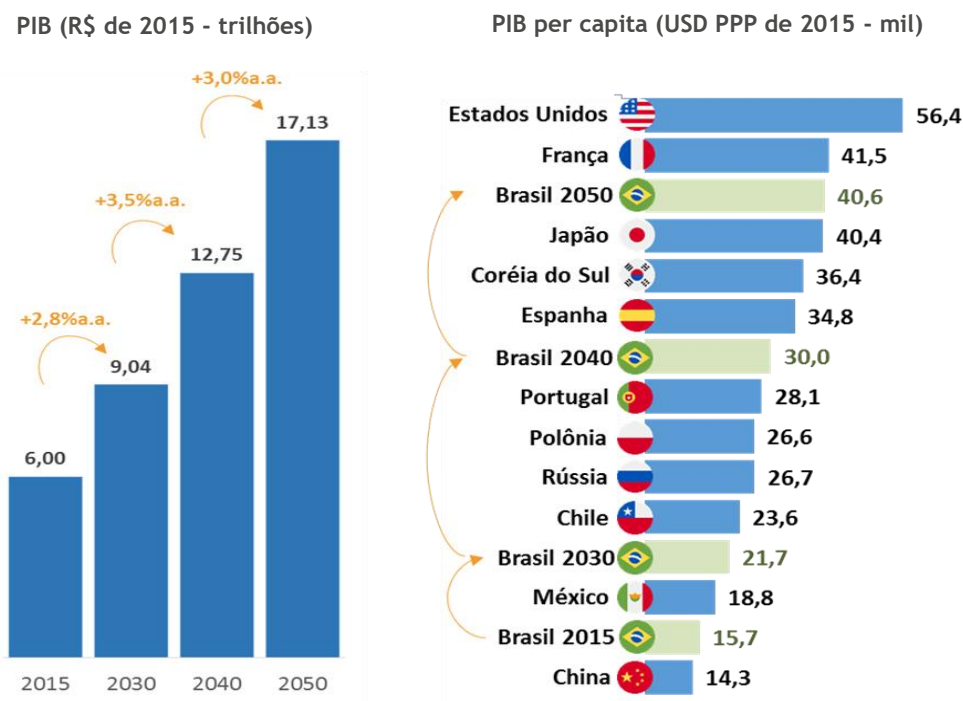


Figura 7 - Evolução do PIB e do PIB per capita no Cenário Desafio da Expansão

O cenário **Desafio da Expansão** contempla um ambiente econômico, político-institucional e social de maior estabilidade, o que permite a realização de reformas estruturais importantes, gerando impactos significativos sobre o ambiente de negócios, o investimento, a produtividade e, conseqüentemente, sobre o crescimento do PIB. Neste cenário, o PIB crescerá, em média, 3,1% a.a. entre 2016 e 2050.

Considerando a evolução demográfica e a evolução da atividade econômica nesse horizonte, espera-se que o PIB per capita cresça em média 2,8% a.a. no período. Alcançar tal crescimento mostra-se de fato desafiador, dado o histórico de crescimento do PIB per capita-brasileiro de 1,1% a.a. entre 1996 e 2005 e de 1,8% a.a. no período 2006-2015. Com isso, o PIB per capita alcançará em 2050 40,6 mil dólares PPP de 2015, patamar semelhante ao de países como Japão e França no ano de 2015, conforme a Figura 7.

A **população brasileira** manterá a tendência de crescer a taxas cada vez menores.

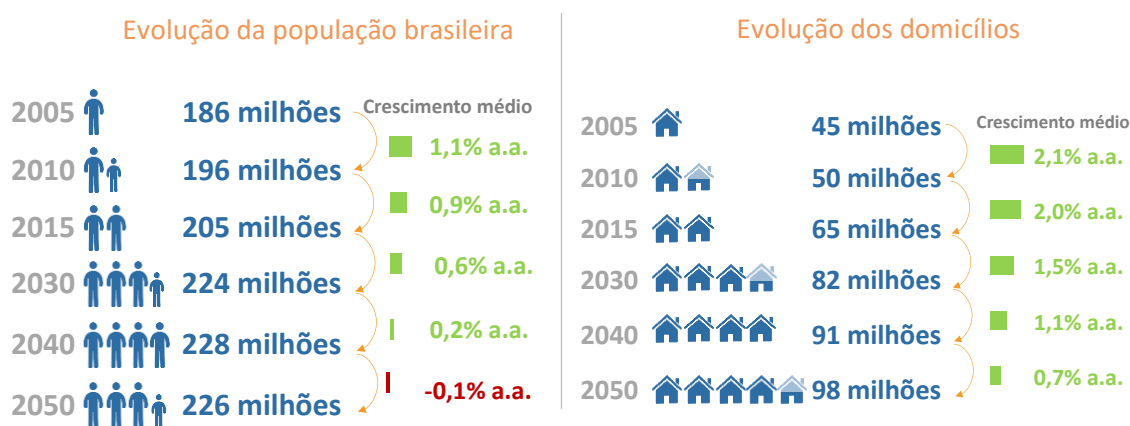


Figura 8 - Evolução da população e dos domicílios

As projeções demográficas são baseadas nas tendências recentes observadas para a mortalidade, fecundidade e migração. E, o que se observa é que, ao longo dos últimos anos, a população brasileira vem crescendo a taxas cada vez menores, tendência que se manterá nos próximos anos, com expectativa de decréscimo na década de 2040. A visão de longo prazo tanto do crescimento absoluto da população, quanto relacionada à sua distribuição entre as regiões, grau de urbanização e perfil de renda tem profundas implicações para a avaliação de cenários de demanda de energia, que são insumos para o estudo de estratégias de expansão de oferta no longo prazo.

Entre 2015 e 2050, estima-se que a população brasileira cresça a uma taxa média de 0,3% a.a., um incremento de cerca de 21 milhões de habitantes, o que se aproxima da soma da população de Portugal e Grécia em 2015. Com isso, em 2050, o País passará a ter 226 milhões de habitantes (Figura 8). Em termos regionais, estima-se que o maior crescimento ocorra nas regiões Norte (0,6%) e Centro-Oeste (0,6%), com variações acima da média nacional. Este maior crescimento, contudo, não será capaz de induzir a uma alteração significativa da distribuição regional da população, que continuará fortemente concentrada nas regiões Sudeste (42%) e Nordeste (28%).

Em relação ao número de domicílios, estima-se que o indicador relativo ao número de habitantes/domicílio se reduza de 3,2 em 2015 para 2,3 habitantes/domicílio em 2050. Como resultado, espera-se que em 2050 existam cerca de 98 milhões de domicílios no Brasil, um aumento de cerca de 33 milhões em relação a 2015, o que corresponde a um pouco mais que a quantidade de domicílios da França nesse mesmo ano. Boa parte dos domicílios será urbana, com crescimento da participação relativa de 86% em 2015 para 89% em 2050.

O consumo potencial de **energia elétrica** do País pode atingir até 3 vezes o patamar do ano base.

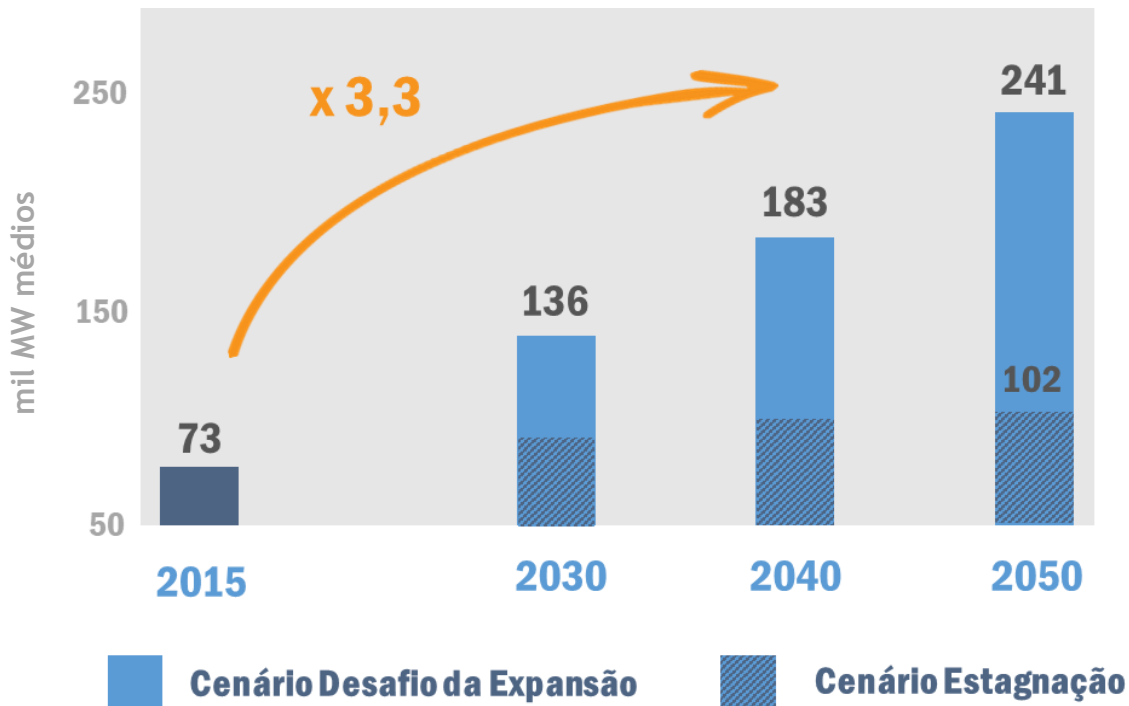


Figura 9 - Evolução do Consumo de Energia Elétrica

No cenário **Desafio da Expansão**, projeta-se um crescimento do consumo potencial de energia elétrica (que engloba o consumo atendido pela rede, a partir da autoprodução, a geração distribuída – MMGD - e estimado antes da retirada dos ganhos de eficiência energética) da economia brasileira de 3,5% ao ano em média entre 2015 e 2050, atingindo-se um valor próximo de 240 mil MWmédios (ou pouco mais de 2.100 TWh) ao fim do período. Deste total, estima-se que cerca de 5% do consumo potencial serão atendidos por Geração Distribuída, representando quase 11 mil MWmédios, enquanto 7% (ou 16 mil MWmédios) por Autoprodução. A eficiência energética se expande de forma significativa no período, devendo atingir 17% do total requisitado em 2050, o que equivaleria a pouco mais de 40 GWmédios ou aproximadamente 360 TWh. Desta forma, a análise da expansão da geração centralizada de eletricidade é determinada a partir do consumo estimado na rede, que corresponde ao resultado obtido a partir do consumo potencial de energia elétrica, deduzidas as parcelas estimadas de contribuição de eficiência energética, autoprodução e geração distribuída.

No Cenário **Estagnação**, a taxa média projetada de crescimento do consumo potencial de energia elétrica é de 1% ao ano entre 2015 e 2050, atingindo-se um valor pouco abaixo de 100 mil MWmédios (ou pouco menos de 870 TWh) ao fim do período. A menor expansão econômica e o crescimento populacional modesto acabam por se refletir em uma menor expansão do consumo potencial de energia elétrica no horizonte deste cenário. Deste total, há um aumento da participação da Autoprodução com 14% (ou 13 mil MWmédios) do consumo potencial. Cerca de 7% do consumo potencial serão atendidos por Geração Distribuída, representando quase 6 mil MWmédios, enquanto a eficiência energética responde por 10% do total requisitado em 2050, o que equivaleria a pouco menos de 10 mil MWmédios.

No cenário Desafio da Expansão, a **demanda de energia elétrica a ser atendida por geração centralizada** cresce até 2,5 vezes em relação aos valores do ano base, mesmo com crescimento de GD, autoprodução, energia solar térmica e eficiência energética no período.

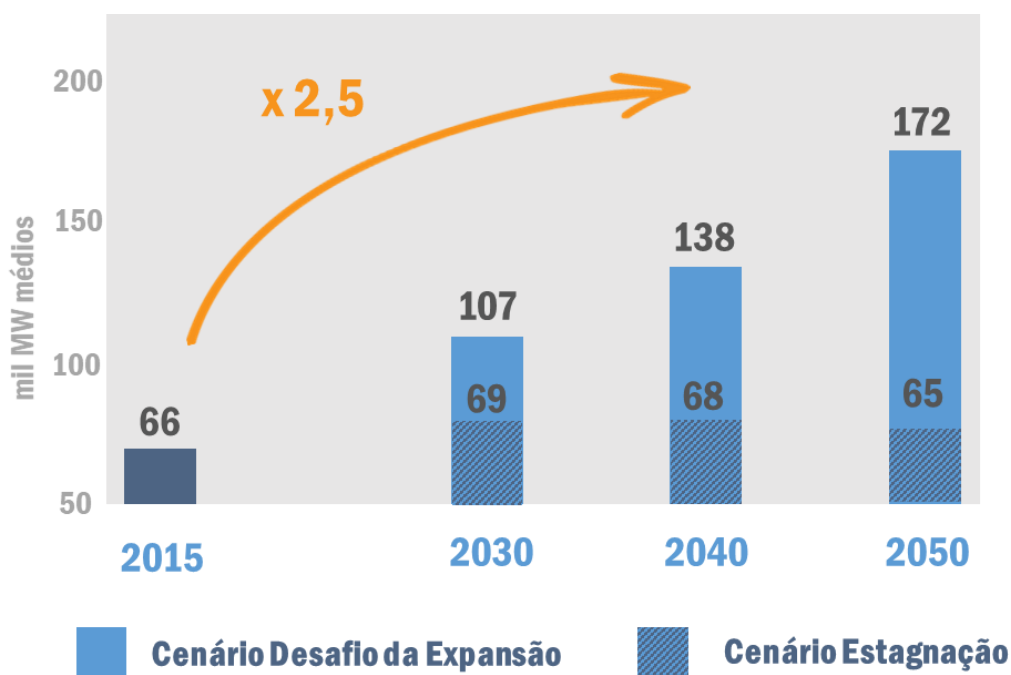


Figura 10 - Evolução da Demanda de Energia Elétrica a ser Atendida por Geração Centralizada

No cenário **Desafio da Expansão**, a necessidade de atendimento de demanda de eletricidade através de geração centralizada atinge cerca de 172 mil MW médios, o que equivale a cerca de 2,5 vezes o consumo observado em 2015. Em 2050, esse patamar cerca de 70% do requisito total de energia da economia brasileira. Esse crescimento pode ser ainda mais pronunciado caso as perspectivas de expansão mais acelerada de GD, autoprodução, energia solar térmica e eficiência energética neste cenário não se concretizem.

No cenário **Estagnação**, a perspectiva é de a geração centralizada continuar na faixa entre 65 mil a 70 mil MW médios, patamar que representa aproximadamente 2/3 do requisito total de energia em 2050, não apenas pelo crescimento mais modesto associado a este cenário, mas também a um aumento da participação relativa de Autoprodução e GD, cujos determinantes não se restringem apenas à evolução da atividade econômica interna.

O consumo de energia e de eletricidade per capita aumenta, a despeito da contribuição da eficiência energética no horizonte até 2050.

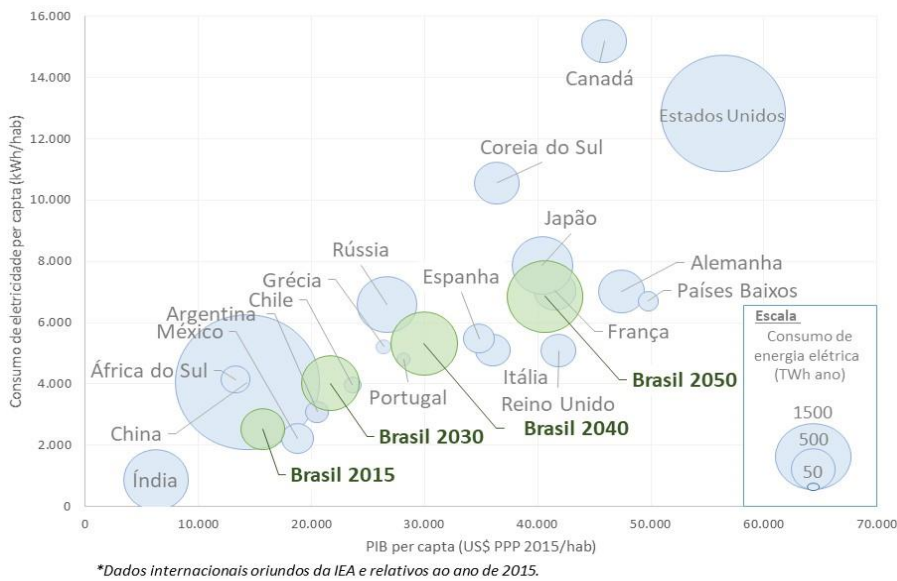


Figura 11 - Comparação internacional: Consumo elétrico e PIB per capita no Cenário Desafio da Expansão

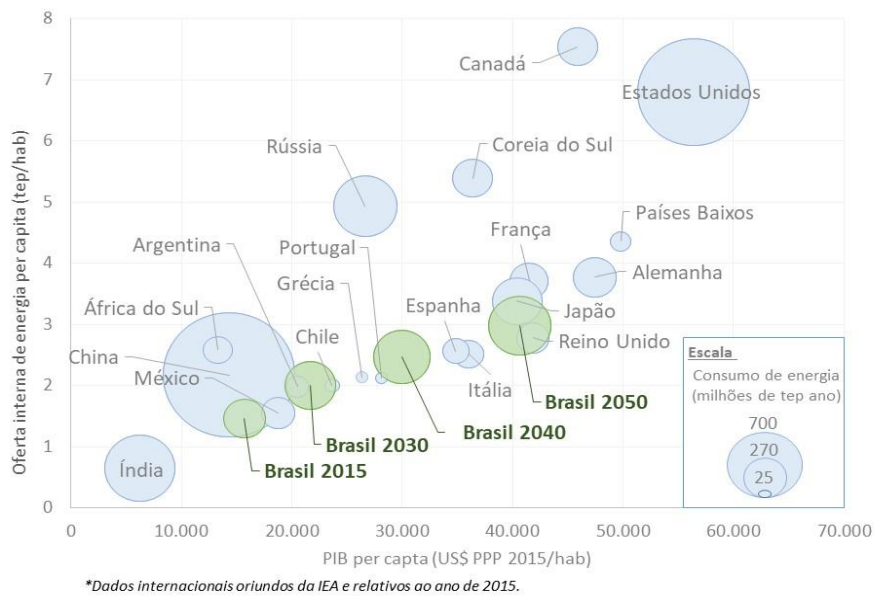


Figura 12 - Comparação internacional: Oferta Interna de Energia e PIB per capita no cenário Desafio da Expansão

O cenário **Desafio da Expansão** aponta uma evolução do uso de energia médio por habitante, ainda que ações de eficiência energética contribuam para reduzir essa taxa de crescimento. O indicador de oferta interna de energia per capita reflete a disponibilidade média de energia por habitante, que dobra no período 2015-2050, alcançando nível semelhante ao do Reino Unido (Figura 11). Já o consumo de eletricidade per capita quase triplica em 2050 frente a 2015 e atinge patamar semelhante ao atual dos Países Baixos (Figura 12).

Projeta-se que os **preços do petróleo** no longo prazo oscilem entre US\$ 80 a US\$ 90 o barril, em patamar próximo ao topo do intervalo de balanceamento de mercado.

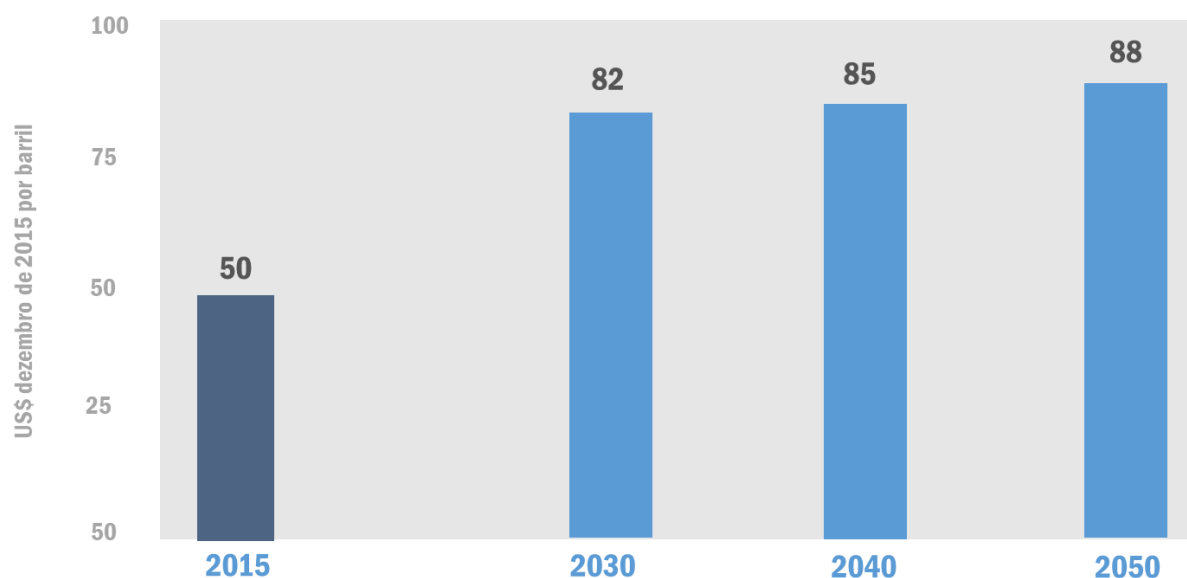


Figura 13 - Evolução dos preços do petróleo tipo Brent

Após discussões sobre um eventual pico de produção mundial do petróleo iniciadas nos 1990 (final), um ciclo de alta de preços e grandes descobertas de petróleo e gás natural a partir da segunda metade dos anos 2000 (Brasil, EUA e África, por exemplo) alterou as perspectivas de oferta no mercado internacional. Simultaneamente, desafios relacionados às mudanças climáticas e inovações tecnológicas, sobretudo nos setores transporte e elétrico, levou à moderação das perspectivas de crescimento de demanda mundial de petróleo. Assim, a discussão sobre pico de produção foi substituída pelas preocupações da indústria com o pico de demanda mundial de petróleo.

Do lado da oferta, a despeito do caráter exaurível deste recurso energético não-renovável, há fatores capazes de sustentar a expansão de sua oferta no longo prazo, de forma a garantir o atendimento da demanda mundial. Dentre tais fatores, três merecem destaque. O primeiro é a possibilidade de aumento da produção em países do Oriente Médio. Além disso, há que se considerar os incrementos de capacidade possibilitada pela oferta de não convencionais, com destaque para o *tight oil* norte americano e o óleo canadense. Finalmente, é importante sinalizar o aumento da produção de petróleo em águas profundas, contexto onde está inserido o Pré-sal brasileiro, além de Golfo do México e da costa ocidental da África.

Pelo lado da demanda de petróleo, políticas para mitigar mudanças climáticas e poluição atmosférica podem contribuir para a desaceleração de seu crescimento, estimulando a substituição desta fonte, quando possível, por outras de menor impacto ambiental. Nesse sentido, destaca-se a inserção dos veículos híbridos e elétricos na frota mundial e a expansão competitiva da geração elétrica renovável (eólica, solar e biomassa). O desenvolvimento de inovações também proporcionará maior eficiência energética nos equipamentos e processos em geral, contribuindo para a redução da intensidade de uso do petróleo.

Para o médio prazo, projeta-se uma demanda crescente por petróleo, estimulada pela integração energética de diversos países em desenvolvimento. O crescimento acelerado da geração de energia por fontes renováveis não deverá ser suficiente para atender a todo o crescimento da demanda, exigindo um aumento da oferta petrolífera mundial. Isso, associado à falta de capacidade produtiva adicional da maior parte dos países não-Opec, deve conduzir ao aumento do preço. Porém, essa elevação de preços não deverá ser excessiva, com vistas a evitar uma destruição de demanda, tornando antieconômica a extração de parte de suas reservas (*stranded assets*). Preços excessivamente altos também

viabilizariam novos investimentos em projetos concorrentes de fontes alternativas como, por exemplo, reservas não convencionais.

Entende-se que a principal questão de longo prazo não será a ausência, ou a redução, da demanda, mas a que preço os produtores conseguirão ofertar e comercializar um volume marginalmente crescente nas próximas décadas. Destaca-se que o aumento da demanda e o aumento dos preços deverão estimular a produção em regiões com custos mais elevados (produtores marginais), como em campos localizados em águas ultraprofundas e na região do Ártico. Nesse sentido, com a demanda adicional do cenário de referência atendida por produtores de maior custo, não se espera uma redução nos preços de maneira sustentada. Assim, no fim do período analisado, a dinâmica de oferta e demanda deverá promover o equilíbrio de longo prazo do preço do petróleo Brent em torno de US\$ 90/b, valor suficiente para viabilizar campanhas e produção em regiões cada vez mais desafiadoras e de reservas atualmente desconhecidas.

Tal faixa de oscilação de preços de petróleo está próxima ao topo do intervalo de balanceamento de mercado, visto que preços persistentemente abaixo de US\$ 40/b tendem a estimular a demanda mundial e a desestimular investimentos em E&P e a oferta no longo prazo, enquanto preços persistentemente acima de US\$ 90/b tendem a estimular investimentos em E&P e oferta de longo prazo e gerar “destruição de demanda”. Ou seja, assume-se que patamares de preços fora do intervalo de US\$ 40-90/b geram equilíbrio de mercados instáveis, favorecendo um novo balanceamento de oferta e demanda e o retorno para faixas de preços que promovam um equilíbrio mais estável de longo prazo no mercado internacional.

A produção nacional de petróleo pode atingir mais de 6 milhões de barris em 2050

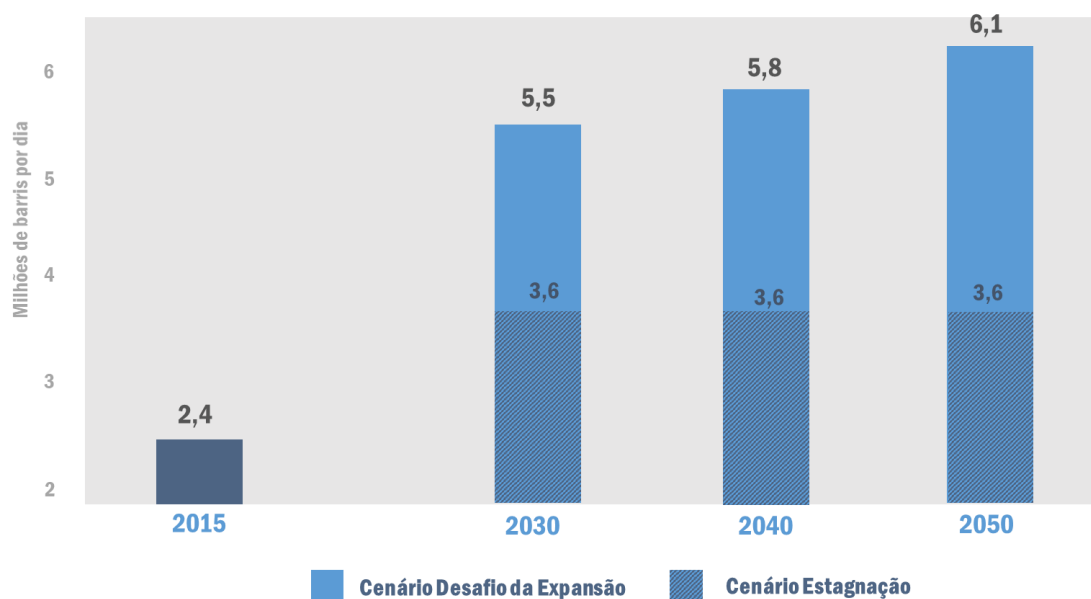


Figura 14 - Evolução da produção nacional de petróleo

A perspectiva de produção de petróleo no Brasil aponta na direção da consolidação da posição de grande produtor e exportador de petróleo no horizonte até 2050. Contudo, a manutenção dos altos níveis de produção que se espera atingir entre 2030 e 2050 está associada à perspectiva de recuperação de áreas em declínio e à contínua atividade de exploração com previsibilidade de cronograma, fundamental para o planejamento dos investidores.

Dessa forma, para que se mitigue o risco de queda do patamar de produção é necessária uma intensa promoção de licitações de blocos exploratórios, a adoção de políticas que incentivem o aumento do fator de recuperação e a postergação da vazão de abandono de campos de produção.

No cenário **Desafio da Expansão**, além da manutenção do preço médio do barril de petróleo do tipo Brent no patamar dos últimos 5 anos (2015-2019), são considerados sucessos nas iniciativas, não só de compensar o declínio da produção, mas em um crescimento significativo dos volumes recuperáveis atuais. Este cenário tem por base a manutenção das atividades de exploração e produção com previsibilidade de cronogramas das rodadas de licitação, e no sucesso das suas campanhas, principalmente com foco na área do pré-sal, no aumento do fator de recuperação da produção dos campos atualmente em declínio e na revitalização das atividades nas bacias *onshore*.

No cenário **Estagnação**, são considerados preços médio do barril de petróleo do tipo Brent em níveis até 30% mais baixos que nos últimos 5 anos, além de um ambiente mais desafiador para colocação do petróleo brasileiro no mercado internacional. O patamar de produção considerado, tem como base volumes oriundos de projetos mais robustos e de fácil atingimento e manutenção, composto das atuais descobertas e uma seleção mais rigorosa das áreas oferecidas nas futuras rodadas de licitação. Além disso, considera-se nesse cenário um patamar de cerca de 3,6 milhões de barris por dia, considerado como de segurança nacional, visando a manutenção da autossuficiência, pois o pico de demanda previsto não ultrapassará o equivalente em produção de petróleo, garantindo o suprimento interno no horizonte. Esta produção é sustentada por uma carteira mais competitiva, com menor preço de robustez dos projetos e passíveis a uma margem de ajuste da produção em função da manutenção do preço da *commodity*. Neste cenário, a incerteza no ambiente de investimentos afeta a intensificação das atividades exploratórias e os esforços para desenvolvimento de novas áreas, tendo por base a possível falta de mercado para exportação. Tal ambiente externo mais desafiador seria decorrente de uma geopolítica do petróleo mais restritiva para o Brasil por disputa de *market-share* com países com custos mais competitivos ou com vantagens logísticas para acesso aos principais mercados consumidores (países-membros da OPEP,

em particular, Arábia Saudita e outros países do Oriente Médio, e também outros países grandes produtores como Rússia e EUA). Essa conjuntura longa em oferta de petróleo e/ou com maior “disciplina” na geopolítica (ameaças de guerras de preços e concorrência predatória colocadas pela Arábia Saudita, Rússia e outros países com vantagens competitivas) seria ainda agravada pela aceleração da transição energética com “destruição” da demanda mundial de petróleo, aumentando a rivalidade na competição e o valor em risco de investimentos em E&P (risco de ativos “encalhados” ou de baixa rentabilidade dos projetos).

A diferença entre as evoluções nos dois cenários mostra, além da influência do preço do petróleo, a importância crucial das iniciativas no curto prazo e suas consequências ao longo do horizonte, ressaltando a necessidade de profundidade nas análises dos projetos em função das incertezas que o setor está sujeito. Revela também os riscos de restrições a colocação do petróleo brasileiro no mercado internacional, bem como a importância de uma diplomacia externa de acesso a mercados - em particular na Ásia, onde a demanda permanece crescendo.

Em 2050, a molécula de gás natural será negociada a partir de **diversas origens, com diferentes graus de flexibilidade, liquidez nos contratos e diversidade de agentes.**

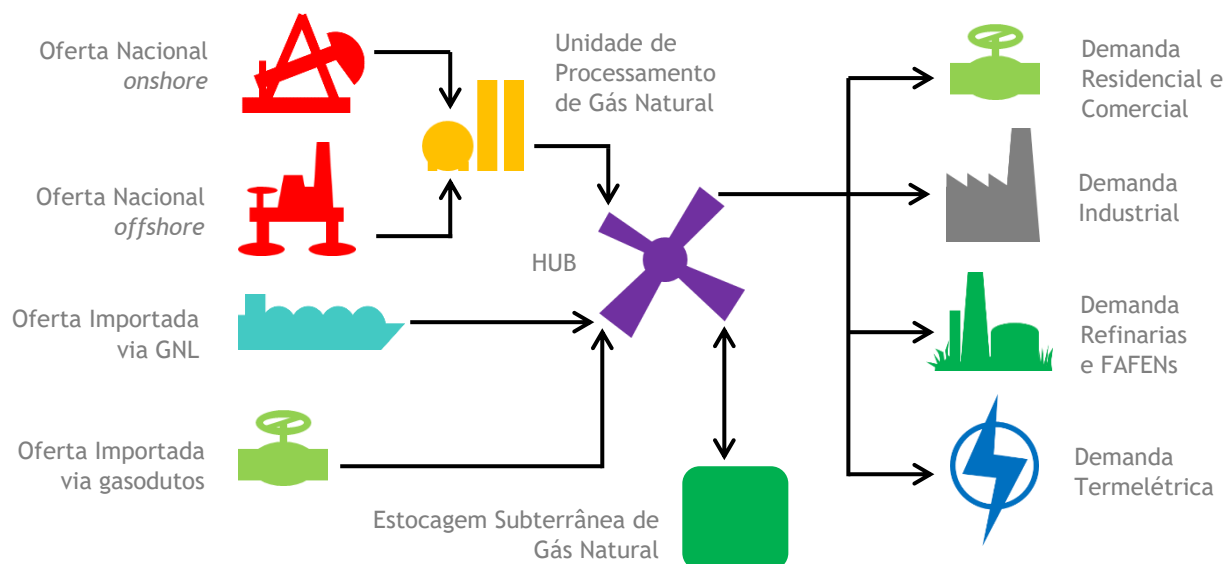


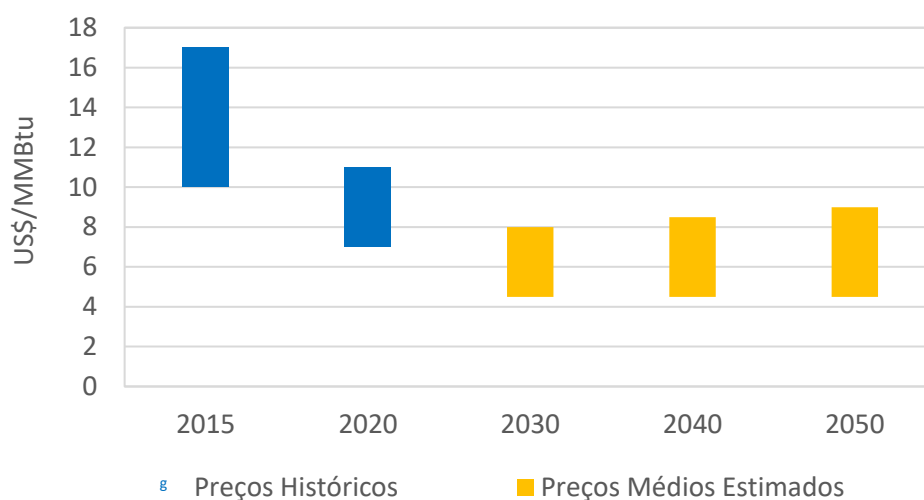
Figura 15 - Negociação do gás natural em hubs

A negociação nos hubs levará em conta diversas fontes de oferta, com respectivos volumes, preços e condições de flexibilidade. Cada agente comercializador irá montar seu portfólio de ofertas, adequando-se às suas análises de risco e aos contratos assinados junto aos consumidores. Conforme esquematizado na Figura 15, as principais fontes de oferta serão o gás natural nacional, o gás natural importado por meio de gasodutos (principalmente da Bolívia e Argentina) e o gás natural importado por meio de GNL. O Óleo Combustível (OC-ATE) ainda pode influenciar o preço máximo competitivo do gás natural no Brasil para consumidores industriais no curto a médio prazo, mas a longo prazo os preços nacionais do gás natural serão cada vez mais influenciados pelas fontes de oferta de gás, seguindo a tendência dos contratos de GNL ao redor do mundo, que vêm substituindo gradualmente a lógica da competição Gás-Óleo pela competição Gás-Gás.

Com a abertura do mercado de gás promovida pelo programa Novo Mercado de Gás, os preços da molécula de gás natural tendem a seguir cada vez mais uma lógica econômica, com descoberta de preços e negociação incluindo trocas de titularidade semanais e intradiárias. Portanto, os preços tendem a se aproximar do custo marginal, ou seja, o custo para fornecimento dos últimos volumes de molécula ao mercado nacional. Estes volumes marginais podem ser referentes ao GNL. No caso do gás natural nacional, haverá alinhamento cada vez maior com o preço de oferta ou preço de *break-even*, devido a uma maior eficiência dos mercados.

No que concerne ao custo do gás natural para clientes finais, sobretudo os industriais de grande porte, este será definido pelos preços de negociação nos hubs (dados os volumes e a flexibilidade requeridos por cada cliente) acrescidos da tarifa de transporte, margem de distribuição e tributos não recuperáveis. De modo geral, os preços de molécula comprados por cada cliente, seja ele termelétrico ou não-termelétrico, também poderão variar em torno destes patamares com base na fonte de oferta ou na cesta de volumes de gás natural adquiridas. Cada consumidor de grande porte ou agente comercializador tenderá a montar seu portfólio de fornecedores, e os preços também podem variar para cada tipo de cliente e para cada classe de consumo.

Como resultado do **Novo Mercado de Gás**, estima-se que até 2050 haverá redução na tarifa de transporte e na margem de distribuição, além de uma maior eficiência tributária, fazendo com que os custos de gás natural para clientes finais se aproximem cada vez mais dos preços da molécula.



Nota: No histórico, foram considerados o menor e o maior preço praticados para consumidores industriais de diferentes portes, dentre as tarifas definidas pelas CDLs ao longo de 2015 e de janeiro a março de 2020.

Figura 16 - Faixa de preço do gás natural para consumidor industrial de diversos portes

Devido ao sucesso dos aprimoramentos trazidos pelo programa Novo Mercado de Gás, estima-se que a tarifa de transporte e a margem de distribuição tenham uma redução considerável, passando a representar um percentual cada vez menor do preço final. Isto se deve principalmente à otimização de uso da infraestrutura existente e sua amortização ao longo do tempo, além dos maiores volumes negociados, que contribuem para maximizar o nível de utilização da infraestrutura. Assim, o preço final do gás natural estará cada vez mais próximo do custo da molécula em si, como ocorre hoje nos EUA e como vem ocorrendo ao longo do tempo na Europa.

A faixa inferior de preços (ver Figura 16) é compatível com o custo estimado (considerando condicionantes de mercado atuais) do gás natural no ambiente do pré-sal em novos projetos previstos para entrarem em produção nos próximos anos, com teor de CO₂ de cerca de 15%, a cerca de 200 km de distância da costa, já acrescido de escoamento, processamento, tarifa de transporte, margem de distribuição e tributos não recuperáveis. Esta fonte de oferta é atualmente considerada mais adequada ao atendimento de demandas firmes, pois em grande parte está relacionada a projetos de gás natural associado ao petróleo, que requerem uma maior constância nos volumes consumidos para que se tornem viáveis. Porém até 2050, com a viabilização de novas soluções para prover flexibilidade, espera-se que o gás do pré-sal possa alcançar diversos mercados com diferentes requisitos e características. Já a faixa superior de preços é compatível com o custo estimado da molécula de GNL importada e regaseificada, acrescida de tarifa de transporte, margem de distribuição para o segmento industrial e tributos não recuperáveis. Esta fonte de oferta, assim como as importações via gasodutos, possui um caráter mais flexível, podendo ser demandada em maior ou menor volume pelos clientes ao longo do ano, em janelas de tempo intradiárias ou sazonais.

Cabe ressaltar que os patamares de preços de gás natural considerados representam uma média de valores a partir de perfis de consumo de agentes, de diversos modelos de negócio e modos de contratação aplicáveis a estes setores, além de diferentes fontes de oferta de gás natural e diferentes estratégias de negociação e indexação de preços. Os valores podem ser diferentes para cada agente específico, e para cada projeto de E&P (*onshore* ou *offshore*, pós-sal ou pré-sal, associado ou não associado) que irá garantir os volumes de gás natural no caso do fornecimento nacional. Podem também variar caso a negociação considere um projeto específico, uma cesta de volumes ou o portfólio completo de projetos dos agentes. Além disso, as parcelas de transporte, distribuição e tributos variam dependendo do Estado, da Companhia Distribuidora Local – CDL, do ponto de entrada e saída, e da distância para cada cliente.

Questões Transversais

Vários fatores devem ter sua influência analisada e considerada no planejamento energético de longo prazo em um contexto de grandes transformações. Estas, por sua vez, têm sido frequentemente associadas à chamada transição energética, caracterizada especialmente pela descarbonização das matrizes energéticas em resposta à questão das mudanças climáticas, pela descentralização dos recursos energéticos e pela maior digitalização na produção e uso da energia. Além disso, o próprio papel do consumidor também está se alterando como resultados dos avanços tecnológicos e novos modelos de negócios. Nesse sentido, a evolução da pesquisa, desenvolvimento e inovação (PD&I) tem o condão de acelerar a inserção do País nas transformações tecnológicas que se esperam para o horizonte do PNE 2050.

Os fatores descritos acima foram agrupados nas chamadas questões transversais que condicionam (e, em certos casos, são condicionadas) a expansão da produção e uso de energia no Brasil. As questões transversais abordadas são esquematicamente ilustradas na Figura 17.

Nesta seção, cada questão transversal é apresentada, de forma breve, em seu contexto geral, buscando as relacionar às políticas energéticas vigentes afetadas por cada questão. Na sequência, são apresentados os principais desafios ligados à questão que poderiam afetar o desenho da estratégia de atuação no longo prazo do tomador de decisão no setor de energia, cujos principais contornos são relacionados nas recomendações sugeridas. É importante destacar que esta relação de desafios é feita de acordo com o recorte do tomador de decisão no setor de energia, já que há outras implicações e recomendações para cada um desses temas que ultrapassam a sua área de atuação. Por fim, o mapa do caminho representa esquematicamente a associação entre os desafios listados e as recomendações sugeridas para as questões transversais. As recomendações são repartidas pelas próximas décadas sugerindo, dessa maneira, o prazo estimado necessário para que o plano de ação associado possa atingir a maturidade em termos de execução.



Figura 17 - Questões transversais abordadas

Transição Energética

O conceito de transição energética é associado a mudanças significativas na estrutura da matriz energética primária mundial. Caracteristicamente, as transições energéticas são processos complexos, podendo haver variações de estágio e de ritmo das transformações em diferentes países, regiões ou localidades. Ou seja, em geral, não se trata de um processo linear e de ruptura, mas de longa coexistência entre a fonte que a caracteriza e as fontes que são progressivamente substituídas. Fatores que envolvem transição de infraestrutura de produção, transporte e utilização de energéticos, são alguns que explicam a lenta transição de sistemas energéticos em nível mundial. O atual processo de transição energética tem sido embasado por condicionantes como desenvolvimento sustentável, mudanças climáticas e inovações tecnológicas associadas à eletrônica e à entrada na era digital.

Assim, o processo de transição energética vigente consiste em um processo de transformações em direção a uma economia de baixo carbono e menor pegada ambiental. Nesse contexto, há estímulos ao uso mais eficiente dos recursos energéticos e à redução da participação de combustíveis mais intensivos em emissões de carbono na matriz energética primária mundial em favor de fontes de baixo carbono (sobretudo renováveis e o gás natural como combustível de transição), bem como à eletrificação em processos de conversão de energia. Ademais, tal processo ocorre associado à maior automação e digitalização de processos, controles e serviços, possibilitando tanto o aumento da eficiência energética como a maior participação de fontes renováveis não-despacháveis (e.g., eólica e solar).

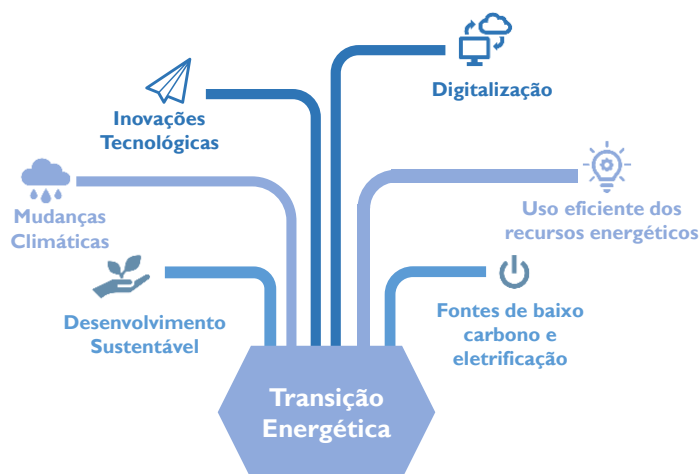


Figura 18 - Base da transição energética

Cabe ressaltar que as mudanças na matriz energética primária consistem apenas na parte diretamente mais perceptível das transições energéticas. Isto porque as transições energéticas implicam também em profundas alterações na base tecnológica dos conversores (a máquina térmica associada ao carvão mineral; os motores a combustão interna, as turbinas aeronáuticas e a gás etc.), nos padrões de consumo e nas relações socioeconômicas e ambientais. A digitalização poderá inclusive evitar a movimentação física de bens e serviços, substituindo em parte fluxos de transporte por fluxos de informação e dados (atividades remotas, impressão 3D, etc.). Essas transformações podem retroalimentar mudanças nas relações socioeconômicas e ambientais via alterações nos fluxos de comércio e nos padrões de consumo das sociedades.

Tais transformações, que acompanham as transições energéticas, trazem também implicações para a geopolítica da energia, ao alterar as correlações de força entre os países ou regiões e seus respectivos *stakeholders*. As modificações impactam produtores e consumidores da fonte primária hegemônica e suas cadeias tecnológicas associadas, bem como o leque de bens e serviços produzidos a partir dessa base tecnológica ou que lhe sejam relacionados. Ademais, redistribuem impactos sobre o meio ambiente e sobre a sociedade e sua apropriação de riqueza. Destaca-se também, que tais transformações trazem oportunidades para o setor de energia, onde pode ser destacado, por exemplo, a revisão de estruturas jurídico-regulatórias que propiciem o reconhecimento dos atributos ambientais dos recursos energéticos,

através de instrumentos tais como Certificados de Energia Renovável, Títulos Verdes (*Green Bonds*), além da Precificação do Carbono.

Em suma, as transições energéticas envolvem diversas dimensões e trazem transformações amplas nos sistemas socioeconômicos e em suas relações com o meio ambiente. Ademais, tal processo é complexo e usualmente longo. A nova transição energética terá como base a eletrificação (sobretudo renovável), os biocombustíveis, a eficiência energética (catalisada pela digitalização) e o gás natural. Em particular, internacionalmente é percebido que o gás natural, reforçado e progressivamente substituído pelo biogás/biometano, terá o papel de integrar os paradigmas tecnológicos dos combustíveis fósseis e das renováveis ao viabilizar uma maior introdução de fontes renováveis não despacháveis no setor elétrico, mas isso pode ser menos relevante no Brasil, por conta de seus recursos energéticos. Os biocombustíveis terão destaques, sobretudo naqueles mercados em que o processo de eletrificação enfrentar maiores desafios. As baterias, se ampliarem sua competitividade, também terão um papel fundamental nessa nova transição, sobretudo para garantir a confiabilidade do sistema no setor elétrico. No setor transporte, as baterias também poderão ter um papel relevante, mas terão que disputar mercado, no curto prazo, com os combustíveis e biocombustíveis e, no longo prazo, se alcançada a comercialidade, com o hidrogênio em veículos elétricos a pilha a combustível. É importante registrar o papel da Economia do Hidrogênio na transição energética, pois muitas das fontes renováveis de energia elétrica são intermitentes e diversos setores de consumo dificilmente serão atendidos por eletricidade ou biocombustíveis. Dentre as alternativas para produção de hidrogênio, a rota verde (de eletrólise da água a partir de fontes renováveis de eletricidade) é considerada como a de maior relevância internacional e o Brasil é reconhecido, mundialmente, como um potencial grande player nesse novo energético. É importante mencionar também que, para atingir o objetivo do Acordo de Paris, será necessário descarbonizar grande parte do sistema energético mundial. Para que isso ocorra, fontes renováveis de energia precisam ser instaladas cada vez mais e integradas a setores que demandam energia, como o transporte e a indústria. Entretanto, destaca-se a importância de mecanismos para assegurar a competição plena entre quaisquer soluções que atendam às necessidades do sistema, seja para lidar com a variabilidade das fontes renováveis ou a qualquer outra necessidade.

Políticas em Vigor para o Setor de Energia

Não há políticas específicas para transição energética no Brasil, mas há uma série de políticas que afetam e favorecem a transição energética. Nesse sentido, as seguintes políticas e instrumentos associados à temática da transição energética têm implicação sobre a expansão do setor de energia:

1. Política Nacional sobre Mudança do Clima – PNMC, Lei 12.187 de 2009: define o compromisso nacional voluntário de redução de 36,1% a 38,9% das emissões projetadas até 2020. O decreto 7.390/10, que regulamenta a PNMC, instituiu o PDE como o plano setorial de mitigação e adaptação à mudança do clima do setor de energia.
2. Contribuição Nacionalmente Determinada – NDC: compromisso de reduzir, em 2025, as emissões de GEE em 37% e, em 2030, a indicação de reduzir em 43%, tendo o ano de 2005 como referência. Tais medidas consideram todo o conjunto da economia (abordagem *economy-wide*) em território nacional, não havendo uma distribuição formal da contribuição de cada setor específico.
3. Política Nacional de Biocombustíveis – RenovaBio, Lei nº 13.576, de 26 de dezembro de 2017: dispõe sobre a Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio) e dá outras providências. Busca incrementar a produção e a participação dos biocombustíveis na matriz de combustíveis do Brasil, colaborar com previsibilidade para a participação competitiva dos diferentes biocombustíveis no mercado nacional de combustíveis e cooperar para o atendimento aos compromissos do Brasil no âmbito do Acordo de Paris sob a Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima.
4. Novo Mercado de Gás, Decreto nº 9.616/2018 (que altera o Decreto nº 7.382/2010), Resolução CNPE nº 16/2019, Termo de Compromisso de Cessação – TCC Petrobras-CADE, Ajuste SINIEF/CONFAZ nº 03/2018, Decreto nº 9.934/2019: esses instrumentos e o detalhamento regulatório da ANP e das agências reguladoras estaduais dão substância ao Programa Novo Mercado de Gás, que visa estabelecer um mercado de gás natural

mais aberto, diversificado, competitivo e eficiente para promover investimentos na expansão da infraestrutura e o aumento do uso do gás natural no Brasil.

5. Modernização do Setor Elétrico, Consulta Pública nº 33/2017 (Aprimoramento do marco legal do setor elétrico), Portaria nº 187/2019, PLS 232/2016 e PL 1.917/2015: almeja aprimorar as propostas que viabilizem a Modernização do Setor Elétrico fundamentados nos pilares da governança, da transparência e da estabilidade jurídico-regulatória. Em particular, objetiva ampliar a competição, reduzir os subsídios e distorções na formação de preços, promover o mercado livre, permitir a alocação adequada de custos e riscos, facilitar a incorporação de inovações tecnológicas no setor elétrico, bem como incorporar apropriadamente recursos energéticos distribuídos no sistema elétrico.

Há também no âmbito nacional, um conjunto de políticas, programas, iniciativas e ações também se relaciona indiretamente ao tema da transição energética: Programa de Apoio à Renovação e Implantação de Novos Canaviais – PRORENOVA, Programa de Apoio ao Setor Sucroalcooleiro – PASS, Plano Conjunto de Apoio à Inovação Tecnológica Industrial dos Setores Sucoenergético e Sucoquímico – PAISS, Mistura de etanol anidro (Lei nº 8.723/1993; Lei nº 13.033/2014), Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel – PNPB (Lei nº 11.097/2005; Lei 13.263/2016; Resolução CNPE nº 23/2017), Geração Distribuída (Resoluções Normativas ANEEL 482/2012, 687/2015 e 786/2017 e Lei nº 13.203/2015), Programa de Controle da Poluição do Ar por Veículos Automotores – PROCONVE (Resolução CONAMA nº 18/1986; Lei nº 8.723/1993), Eficiência Energética (Lei 9.991/2000, Lei nº 10.295/2001; Decreto nº 4.059/2001; Plano Nacional de Eficiência Energética, Lei 13.280/2016), Leilões de renováveis, Rota 2030 (Lei nº 13.755/2018).

Além das diversas iniciativas políticas nacionais citadas, vale destacar que diversas iniciativas de organismos internacionais com papel relevante transição energética mundial podem impactar para o mercado interno, dentre elas destacam-se as iniciativas da (i)International Maritime Organization (IMO), para limitar emissão de dióxido de enxofre e carbono no transporte marítimo, e as (ii)metas da Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation (CORSIA), para atingimento da neutralidade das emissões.

Desafios para o Tomador de Decisão no Setor de Energia

1. *Desenho de mercado e arcabouço regulatório e institucional atuais não potencializam a transição energética*
Deve-se reconhecer que as novas tecnologias enfrentam, com frequência, barreiras não-econômicas como escassez de informação, aversão ao risco tecnológico, falta de previsão regulatória ou restrições/normas associadas ao paradigma tecnológico anterior (por exemplo, exigências de renovação periódica de frota de ônibus ou de equipamentos de controles de poluentes não aplicáveis).
2. *Incertezas crescentes sobre as condicionantes de evolução do setor*
Os processos de inovação em curso apontam para uma nova revolução industrial (assim chamada indústria 4.0), que envolve eletrificação, automação, conectividade e renovabilidade/descarbonização. Não obstante, ainda que promissoras, muitas dessas inovações enfrentam desafios econômicos e competitivos, sendo necessário monitorar sua dinâmica de preços e de penetração no mercado. É fundamental monitorar as diversas incertezas (tecnológicas, econômicas e ambientais), evitando construir trajetórias muito rígidas que impliquem em risco de arrependimento. Isto porque esta abordagem pode se revelar inadequada após as mudanças de condicionantes, ou trazer custos elevados de correção ou adaptação de trajetória.
3. *Multiplicidade de dimensões da Transição Energética*
A transição energética, como toda mudança, traz desafios e oportunidades. Nesse sentido, é conveniente identificar e promover oportunidades de negócios associados às vantagens competitivas do Brasil, bem como desenvolver novas vantagens custo-efetivas. Por estar relacionada à economia de baixo carbono, a nova transição energética oferece grandes oportunidades para o país. Contudo, para que seja possível potencializar os benefícios da transição há o desafio de buscar o alinhamento estratégico para garantir um ambiente de negócios atrativo e inovador, com capital humano preparado para superar os desafios do novo paradigma tecnológico. Conseqüentemente é preciso desenvolver a capacitação em desafios relacionados à digitalização, automação, conectividade, segurança cibernética, mercados competitivos, etc. Destaca-se ainda, que a multiplicidade de dimensões envolvidas na promoção do processo de transição energética demanda esforço de coordenação de políticas setoriais de energia com aqueles referentes à esfera econômica, científico-tecnológica, educacional, industrial e ambiental, entre outras.

Recomendações

As recomendações se dividem naquelas que reforçam vantagens competitivas do Brasil e nas que desenvolvem novas vantagens e gerenciam as incertezas associadas à transição energética.

1. *Promover a sinergia de políticas públicas e desenhos de mercado associados*

É preciso promover políticas públicas e desenhos de mercado que guardem coerência entre si e, sobretudo, buscar suas sinergias, ampliando suas potências. O horizonte temporal das políticas públicas e seus balanceamentos podem contribuir para estabelecer a coerência. Por exemplo, o RenovaBio ao alterar os preços relativos de combustíveis fósseis e biocombustíveis (sobretudo nos veículos *flex-fuel*) permite, já no curto prazo, a redução da intensidade de carbono no setor de transporte, enquanto o Rota 2030, além de incentivar o aumento da eficiência veicular, poderá possibilitar o processo de eletrificação dos veículos no médio (desenvolvimento de modelos híbridos *flex*, etc.) e no longo prazo (desenvolvimento de modelos a pilha a combustível a partir de etanol, etc.). Similarmente, o aproveitamento das descobertas de petróleo e gás natural no Pré-sal e na bacia sedimentar Sergipe-Alagoas podem contribuir para criar as condições econômicas para viabilizar a transição energética. Além da geração de renda associada às atividades de O&G, o gás natural será fundamental para prover confiabilidade ao setor elétrico à medida que o percentual de fontes renováveis não-despacháveis cresça, e assim os efeitos da intermitência e da sazonalidade no sistema. Neste contexto é necessário alinhar o desenho de mercado, nos moldes do que vem sendo desenvolvido no Novo Mercado de Gás, para potencializar os benefícios em prol da transição energética. Ademais, a própria indústria de O&G tem sido uma das vias de transição energética no Brasil, ampliando seu escopo e ofertando não apenas petróleo, seus derivados e gás natural, mas também outras fontes de energia (renováveis). Outro ponto a seguir perseguido é a promoção de sinergias entre políticas públicas. Por exemplo, a política de transporte de massa (VLT/metrô, ônibus, etc.), de uso de biocombustíveis (como o RenovaBio), de eletrificação de frotas cativas (corporativa, Uber, táxi, etc.) e de transportes não motorizados (bicicletas, patinetes, etc.) podem ser combinadas para gerar redução de poluição local em centros urbanos com bacias aéreas saturadas e, por conseguinte, os dispêndios de recursos financeiros em saúde pública. No contexto da transição energética, deve-se destacar o papel primordial da eficiência energética, que contribui para redução da necessidade de expansão de infraestruturas de produção, transportes e uso de energia e, conseqüentemente, de geração de externalidades ambientais negativas associadas. Nesse sentido, o estabelecimento de políticas públicas deve estar atento tanto ao aperfeiçoamento/reforço de mecanismos existentes bem-sucedidos, quanto pela promoção de novos mecanismos de política pública no Brasil na área de eficiência energética, realizando a articulação adequada para promoção de planos de ação para efetivar a implantação das ações de eficiência energética.

Também se recomenda o estabelecimento políticas públicas para o incentivo da utilização das tecnologias de hidrogênio na transição energética brasileira, pois trata-se de um energético versátil que pode ser produzido a partir de inúmeras fontes, incluindo produção por eletrólise da água a partir de sistemas de energia renovável. Neste caso, o hidrogênio pode ser produzido nos momentos que os preços de energia estão baixos, podendo oferecer oportunidades de acoplamento com setores de difícil descarbonização, como o setor de transportes, e representar uma oportunidade de provimento de flexibilidade aos sistemas energéticos. Essas políticas deverão buscar capacidades tecnológicas e P&D, com envolvimento de Universidades e Organizações de Pesquisa.

Seguindo o raciocínio de alinhamento de políticas públicas, recomenda-se articular as políticas energéticas com políticas e compromissos ambientais. Os conceitos de transição energética pressupõem a necessidade de se considerar aspectos de desenvolvimento sustentável voltados para processo de transformações em direção a uma economia de baixo carbono e menor pegada ambiental. Dessa forma, é importante considerar a articulação entre as políticas para o desenvolvimento energético e o planejamento de novos negócios junto às políticas ambientais e os compromissos internacionais assumidos pelo País quanto às questões climáticas e ambientais e de desenvolvimento sustentável, visando um desenvolvimento mais sustentável para o setor além de poder minimizar a imprevisibilidade de alguns empreendimentos quanto a incertezas climáticas e ambientais.

2. *Adequar arranjos institucionais, regulatórios e de desenho de mercado apropriados para potencializar a transição energética*

A nova transição energética requererá aperfeiçoamentos nos arranjos institucionais, legais e/ou regulatórios tanto para internalizar nos preços de energia as externalidades ambientais quanto tornar o mercado mais aberto, diversificado, competitivo e ágil para lidar com as modificações das condições de mercado, em particular as

relacionadas às inovações tecnológicas e aos requisitos de flexibilidade, confiabilidade, competitividade e robustez dos sistemas energéticos. Especialmente para o contexto brasileiro, vale ressaltar o papel central das distribuidoras para esse processo, por meio de iniciativas de digitalização, como a implementação de medidores inteligentes. Salienta-se a grande relevância da contínua busca pela adequada remuneração aos serviços prestados ao sistema, assim como o fomento à inovação tecnológica. A adequação dos arranjos deve-se endereçar os desafios e buscar o desenvolvimento de nichos de inovação a partir de ciclos que envolvem o estabelecimento da agenda, análise de impacto e a formulação de política.

3. *Desenvolver estratégias flexíveis para lidar com incertezas e baseadas nas vantagens competitivas do País, priorizando políticas sem arrependimento que evitem trancamento tecnológico*

O País deve aproveitar suas vantagens competitivas nas escolhas associadas à transição energética. Desprezá-las amplia os desafios e encarece a estratégia de reorientação. Não há rotas tecnológicas inequívocas na transição energética e nem certeza em relação ao momento de acelerar as transformações. Aproveitar as vantagens competitivas como base para desenvolver ou migrar competências é usualmente mais custo efetivo no longo prazo. Além disto, deve-se priorizar políticas sem arrependimento (*no-regret policies*), bem como evitar o trancamento tecnológico (*technology lock-in*). Em um ambiente de incertezas e transformações, definir uma rota tecnológica pode ser um risco. É mais adequado estabelecer políticas que promovam resultados e não as rotas tecnológicas para atingi-los. Isso porque a inovação pode trazer a superação de tecnologias específicas (*leapfrogging*). Por conseguinte, para evitar o risco de arrependimento e de trancamento tecnológico na transição energética, as políticas devem criar um ambiente de negócios que promovam a correta sinalização de preços e a competição entre rotas tecnológicas, ao invés de promover uma rota específica.

4. *Reforçar alianças e redes estratégicas internacionais para desenvolver maior flexibilidade nas escolhas estratégicas associadas a transição energética*

O Brasil tem relações diplomáticas e econômicas amplas, mantendo alianças e redes estratégicas com muitos países. Tal característica lhe confere ao País margem para estabelecer parcerias e projetos em diferentes áreas e com países distintos, dotando-o com estratégias abrangentes (diferentes segmentos de mercado), flexíveis e adaptáveis (pela pluralidade de ações). O Brasil tem relações econômicas internacionais importantes nas cadeias industriais de petróleo e gás natural, biocombustíveis e energia elétrica. Tal característica, que fortalece o País em termos geopolíticos, é um ativo relevante para a transição energética, gerando diversidade de caminhos e graus de liberdade nas escolhas estratégicas.

5. *Articular as políticas energéticas com políticas de CT&I e educação, desenvolvimento de novas capacitações e vantagens competitivas*

Desenvolver novas capacitações e vantagens competitivas não é tarefa simples. No contexto da transição energética é importante reforçar a ligação entre o planejamento energético nacional e o planejamento do sistema nacional de inovação, políticas de CT&I e educação, para que seja possível criar um ambiente de negócios favorável à inovação em mercados abertos e competitivos. A pressão competitiva e a abertura dos mercados a novos entrantes criam condições para que os resultados (produtos, processos e informações) das instituições de CT&I não só sejam colocados no mercado, mas também disseminem as inovações no mercado.

Mapa do Caminho - Transição Energética

Desafios	Recomendações		
	2020 - 2030	2030 - 2040	2040 - 2050
Desenho de mercado e arcabouço regulatório e institucional não potencializam a transição energética	<p>Promover a coerência e sinergia de políticas públicas e desenhos de mercado</p> <p>Adequar arranjos institucionais, regulatórios e de desenho de mercado apropriados para potencializar a transição energética</p>		
Incertezas crescentes sobre condicionantes de evolução do setor	<p>Desenvolver estratégias flexíveis para lidar com incertezas baseadas nas vantagens competitivas do País, priorizando políticas de arrependimento que evitem o trancamento tecnológico</p> <p>Reforçar alianças e redes estratégicas internacionais para desenvolver maior flexibilidade nas escolhas e estratégias associadas à transição energética</p>		
Transição energética em dimensões múltiplas (desenvolvimento, educação, trabalho)	<p>Articular políticas energéticas com políticas de CT&I, educação, desenvolvimento de novas capacidades e vantagens competitivas</p>		

Mudanças Climáticas

Ao longo do relatório do PNE 2050, será usada a definição da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima (UNFCC - 1992) na qual a mudança climática é caracterizada como uma alteração “direta ou indiretamente atribuída à atividade humana, alterando a composição da atmosfera mundial, e que seja adicional àquela provocada pela variabilidade climática natural observada ao longo de períodos comparáveis de tempo”.

Em relação aos efeitos associados às mudanças climáticas, duas grandes linhas de ação podem ser estabelecidas: esforços de mitigação e de adaptação. O primeiro tem a finalidade de limitar as emissões de GEE pelas atividades humanas, enquanto o segundo apresenta medidas para reduzir a vulnerabilidade dos sistemas naturais e humanos, e admite que será necessário se adaptar em algum grau, restando saber quais serão as possíveis alterações locais, temporais, e quais as melhores soluções para contornar os problemas que poderão surgir em cada caso.

Na questão da mitigação, o Brasil se destaca por possuir uma matriz energética com grande participação de fontes renováveis. As emissões de GEE do setor de energia por unidade de energia consumida no Brasil são pequenas, comparativamente a outros países. No entanto, espera-se que, a partir de uma perspectiva de crescimento econômico sustentável no longo prazo associada à redução do nível de pobreza, haja um aumento do consumo energético per capita. Nesta situação, as emissões do setor de energia, em termos absolutos, serão crescentes no horizonte de 2050.

Já na questão da adaptação, são necessárias avaliações mais complexas, pois envolvem mais incertezas e os desafios são maiores. Entende-se que é necessário avançar principalmente em aprofundar o entendimento sobre as incertezas associadas. Como a questão da mitigação será mais detalhada na seção sobre Descarbonização, relacionam--se aqui as observações mais afeitas à questão da adaptação.

Políticas em Vigor para o Setor de Energia

As políticas relacionadas diretamente às mudanças climáticas com implicação sobre a expansão do setor de energia são a Política Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC) e a Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC). Além disso, outras políticas, programas, iniciativas e ações relacionam os temas energia e mudanças climáticas, como: a Política Nacional de Biocombustíveis (Renovabio), o Plano Nacional de Eficiência, os Leilões de renováveis, o Programa Rota2030 etc.

Desafios para o Tomador de Decisão no Setor Energético

1. Incertezas sobre o efeito de mudanças climáticas na oferta de energia

Por contar com grande participação de fontes renováveis, variações nos padrões de temperatura, precipitação, vento e insolação ao longo do território nacional, além dos possíveis danos ocasionados por eventos extremos, como secas, enchentes e furacões, podem impactar a disponibilidade dos recursos renováveis e a oferta de energia. É necessário que tanto os empreendimentos quanto a infraestrutura de energia revisem sua vulnerabilidade a tais fenômenos e assegurem que a matriz elétrica seja mais resiliente aos mesmos. Em termos dos estudos do PNE 2050, as informações disponíveis até o momento carecem de maior compreensão dos possíveis efeitos de mudanças climáticas. Tão logo sejam conhecidos e mensurados, será necessário proceder à alteração nos potenciais de recursos inventariados (inventários hidrelétricos de bacias hidrográficas, atlas eólicos etc.).

2. Garantia da segurança do abastecimento em eventos extremos relacionados às mudanças climáticas

Uma matriz elétrica cada vez menos emissora de GEE e renovável implica uma participação cada vez maior de fontes não-controláveis que, de forma geral, são mais vulneráveis às mudanças climáticas. O setor tem como desafio garantir a segurança do sistema e buscar soluções alternativas às fontes emissoras.

Recomendações

1. *Aprimorar e ampliar a base de informação, ferramentas computacionais e metodologias.*

A melhoria dos produtos e serviços climáticos é essencial para aprimorar a abordagem das mudanças climáticas no planejamento. Enquanto os modelos têm evoluído rapidamente, o levantamento de dados mais desagregados ainda é deficiente, tanto pela insuficiência quanto pela precisão. Por fim, a ampliação de base de informação está relacionada com perspectiva do big data, automação e maior digitalização, permitindo coletar informação em tempo real. As pesquisas sobre adaptação não estão no mesmo estágio de maturidade daquelas que lidam com a questão da mitigação. Apesar da evolução, a previsão climática de longo prazo por meio de modelos matemáticos ainda apresenta muitas incertezas, limitando muitas vezes o uso dos seus resultados em processos decisórios importantes. Adicionalmente, estudos preditivos do clima tendem a concordar com um aumento na frequência de eventos extremos, o que também pode afetar a infraestrutura energética existente e planejada. Dessa forma, é necessário articular com institutos e agentes responsáveis pela previsão climática para aprimorar a abordagem dos seus desdobramentos sobre o planejamento e operação do setor. Para melhorar a avaliação dos riscos oriundos das mudanças climáticas no setor, recomenda-se também construir conhecimento sobre os serviços ecossistêmicos associados aos empreendimentos e desenvolver ferramentas e métodos adequados para o cálculo dos valores de dependência, impactos e externalidades desses serviços, visando auxiliar na compreensão do impacto aos recursos e, conseqüentemente, diminuindo a vulnerabilidade de empreendimentos atuais e futuros.

2. *Aumentar articulação com outros planos e políticas setoriais*

É necessário aumentar a integração com outros planos setoriais (Indústria, transporte e mobilidade, mineração de baixo carbono e agricultura de baixo carbono) que tratam dos impactos das mudanças climáticas como forma de aumentar a obtenção de benefícios sistêmicos.

3. *Criar plano de mitigação de riscos relativos à segurança do abastecimento em caso de eventos extremos*

Os impactos decorrentes de alta participação de fontes renováveis variáveis precisam ser bem avaliados em termos de segurança do abastecimento. São ainda necessárias, em particular, as seguintes atividades: (i) Avaliar os impactos eletroenergéticos em termos de grau de complexidade do planejamento e execução da operação por conta de efeitos de mudanças climáticas sobre disponibilidade de energia; (ii) Fomentar estudos envolvendo cenários extremos. Nesse caso, é aconselhável uma arquitetura de projetos de pesquisa e desenvolvimento (P&D) regulados pela Aneel (com participação de EPE e ONS) que contribuam para melhorar a qualidade dos dados e capacidade preditiva dos modelos voltados a eventos extremos. Além disso, estudos realizados a partir de outras de fontes de recurso devem ser estimulados, a exemplo do projeto META TDR 66 "Análise dos Reflexos das Mudanças Climáticas nas Metodologias de Planejamento de Sistemas Elétricos" e do projeto GIZ "Ampliação dos Serviços Climáticos para Investimentos em Infraestrutura (CSI)"

Mapa do Caminho - Mudanças Climáticas

Desafios	Recomendações		
	2020 - 2030	2030 - 2040	2040 - 2050
Incertezas sobre o efeito de mudanças climáticas na oferta de energia	<p>Aprimorar e ampliar base de informação, ferramentas computacionais e metodologias</p>		
		<p>Aumentar articulação com outros planos setoriais</p>	
Garantia da segurança do abastecimento em eventos extremos relacionados às mudanças climáticas		<p>Criar plano de mitigação de riscos relativos à segurança do abastecimento em caso de eventos extremos</p>	

Descarbonização

A redução das emissões de gases de efeito estufa (GEE) e da intensidade de carbono da economia têm sido apontados como os principais objetivos associados a uma transição para uma economia de baixo carbono, definida como aquela que possui uma produção mínima de GEE na biosfera, com baixo consumo de energia, baixa poluição ambiental e baixas emissões de carbono. Entretanto, existem diversos caminhos possíveis para atingimento destes objetivos. Usualmente, os países buscam concentrar seus esforços de descarbonização sobre uma estratégia que melhor se adeque aos seus contextos e represente vantagens em termos socioeconômicos e ambientais.

A construção de uma estratégia de descarbonização deve considerar diversos aspectos, que podem ser agrupados nas seguintes dimensões principais:

1. *Energética*: Uma política energética consistente para descarbonização deve priorizar a busca por fontes não-emissoras e por maior eficiência energética.
2. *Ambiental*: O aproveitamento dos recursos energéticos deve minimizar os impactos socioambientais e respeitar a legislação vigente.
3. *Econômica*: As estratégias de descarbonização adotadas usualmente pelos países são associadas às trajetórias que atendam às suas respectivas prioridades econômicas.
4. *Tecnológica*: Os países buscam trajetórias de descarbonização que estejam adequadas às potencialidades locais e seus contextos industriais e de desenvolvimento tecnológico.

O conceito de descarbonização da economia tem sido associado, no que tange aos setores energéticos, à ideia de uma transição energética, que por sua vez abrange todos os esforços para a redução de intensidade de carbono por meio da internalização das externalidades das emissões de CO₂. Da mesma forma que o conceito amplo de descarbonização da economia, a transição energética pode ser efetivada sobre inúmeras possibilidades de arranjos tecnológicos e busca se adequar às necessidades regionais de infraestruturas de transporte e de mobilidade características das matrizes energéticas e das redes.

Políticas e Mecanismos

Muitos mecanismos existentes no Brasil lançaram bases para o processo de transição para uma economia de baixo carbono. Neste processo destacam-se os mecanismos mandatórios, notadamente a Contribuição Nacionalmente Determinada – NDC, e de mercado para incentivar uma maior inserção de fontes renováveis na matriz energética, além de mecanismos de financiamento, entre eles, os mercados de títulos verdes, para viabilizar a entrada e a ampliação das fontes renováveis pelo lado da oferta e aumentar a eficiência pelo lado da demanda.

No contexto brasileiro do setor elétrico, os diversos mecanismos para redução de emissões se voltaram historicamente para as fontes e oferta de energia, com algumas exceções. Estas ações resultaram em uma matriz elétrica predominantemente renovável. No passado mais recente, destacam-se o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), Leilões de fontes alternativas e de reserva, o *net metering* (Sistema de Compensação de Energia, normatizado pela Resolução ANEEL nº 482/2012) e Programas de Eficiência Energética da ANEEL (PEE) e Selo PROCEL. Cabe destacar que, em muitos casos, os mecanismos não tinham o objetivo inicial de reduzir emissões.

No âmbito dos combustíveis, o Brasil estabeleceu diversas políticas de incentivo à produção e uso de biocombustíveis, como o Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel (PNPB), o Programa Nacional do Alcool (PROALCOOL), na década de 1970, e, mais recentemente, o RenovaBio. Desta forma, o País tem se colocando entre os maiores produtores e consumidores de biocombustíveis no mundo. Destaca-se que estas políticas foram impulsionadas por questões de segurança energética, principalmente, e ambientais relativas ao aquecimento global. Ressalta-se, ainda, o Programa Rota 2030 - Mobilidade e Logística, lançado em 2018, que estabelece uma série de obrigações de eficiência energética, segurança e sustentabilidade para o setor automotivo, tendo como contrapartida benefícios tributários, para os aderentes ao programa.

Desafios para o Tomador de Decisão no Setor de Energia

1. *Manutenção da elevada participação de fontes não-emissoras na matriz energética*

As políticas públicas adotadas pelo Governo Federal ao longo dos anos, associadas às condições naturais do país, possibilitaram que o Brasil apresentasse uma grande participação de fontes energéticas renováveis (45% em 2018), que apresentam baixa emissão. Destacam-se a fonte hidráulica, os derivados da cana, assim como o crescimento da participação de fontes renováveis de alta variabilidade, como a eólica e a solar, nos últimos anos. Desta forma, o desafio é manter o aproveitamento dos recursos renováveis do país, mantendo a alta renovabilidade da matriz nacional, visto que é uma das opções mais promissoras para um futuro energético de baixo carbono.

2. *Construção de desenho para a transição para economia de baixo carbono*

Em resposta à vasta gama de oportunidades à sua disposição, ainda que com custos e benefícios bastante variados, cabe ao Brasil escolher as ações mais custo-efetivas, evitando apostas concentradas aparentemente mais promissoras, mas que podem levar ao risco de trancamento tecnológico, quando se deixa de investir em soluções alternativas potencialmente superiores. Dessa forma, o desenho da transição para economia de baixo carbono deve almejar ser vantajoso, abrangente e inclusivo, mantendo os preceitos de segurança energética, de forma a incorporar novas alternativas que reduzam a intensidade de carbono na economia, tais como eficiência energética, resposta da demanda, recarga inteligente, *smart grid*, além de considerar o uso de biocombustíveis, as possibilidades de eletrificação dos transportes e o desenvolvimento de cidades inteligentes.

Recomendações

1. *Produzir curva de custo de abatimento de emissões de GEE*

No sentido de atender aos compromissos internacionais (ainda que não vinculantes) e priorizar a competitividade da economia nacional, é relevante realizar um inventário das atividades, em todos os setores, para confirmar seus potenciais de contribuição e os custos de transação. O objetivo é assegurar a efetiva noção das medidas capazes de remover as barreiras que atualmente impedem a implantação das atividades de mitigação de baixo custo, em particular, ações de eficiência energética, que reduzem o consumo e os gastos com energia.

2. *Promover contínua avaliação de alternativas para o posicionamento nacional em negociações internacionais sobre combate às mudanças climáticas.*

Reforçar os estudos do Plano Nacional de Energia como instrumento de revisão e aperfeiçoamento contínuos da estratégia de longo prazo para descarbonização do setor energético brasileiro no longo prazo, tomando em consideração o as trajetórias mais custo-efetivas para o país, observando diretrizes estratégicas de longo prazo. Avaliar a combinação de instrumentos tais como Comando e Controle (normas, padrões etc.), Incentivo ao Mercado (precificação do carbono, comércio de certificados de emissão), além de políticas diferenciadas em termos tributários e de financiamento.

3. *Monitorar as políticas de mitigação para o setor de energia*

Estabelecer monitoramento das políticas públicas voltadas à descarbonização da matriz energética brasileira, provendo insumos para avaliação de efetividade das mesmas e identificando pontos de ajuste.

4. *Estruturar novos produtos, fomentar ações de eficiência energética e inovação relacionados com mitigação*

O Renovabio é um exemplo de criação de novos produtos, como o Crédito de Descarbonização (CBIO), com o intuito de obter a gradual descarbonização da matriz energética por meio de mecanismos de mercado. No caso do setor elétrico, deve-se avaliar a estruturação de mecanismos de mercado e inovações na rede elétrica de transmissão e distribuição do Sistema Interligado Nacional que viabilizem matriz elétrica ainda menos emissora, como certificados de energia limpa. Adicionalmente, deve-se buscar desenvolver mecanismos que potencializem a adoção de medidas de eficiência energética, haja vista a boa relação custo-benefício para mitigação de emissões. Nesse sentido, implementar e fomentar as ações preconizadas pelo Plano Nacional de Eficiência Energética, bem como aquelas a serem apontadas pelo Plano Decenal de Eficiência Energética (PDEF).

Além disso, deve-se buscar inserir planejamento com redes de pesquisa e inovação sobre o tema, além de aprimorar o modelo regulatório e comercial na direção de induzir as escolhas dos agentes que levem à maior eficiência na

produção e consumo de energia por meio de inovações (tecnológicas, de processo, de mercado ou regulatórias) que estejam condizentes com estratégias de adaptação.

5. *Mapear as iniciativas, banco de informações e riscos associados à transição para economia de baixo carbono*
Entende-se como necessário o mapeamento de políticas, planos e programas capazes de contribuir para uma transição energética. Este mapeamento abrangente pode orientar ações para internalização das externalidades relativas à emissão de carbono. A elaboração de mapa dos riscos e o apoio ao desenvolvimento de ações necessárias para a implementação da transição para economia de baixo carbono são desejáveis e monitoramento dos seus resultados.
6. *Articular com outros setores e tomadores de decisão na área para garantir a coerência e consistência das políticas para implementação de medidas de descarbonização*
A economia de baixo carbono extrapola o setor de energia e implica transformações na estrutura produtiva. Importante haver uma sinergia entre as políticas energéticas e os demais setores para a condução do processo de descarbonização.
7. *Estimular as possibilidades que o uso do hidrogênio permite para a descarbonização de setores como: transportes, indústria química, residencial, bem como de geração de matéria prima “limpa” para a indústria, como por exemplo, o setor de siderurgia, entre outros. É importante destacar que, de acordo com o Hydrogen Council, o hidrogênio é a base da transformação energética, podendo contribuir com as mudanças necessárias para reduzir as emissões de CO2 em 60% até 2050, considerando um aumento da população mundial para aproximadamente 11 bilhões de pessoas.*

Mapa do Caminho - Descarbonização

Desafios	Recomendações		
	2020 - 2030	2030 - 2040	2040 - 2050
Manutenção da elevada participação de fontes não-emissoras na matriz energética	Produzir curva de custo de abatimento de emissões de GEE		
	Estruturar novos produtos, fomentar ações de eficiência energética e inovação relacionados com mitigação		
	Monitorar as políticas de mitigação para o setor de energia		
Construção de um desenho para a transição para economia de baixo carbono	Mapear as iniciativas, banco de informações e riscos associados à transição para economia de baixo carbono		
	Articular com outros setores e tomadores de decisões relacionados ao tema para garantir a coerência e consistência das políticas para implementação de medidas de descarbonização		

Descentralização

Os fenômenos tecnológicos recentes como a digitalização, a internet das coisas e a inteligência artificial trazem impactos significativos sobre a sociedade e seus efeitos alterarão profundamente os transportes, a energia e a comunicação. Associado a estes fenômenos, verifica-se em todos os setores um processo de descentralização dos fluxos de informações, das decisões de investimento, da produção e provimento de serviços. A utilização de trabalho à distância por muitas categorias profissionais, em decorrência da crise do COVID-19, demonstrou o sucesso da infraestrutura existente, o que possibilita repensar a gestão desse ambiente virtual e seus efeitos quanto aos custos e benefícios do sistema presencial, podendo estimular a busca por moradias maiores e mais distantes, acarretando no espraiamento residencial e na descentralização do consumo.

Além dos recursos energéticos distribuídos (RED), com destaque para a geração fotovoltaica distribuída, tem-se a propagação de sistemas digitais que possuem autonomia para tomar decisões de forma descentralizada na chamada Indústria 4.0 e também a utilização do *blockchain*, que usa a descentralização como medida de segurança e potencializa a realização de transações *peer-to-peer*.

No setor elétrico, as novas possibilidades criadas pelas mudanças tecnológicas ampliarão de forma significativa a oferta de serviços. Além disso, permitirão que novos provedores de serviços, incluindo consumidores e prossumidores, tenham papel cada vez mais ativo sobre os sistemas energéticos. Este papel ativo dos agentes se manifestará em decisões descentralizadas, trazendo mais complexidade e desafios ao setor. Isso se reflete, por exemplo, no cronograma de redução progressiva do limite para escolha do provedor de energia estabelecido pela Portaria MME n. 465/2019, que atinge 500kW já em 2023, e determina que se estudem medidas para permitir a abertura do mercado na baixa tensão. Neste sentido, tanto o fluxo de informações, quanto as decisões de operação e de planejamento se tornarão mais descentralizados e impactarão significativamente o sistema atual.

A descentralização no setor elétrico pode ser analisada sob três dimensões:

- (i) Tecnológica, cujos desafios estão relacionados à complexidade para operação dos recursos de forma sinérgica,
- (ii) Desenhos de mercado, que tem como desafio a criação de um ambiente capaz de induzir à decisão eficiente dos agentes, e
- (iii) Novos negócios, cujos maiores obstáculos estão ligados ao papel da distribuição e ao surgimento de novos agentes. Assim, nos horizontes de médio e longo prazo, as três dimensões se desdobram nos seguintes desafios.

Embora a descentralização usualmente seja associada aos aspectos tecnológicos do setor elétrico, há também interfaces e dimensões de descentralização que envolvem outros setores, em particular, os biocombustíveis líquidos e o biogás em plantas de pequena escala, o que representa mudança de paradigma e uma descentralização para o setor de combustíveis. Esta descentralização pode ser especialmente relevante no contexto brasileiro, dado o grande potencial de aproveitamento dos resíduos urbanos e agrícolas. Além do setor agropecuário, vislumbra-se também um forte potencial para ampliação da produção de biogás e biometano a partir de resíduos urbanos, em modelos descentralizados, com benefícios que extrapolam os setores energéticos. Entretanto, a concretização destes cenários depende de outros fatores, como a competitividade dos recursos e superação de diversos desafios.

Desafios para o Tomador de Decisão no Setor de Energia

Setor Elétrico

1. Nova realidade de operação dos sistemas de distribuição

A inserção dos RED em um ambiente orientado aos requisitos implica uma maior quantidade de agentes e requer um papel cada vez mais proativo das transmissoras e distribuidoras na gestão e operação das redes. Por exemplo, a reformulação dos modelos de negócio pode envolver oferecimento de serviços de rede e “atrás do medidor” aos usuários das redes. Há também o desafio de criação de novos tipos de agentes, que desenvolverão um portfólio de serviços aos usuários das redes. O desafio de utilização eficiente dos recursos dependerá de troca de informações em tempo real entre distribuidoras, provedores, transmissoras e demais agentes.

2. *Valoração dos novos serviços de forma a maximizar os benefícios sistêmicos para o sistema elétrico*

O novo paradigma mais descentralizado implica a adequada sinalização econômica para os serviços capaz de induzir economicamente os novos investimentos em expansão de oferta de novos serviços e de estimular os consumidores a responderem ativamente, otimizando a operação e os custos. Destacam-se também os aspectos locacional e temporal diversos dos serviços elétricos. Assim, há o desafio de criar desenhos de mercados que permitam que o valor dos serviços reflita as restrições das redes e os momentos de escassez de recursos.

Setor de Combustíveis

3. *Redução de assimetrias de informação para engajamento de stakeholders*

Uma base de informações reduzida, assim como falta de divulgação adequada acerca da viabilidade e competitividade de projetos de pequena escala para biocombustíveis líquidos e biogás no contexto nacional, pode ser barreira relevante para o engajamento dos *stakeholders*, sobretudo dos potenciais agentes financiadores.

4. *Coordenação entre políticas públicas para potencializar projetos de pequena escala*

Dado que os potenciais benefícios ambientais e sociais da produção de biocombustíveis líquidos, biogás e biometano a partir de resíduos em pequena escala alcançam diversos setores, é necessário que as políticas setoriais e as estratégias nacionais estejam alinhadas para permitir o desenvolvimento do mercado, otimizando os recursos e potencializando os resultados. Por exemplo, arranjos capazes de alavancar a produção de biometano e biocombustíveis de pequenos produtores trazem o desafio de criação de modelos inovadores de negócio, que podem incluir agentes agregadores da oferta, e redesenho dos modelos de negócio relacionados aos serviços de transporte, por exemplo.

Recomendações

Setor Elétrico

1. *Definir a granularidade das informações entre distribuidoras, prosumidores e demais agentes.*

Com o aumento da descentralização dos recursos energéticos haverá uma necessidade crescente de troca de informações em tempo real entre os agentes para que seja possível orientar, através de sinais de preços, a utilização destes recursos de forma a maximizar os benefícios sistêmicos. Entretanto, no estágio atual de desenvolvimento do mercado, deve-se reconhecer que há um *trade-off* entre custos para a obtenção das informações desses agentes pulverizados e o nível de granularidade das informações trocadas entre os agentes. O surgimento de agentes agregadores poderá auxiliar nos desafios relacionados à granularidade das informações. De toda forma é desejável estabelecer um *roadmap* com expectativas sobre troca de informações em tempo real e o nível de granularidade necessárias para cada fase do desenho de mercado que se deseja obter, para ajudar os participantes a se prepararem para essas novas etapas.

2. *Separar os serviços de distribuição e comercialização em diferentes agentes, com novos modelos de remuneração para os serviços de distribuição.*

A separação destes serviços em diferentes agentes possibilita que a distribuidora possa focar nas atividades de operação, com vistas à sustentabilidade dos serviços de rede e a eficiência alocativa, em um modelo de remuneração dos serviços de distribuição que não seja vinculada à compra de energia. Atualmente, a remuneração dos serviços de distribuição é baseada no montante de energia consumida e nos investimentos realizados. O novo paradigma setorial introduz alguns recursos descentralizados que tendem a reduzir o mercado e também os investimentos tradicionais da distribuidora. O prazo para essa medida está estreitamente vinculado, portanto, ao cronograma de redução do limite de tensão para escolha do provedor de energia, tema da Portaria MME n 465/2019.

3. *Alcançar maior integração entre redes de transmissão e distribuição*

Da mesma forma que há o desafio da busca da eficiência por meio da gestão ativa na relação entre as provedoras de serviços de rede e seus prosumidores, há também desafios tecnológicos relacionados à integração entre provedores de serviços de distribuição e transmissão. Esta integração permitirá melhor aproveitamento das sinergias e

coordenação nos sistemas, considerando que nesta nova realidade os tradicionais fluxos unidirecionais são substituídos por fluxos bidirecionais de energia.

4. *Criação de um mercado competitivo orientado aos requisitos dos sistemas em bases isonômicas*

A criação de um mercado competitivo e orientado ao atendimento dos requisitos permitirá a revelação dos valores dos serviços dos recursos. Esta, por sua vez, deve considerar aspectos locais e temporais de seu provimento e sinalizar sua expansão, inclusive dos RED o que reduziria tanto a necessidade de expansão da geração centralizada bem como o acionamento de usinas mais caras. Além disso, A existência de subsídios para fontes ou tecnologias específicas de forma persistente não é compatível com a criação de mercados orientados ao atendimento dos requisitos dos sistemas, pois distorce sinais econômicos.

5. *Criação de mecanismos de compromissos entre as partes para provimento de serviços*

O atendimento de requisitos por meio de recursos distribuídos pode requerer estabelecimento de compromissos entre consumidores, produtores e agregadores. Assim, há a necessidade de estabelecimento de obrigações, benefícios e penalidades para as partes, visando a otimização sistêmica.

Setor de Combustíveis

6. *Desenvolver roadmap para utilização de biometano*

Para que seja possível reduzir as assimetrias de informação e potencializar a inserção de projetos de pequena escala de biocombustíveis líquidos e biogás é necessário coordenar ações que viabilizem os modelos de negócios. Nesse sentido, sugere-se a realização de oficinas técnicas com as indústrias do setor para troca de experiências, bem como nivelamento da experiência internacional. A partir destas interações é necessário definir um *roadmap* para ampliação da utilização do biometano.

7. *Desenvolver sistemas de monitoramento da qualidade dos combustíveis obtidos a partir de resíduos, para a garantia do atendimento das especificações.*

8. *Melhor articulação entre stakeholders em projetos relacionados aos biocombustíveis líquidos e biogás/biometano*

Aumento da articulação entre agentes públicos, privados, centros de pesquisas e universidades relacionados aos biocombustíveis líquidos e biogás/biometano, de forma a aumentar a sinergia e impulsionar o seu desenvolvimento.

Mapa do Caminho - Descentralização

	Desafios	Recomendações		
		2020 - 2030	2030 - 2040	2040 - 2050
Setor Elétrico	Nova realidade de operação dos sistemas de distribuição	Definir a granularidade das informações entre distribuidoras, prosumidores e demais agentes		
		Separar os serviços de distribuição e comercialização em diferentes agentes, com novos modelos de remuneração para os serviços de distribuição		
		Alcançar maior integração entre redes de transmissão e distribuição		
	Valoração dos novos serviços de forma a maximizar os benefícios sistêmicos para o sistema elétrico	Criar mercado competitivo orientado aos requisitos dos sistemas em bases isonômicas		
		Criar mecanismos de compromissos entre as partes para provimento de serviços		
Setor de combustíveis	Redução de assimetrias de informação para engajamento de stakeholders	Desenvolver roadmap para utilização de biometano		
		Desenvolver sistemas de monitoramento da qualidade dos combustíveis obtidos a partir de resíduos, para a garantia do atendimento das especificações		
	Coordenação entre políticas públicas para potencializar projetos de pequena escala	Melhor articulação entre stakeholders em projetos relacionados aos biocombustíveis líquidos e biogás/biometano.		

Comportamento do Consumidor de Energia

Os diversos avanços tecnológicos do setor têm produzido importante alteração no papel dos consumidores. Por exemplo, a difusão dos recursos energéticos distribuídos permitirá que os consumidores sejam agentes cada vez mais ativos no setor, deixando de ser simples usuários de serviços energéticos para assumir maior protagonismo¹. Além disso, tendências como uma maior consciência ambiental, envelhecimento populacional, mudanças climáticas, digitalização, cidades inteligentes, *blockchain*, podem alterar a forma que os indivíduos tomam decisão e se relacionam com o setor energético. Ademais, deve-se destacar também o papel relevante do ambiente regulatório, que associada à mudança de comportamento do consumidor, potencializa o surgimento de novos modelos de negócio no setor energético.

Desta forma espera-se um número crescente de aparelhos com sensores e capacidade de comunicação nas unidades consumidoras de energia, o que irá revelar maior informação sobre padrões de consumo. Este fato deve fortalecer do engajamento do consumidor ao mesmo tempo que possibilita a oferta de novos produtos/serviços para maximizar o aproveitamento dos recursos energéticos distribuídos. Em outras palavras, a conjunção da nova infraestrutura (associada à digitalização), da revelação das preferências individuais do consumidor e da necessidade de adequação dos desenhos de mercado e regulação deverão gerar novos modelos de negócio aumentando a diversidade de agentes. Esta nova dinâmica tem potencial de gerar mudança nos hábitos do consumidor (Figura 19).

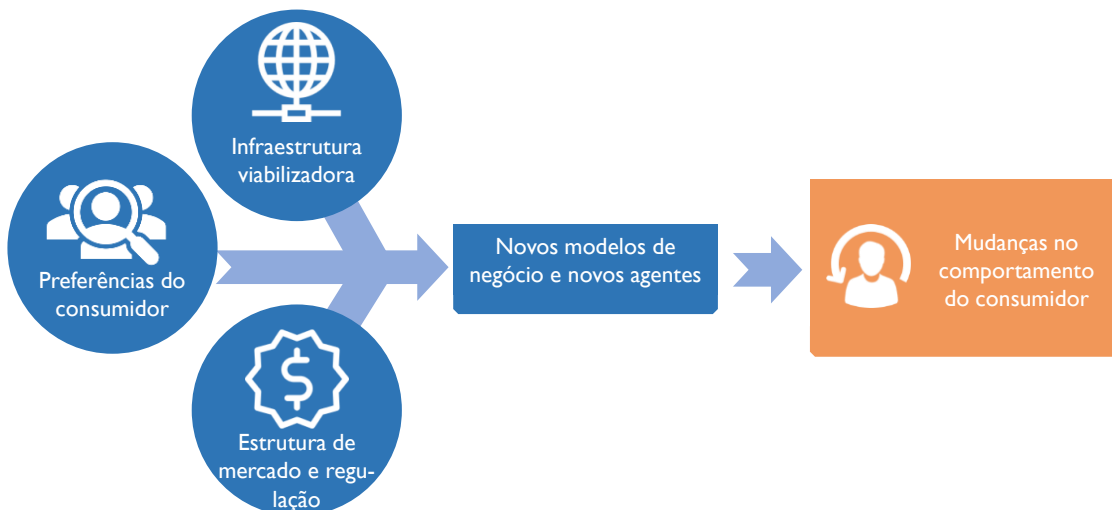


Figura 19 - Mudanças no comportamento do consumidor

Com o objetivo de otimizar o aproveitamento dos recursos energéticos do País de forma sustentável, o desenho de políticas públicas deve considerar não apenas o crescimento do consumo de energia, mas principalmente o novo comportamento do consumidor, cuja evolução envolve incertezas de difícil previsão por parte do planejador. A compreensão do novo papel do regulador e a sua adequada inclusão no desenho de políticas energéticas tornam-se elementos centrais na expansão do setor de energia nos próximos anos.

¹ Esse protagonismo se reflete, inclusive, no cronograma de redução do limite de tensão para escolha do provedor de energia dado pela Portaria MME 465/2019, conforme citado no capítulo anterior, Descentralização.

Desafios para o Tomador de Decisão no Setor de Energia

1. *Compreender os efeitos das mudanças de comportamento do consumidor na evolução da matriz e seus desdobramentos sobre o melhor desenho de políticas energéticas*

O impacto preciso que as políticas públicas terão sobre o comportamento do consumidor é um elemento de difícil previsão pelo planejador. O desenho de políticas energéticas deve considerar não apenas a previsão do comportamento do consumidor, mas também sua evolução ao longo do tempo. Outra possibilidade seria ocorrer a situação inversa, onde uma mudança de comportamento não induzida, promovida por novas tendências, digitalização, descentralização, economia compartilhada e inovação tecnológica, poderia alterar a dinâmica do mercado e, consequentemente a recomendação de política. Particularmente para o transporte de passageiros, devem coexistir o compartilhamento de veículos, os veículos autônomos, bem como a sua eletrificação e o aumento da conectividade. O atendimento às necessidades e anseios das pessoas são os fatores que definirão as preferências do consumidor entre possuir o seu próprio veículo, utilizar o transporte público e contratar os serviços de transporte privado individual ou compartilhado. A multiplicidade de alternativas e a combinação entre elas poderá trazer consequências distintas sobre a demanda de combustíveis líquidos. Dessa forma, torna-se necessário acompanhar o comportamento dos consumidores de energia para que se possam fazer os ajustes ou as proposições necessárias das políticas públicas.

2. *Compreender os efeitos das mudanças de comportamento do consumidor na rede de distribuição de energia elétrica e avaliar implicações para o desenho regulatório ótimo*

O acesso a tecnologias de geração distribuída e de armazenamento introduz ao consumidor uma possibilidade de se desconectar da rede de distribuição. Mesmo se apresentando como uma opção com alto custo associado aos indivíduos, é possível que parte das famílias adotem essa opção por posicionamento independente de viabilidade financeira. Nesse caso, o consumidor poderia estar disposto a pagar um preço-prêmio em razão de um dado produto representar seu engajamento com questões ambientais e sociais, por exemplo. Assim, o desenho de mercado deve ser feito de forma a contemplar a necessidade de engajamento dos consumidores com o objetivo de maximizar os benefícios sistêmicos e alocar custos de forma efetiva.

3. *Ampliação da liberdade de escolha do consumidor de eletricidade na baixa tensão quanto ao seu fornecedor²*

Permitir que cada consumidor possa escolher seu provedor de eletricidade, embora em linha com a maior liberdade de escolha deve ser feita de maneira que a abertura do mercado livre para a baixa tensão leve em conta a alocação apropriada de custos e riscos para não gerar distorções ligadas a possíveis arbitragens regulatórias e não propriamente a escolhas relacionadas ao perfil do consumidor.

4. *Multiplicidade de tomadores de decisão de política com influência sobre o comportamento do consumidor de energia*

No Brasil, muitas instituições governamentais, dentro de sua esfera de atuação, têm a competência de formular e implementar políticas, planos, programas e projetos que podem impactar o comportamento do consumidor de energia, já que a escolha do indivíduo envolve várias dimensões. Portanto, estabelecer um sistema de governança dessas políticas é uma tarefa complexa e que exige estratégia, coordenação e comunicação entre os diferentes atores.

Recomendações

1. *Investir em pesquisas para compreender o comportamento do consumidor de energia brasileiro*

Compreender as mudanças de comportamento dos consumidores, no contexto brasileiro, é um desafio complexo que pode ser atendido pela condução de pesquisas rigorosas. Sugere-se que os desenhos das políticas públicas estejam baseados em evidências, extraídas de avaliações de impacto para teste da confiabilidade e da amplitude da política, de estudos de intervenção para testar a escalabilidade, e de pesquisas sobre a durabilidade dos efeitos. Tais esforços serão necessários para testar as mudanças de comportamento dos consumidores de energia, tanto no curto quanto no longo prazo. Por exemplo, projetos pilotos para compreender o comportamento do consumidor frente ao

² A Portaria MME 465/2019 determina que sejam feitos estudos e propostas medidas para permitir a abertura de mercado na baixa tensão a partir de 2024.

uso de veículos elétricos e do *car sharing* nas grandes cidades, bem como o desenvolvimento de soluções para o aproveitamento de *big data* gerados por veículos, pode ser uma importante ferramenta para avaliar o impacto de mudanças tecnológicas sobre o comportamento, bem como sobre a matriz energética brasileira.

2. *Aperfeiçoar modelos de previsão da curva de carga de energia elétrica*

A maior participação de *prossumidores* com geração fotovoltaica no sistema insere maior variabilidade na geração de eletricidade e agrega maior incerteza ao perfil de carga diária, reduzindo a demanda no meio do dia e acentuando a rampa de carga no final do dia. Nesse sentido, faz-se necessário investir em modelos de previsão do perfil da curva de carga diária de energia elétrica, que incorporem as incertezas associadas a mudanças de comportamento de longo prazo dos consumidores.

3. *Aprimorar a governança institucional sobre iniciativas do governo com efeitos sobre comportamento do consumidor de energia*

Dada a multiplicidade de atores governamentais, dentro de sua esfera de atuação, com competência para formular e implementar iniciativas que afetam o comportamento do consumidor de energia, é necessário aprimorar a governança institucional para melhor coordenação e comunicação entre os diferentes atores, com vistas a otimizar as ações do governo para lidar com mudanças no comportamento do consumidor de energia, abarcando as dimensões do planejamento, regulação e operação do sistema.

4. *Aprimorar marcos regulatórios e desenhos de mercado de energia*

Na medida em que os preços de energia sejam determinados no mercado, políticas de incentivo e desincentivo ao uso de determinadas fontes ou recursos de energia podem impactar a escolha dos indivíduos. Mudanças comportamentais e o maior engajamento dos consumidores, exigirão o aprimoramento dos modelos de negócio e dos marcos regulatórios do setor de energia, bem como a adequada sinalização de preços. Adicionalmente, regulações e desenhos de mercado que garantam a equidade de acesso à energia não-emissoras para as famílias de baixa renda, bem como que promovam mudanças de comportamento, devem ser consideradas. É necessário também que o desenho de mercado deixe claro a alocação de custos de maneira que suas decisões não sejam geradas por arbitragem regulatória, mas sim por seu perfil de consumo. Assim, movimento de maior abertura do mercado de baixa tensão deve ser acompanhado por uma discussão sobre o modelo de concessão das distribuidoras no país, e sua forma de remuneração, de forma a garantir que a atividade de distribuição seja independentemente da escolha do fornecedor da energia.

Mapa do Caminho - Comportamento do Consumidor de Energia

Desafios	Recomendações		
	2020 - 2030	2030 - 2040	2040 - 2050
Compreender os efeitos das mudanças de comportamento do consumidor sobre a evolução da matriz e seus desdobramentos sobre o melhor desenho de políticas energéticas	Investir em pesquisas para compreender o comportamento do consumidor de energia brasileiro		
	Aperfeiçoar modelos de previsão da curva de carga de energia elétrica		
Compreender os efeitos das mudanças de comportamento do consumidor sobre a rede de distribuição de energia elétrica e avaliar implicações para o desenho regulatório ótimo	Aprimorar marcos regulatórios e desenhos de mercado de energia		
Ampliação da liberdade de escolha do consumidor de eletricidade na baixa tensão			
Multiplicidade de tomadores de decisão de política com influência sobre comportamento do consumidor de energia	Aprimorar a governança institucional sobre iniciativas do governo com efeitos sobre comportamento do consumidor de energia		

Economia do Compartilhamento

Nos últimos anos vem crescendo a popularidade dos serviços compartilhados ao redor do mundo. Economia do compartilhamento (*sharing economy*) é o termo comumente utilizado para descrever o modelo de consumo de bens e serviços baseado no compartilhamento entre indivíduos (*peer-to-peer*), geralmente conectados através de uma plataforma *online*. Entre os exemplos mais comuns estão aplicativos que conectam motoristas a passageiros, proprietários de imóveis a hóspedes, restaurantes a clientes, e mesmo vizinhos que desejam emprestar bens.

Esse movimento está relacionado, de um lado, ao grande avanço tecnológico observado nas últimas décadas na estrutura de informação e comunicação, com melhoria da qualidade, na segurança, com redução do custo de acesso à internet e às tecnologias digitais, o que disseminou e barateou a conexão entre indivíduos. Nas próximas décadas essa transformação digital será impulsionada pela introdução da Internet 5G, provendo uma melhora significativa na velocidade de conexão e redução do tempo para receber e enviar informações na rede (latência). De outro lado, o aumento da preocupação com questões ligadas ao uso dos recursos naturais, à poluição e às mudanças climáticas impulsionou a busca por formas sustentáveis de produzir e consumir bens e serviços, a fim de reduzir os efeitos da produção sobre o meio ambiente, aumentando a eficiência e reduzindo as perdas na produção.

O consumo compartilhado vem promovendo significativas mudanças na relação do consumidor com os bens e serviços. Um número cada vez maior de indivíduos vem substituindo a propriedade pelo acesso e a compra pelo aluguel temporário. Além disso, essa modalidade de consumo permitiu ampliar os mercados em que se pode realizar transações diretas entre vendedores e consumidores, sem a figura de um intermediário, ou com participação secundária deste. O uso de uma plataforma *online* potencializou ainda mais esses mercados, permitindo realizar transações a um custo muito baixo e entre uma rede de conexões gigantesca.

Em energia, o avanço da geração distribuída e dos chamados *prossumidores* impulsionou iniciativas de mercados de compartilhamento de energia (*peer-to-peer energy trading*). Internacionalmente, já existem algumas plataformas *online* onde a energia é negociada entre *prossumidores* e consumidores. Esse modelo tem potencial de otimizar o uso do ativo de geração, aumentar a resiliência e a segurança energética (combinados com o desenvolvimento de *microgrids*) e reduzir os gastos com energia dos consumidores de eletricidade. Também contribui para reduzir custos de energia do sistema como um todo ao aumentar a oferta de eletricidade e/ou reduzir a demanda na rede. Além disso, como a geração de energia pelos *prossumidores* tem, em geral, origem em fontes renováveis como solar e eólica, tem o potencial adicional de promover a expansão deste tipo de fonte.

Outro modelo que merece destaque é o da unidade compartilhada, que permite que uma planta de geração de maior porte seja de propriedade de diversos usuários, que recebem créditos de energia proporcionais a sua participação no investimento. Esse modelo, inclusive, já funciona no Brasil através do modelo de micro e minigeração regulamentado pela Resolução 482/2012 da ANEEL.

No setor de transporte, tendências como a mobilidade como serviço e a mobilidade compartilhada também merecem destaque em termos de economia do compartilhamento. Um exemplo de uma nova forma de transporte coletivo ponto a ponto baseado nestas tendências é o *car sharing*, um modelo de compartilhamento de carros por aluguel. Este modelo representa uma possibilidade de redução de posse de veículos por famílias, que, se planejado conjuntamente com a infraestrutura de transportes das cidades, em especial coletivo, pode impactar significativamente a mobilidade e economia nas grandes cidades, o consumo de combustíveis e os níveis de poluição local.

Portanto, a economia do compartilhamento traz, simultaneamente, para o setor de energia do País, grandes oportunidades econômicas e de desenvolvimento e grandes desafios, sobretudo em termos de infraestrutura e ambiente regulatório adequados, os quais devem ser corretamente endereçados a fim de permitir o avanço eficiente desse modelo e o aproveitamento dos seus benefícios potenciais.

Desafios para o Tomador de Decisão no Setor Energético

Além de desafios comuns a outras questões transversais como adequação da infraestrutura de TIC e as alterações no comportamento do consumidor, seguem aqueles relacionados ao tema da economia do compartilhamento.

1. *Necessidade de maior clareza regulatória e segurança jurídica*

Em diversos países, a ausência de regulamentação clara e específica acerca dos serviços compartilhados *online* provocou embates entre empresas gestoras de aplicativos de mobilidade urbana e de aluguel de imóveis para hospedagem e os prestadores tradicionais desses serviços (táxis e hotéis, respectivamente), culminando, inclusive, em paralisação do serviço em alguns países, ainda que temporariamente. As principais discussões giram em torno da categorização desse tipo de serviço e suas consequências sobre benefícios e obrigações, principalmente, tributárias. A ampliação do uso dos serviços deverá ser acompanhada de maior clareza regulatória, normatização do uso dos serviços, segurança jurídica, desenvolvimentos do *e-commerce*, com garantias para os consumidores.

2. *Aumento da complexidade do sistema*

Outro desafio em energia compartilhada está relacionado ao planejamento do sistema. O aumento do número de sistemas de geração distribuída e de trocas diretas *peer-to-peer*, com ou sem a figura de um intermediário, aumentará o grau de complexidade do planejamento e da operação das redes.

Recomendações

1. *Regulamentar o compartilhamento de energia (peer-to-peer energy trading)*

O compartilhamento de energia é uma inovação no sistema de geração relativamente recente. Alguns projetos ao redor do mundo já estão em operação, e a tendência é a entrada de um maior número de novos empreendimentos nos próximos anos. Nesse sentido, tanto no País quanto no resto do mundo ainda há muito debate em termos das formas ideais da estrutura de operação, do modelo de negócios e do ambiente regulatório que devem reger essa modalidade de serviço de energia. Dessa forma, deve-se buscar o diálogo com os demais países e considerar as peculiaridades do Brasil para regulamentar a atividade de compartilhamento de energia no País.

2. *Aprimorar a operação e o planejamento do setor elétrico para ter em conta efeitos de economia mais compartilhada*

Deve-se buscar a atualização contínua dos métodos e técnicas de monitoramento, operação e planejamento do sistema elétrico que permitam acompanhar a crescente complexidade das redes em função das entradas de novas tecnologias como as promovidas pela geração distribuída individual e compartilhada. A atividade da distribuidora de energia elétrica (e eventualmente de Operadores do Sistema de Distribuição) precisa ser evidenciada, com a promoção de sua interface com Operador Nacional do Sistema Elétrico.

Mapa do Caminho - Economia do Compartilhamento

Desafios	Recomendações		
	2020 - 2030	2030 - 2040	2040 - 2050
<i>Necessidade de maior clareza regulatória e segurança jurídica</i>	<i>Regulamentar o compartilhamento de energia (peer-to-peer energy trading)</i>		
<i>Aumento da complexidade do sistema</i>	<i>Aprimorar as técnicas de monitoramento, planejamento e operação do sistema para ter em conta efeitos de economia mais compartilhada</i>		

Digitalização na Produção e Uso de Energia

A perspectiva de maior digitalização na produção e uso de energia, por meio da maior difusão das tecnologias de informação e comunicação (TIC), está associada à evolução da conectividade, coleta e análise de grande quantidade de dados e da automação.

No tocante ao uso da energia, conforme demonstrado durante a crise do COVID-19, a infraestrutura de TIC já permite a realização do trabalho à distância para muitas categorias profissionais. A gestão desse ambiente de trabalho virtual pode alterar os custos institucionais e a mobilidade, desde os congestionamentos diários até as viagens a negócios, com chances de reduzir a densidade urbana das megalópoles e, com isso, contribuir para o conceito de descentralização da produção e uso da energia.

A digitalização dos sistemas de energia, desde a exploração e produção de petróleo e gás natural, dutos, refinarias, passando por sistemas agrícolas para bioenergia, toda a logística de distribuição de combustíveis, unidades consumidoras das mais diversas, como plantas industriais e embarcações até residências e veículos, traz oportunidades e potenciais enormes de incremento na eficiência desses sistemas. A prospecção e criação de negócios baseados na apropriação desses ganhos de eficiência tem ditado uma competição e inovação transformadoras em ritmo acelerado, como, por exemplo, a maior abertura e a maior liquidez que podem ser promovidas pela criação de sistemas digitalizados de negociação, com revelação de preços e transparência de informações em tempo real. Isto pode ser aplicado ao setor de gás natural (*hubs* virtuais com plataforma eletrônica), como ocorre em diversos países, mas ainda não implementado no Brasil.

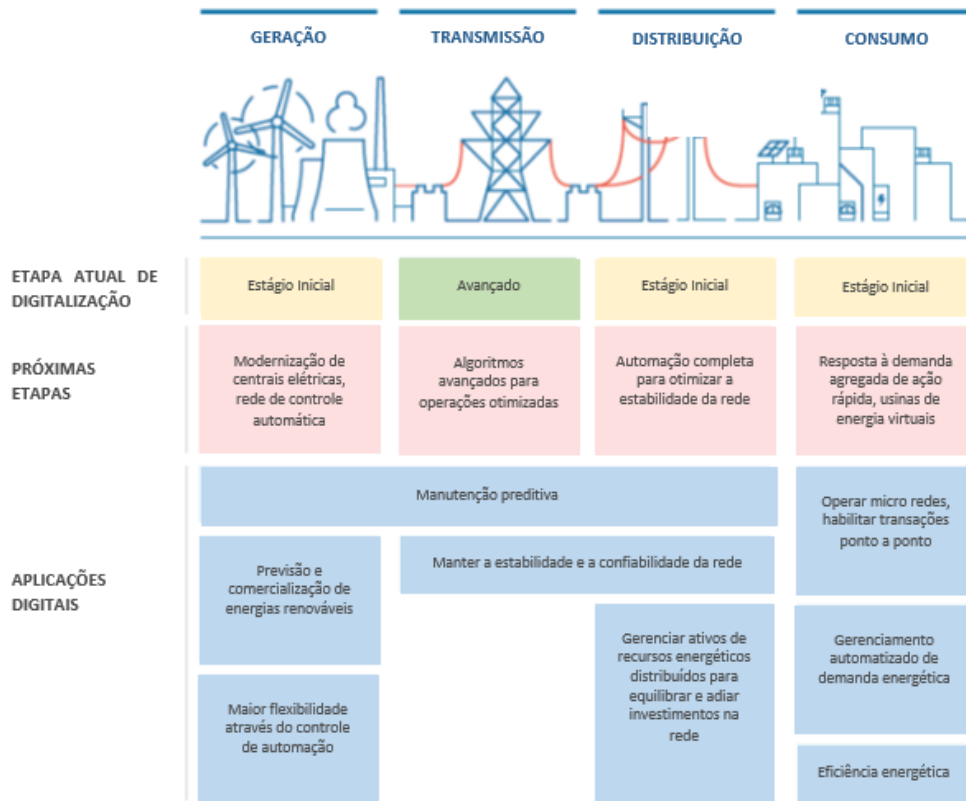
Embora não se possa descartar *a priori* uma transformação digital em outros setores energéticos, o setor elétrico tem grande propensão de que a digitalização modifique profundamente a estrutura do mercado e as transações, a forma de uso da infraestrutura e relação dos consumidores com esse sistema. Em última análise, tal revolução digital levará à criação, no setor elétrico, de redes inteligentes que permitirão maior capacidade de observação, melhor controle dos ativos e do seu desempenho, análise de dados a partir da operação do sistema e um sistema elétrico mais responsivo a variações de preços.

Aliada aos chamados recursos energéticos distribuídos, a digitalização pode auxiliar em criar condições para a operação confiável e eficiente em contexto de maior relevância do consumidor no funcionamento do sistema. Nesse sentido, a implantação dos medidores inteligentes, ao propiciar o fluxo bidirecional de energia, melhor gerenciamento do perfil de consumo e possibilitar a resposta da demanda, é uma das variáveis-chave para a descentralização da operação do sistema elétrico e para a criação de novas oportunidades de negócios de energia no varejo.

Esta visão de futuro já está se tornando realidade em vários países e alcançará o Brasil em maior ou menor ritmo a depender das políticas formuladas e do ambiente regulatório. Há que se reconhecer os inúmeros benefícios da digitalização, todavia também os elevados custos de investimento necessários, trazendo para a pauta a discussão sobre quem assume tais custos e como se compartilham os benefícios de forma justa.

A crescente digitalização na produção e uso de energia possibilitará novas oportunidades em termos de novos negócios, estrutura tarifária e de preços mais eficiente e o gerenciamento mais adequado dos diversos perfis de consumos. Por suas alterações profundas, é recomendável acompanhar o ritmo de implantação de medição inteligente e monitorar possível impacto das novas tecnologias (*IoT*, computação na nuvem, *big data*, *data analytics*, inteligência artificial, *blockchain*, etc.) sobre o setor de energia, incluindo análise em estudos de planejamento. Por outro lado, desafios novos também aparecerão, como a vulnerabilidade a ataques cibernéticos, *vis-à-vis* o custo da segurança da informação, e o novo papel da operação centralizada na integridade do sistema elétrico.

Aplicações



Fonte: Adaptado de IRENA (2019b)

Figura 20 - Maturidade e Aplicações da Digitalização no Setor Elétrico

Desafios para o Tomador de Decisão no Setor de Energia

1. Adequação da Infraestrutura de TIC no Setor Elétrico

É fundamental para garantir a conectividade de grande número de agentes (geradores, operadores de rede e consumidores finais) e equipamentos. Um dos elementos centrais desta infraestrutura no caso do setor elétrico é a implantação massiva de medidores inteligentes, necessários para medir o fluxo de energia, computar a contribuição dos serviços dos recursos distribuídos e prover maior flexibilidade à demanda. A alocação dos elevados custos de investimento e a gestão das redes, bem como a apropriação dos benefícios, são questões que demandam atenção. Outra questão relevante é relacionada à integridade da rede frente a ameaças diversas. A digitalização aumentará a complexidade da rede e a tornará mais vulnerável a riscos, tais como eventos da natureza (tempestades geomagnéticas), incidentes (devido à maior complexidade dos sistemas) e ataques cibernéticos. O desafio é montar linhas de defesa que possam evitar interrupções prolongadas de fornecimento e aumentem a resiliência do sistema. Eventualmente, soluções candidatas de segurança da informação podem estar acompanhadas de elevados custos de implantação ou operação, a exemplo de algumas tecnologias de *blockchain*, cuja integridade das operações ocorridas em ambiente virtual é garantida ao custo de elevado consumo de energia elétrica no processo de mineração de dados. Este fato que pode tornar a adoção de determinadas tecnologias digitais menos atrativa.

2. Integração de tecnologias de redes inteligentes mantendo a confiabilidade no fornecimento

A implantação de redes inteligentes permite o melhor aproveitamento de novas tecnologias (GD, resposta da demanda, armazenamento e veículos elétricos), mas, ao mesmo tempo, pode criar problemas de coordenação entre diversos atores em relação à confiabilidade no fornecimento. Em particular, ao incentivar mais descentralização,

com transações ponto a ponto (*peer-to-peer*), utilizando tecnologias como *blockchain*, a digitalização pode subverter os atuais arranjos comerciais do mercado elétrico, desde que ganhem escala suficiente. Em outra dimensão, novas tecnologias demandam novos procedimentos de operação e planejamento, exigindo maior flexibilidade e análises mais sofisticadas e com maior detalhamento em termos metodológicos.

3. *Implantação de gerenciamento dos dados do setor elétrico*

O aumento da quantidade de dados dos consumidores decorrente do uso de aparelhos com dispositivos inteligentes gerará a necessidade de definir quem tem os direitos de utilização desses dados e com quais propósitos. Os agentes com acesso a dados de consumidores precisam estar submetidos a políticas de privacidade e de segurança de informação que precisam ser discutidos com autoridades com atuação na área. Por outro lado, dados desidentificados ou agregados de uso de energia podem ajudar a melhorar compreensão sobre sistemas energéticos. O desafio é equilibrar questões de privacidade com promoção de inovação e necessidades operacionais das distribuidoras e o amplo potencial transformador da digitalização.

4. *Risco de aumento da mobilidade individual com maior quantidade de opções de mobilidade nas cidades*

A conectividade, automação e eletrificação podem remodelar a questão da mobilidade urbana. Os impactos líquidos sobre o uso da energia dependerão da relação entre ganhos de eficiência (redução de custos) e efeitos rebote. Para evitar que o usuário aumente demanda por mobilidade individual graças ao aumento das opções de mobilidade, é necessário aumentar a atratividade de opções de mobilidade compartilhada.

5. *Riscos associados à segurança cibernética*

À medida que se avança na digitalização na produção e uso da energia, com ampliação da conectividade e avanço do uso de sistemas digitais na automação das redes elétricas, aumenta a vulnerabilidade a ataques e acesso a informações e operações de dispositivos do sistema. O desafio é desenvolver sistemas de proteção específicos para o setor elétrico que impeçam danos decorrentes de ataques dessa natureza.

Recomendações

1. *Aprimorar marco regulatório e desenho de mercado*

A digitalização tem o potencial de construir novas arquiteturas de sistemas interconectados de energia, inclusive derrubando fronteiras entre demanda e oferta. Cria-se, com isso, necessidade de ter um marco regulatório e um desenho de mercado que distribuam os custos e benefícios de forma adequada por meio de incentivos corretos para operadores, consumidores e produtores. Em particular, é necessário implantar uma regulação tanto ativa (para incentivar a competição, buscando maior harmonização e padronização de comunicação e protocolos de dados para permitir maior e melhor conectividade) como antecipativa (com flexibilidade suficiente para permitir uma fácil incorporação de inovações tecnológicas que beneficiem a sociedade). Nesse sentido, uma questão a ser endereçada é a eventual concentração de coleta e o processamento de dados em poucas grandes empresas possam levar a poder de mercado com possíveis impactos sobre concorrência. Há a necessidade de prover nivelamento das condições de competição por meio de plataformas tecnologicamente neutras e também isonômicas em relação aos equipamentos de inserção no mercado (medidores e redes inteligentes).

2. *Garantir a interoperabilidade efetiva dos equipamentos*

Um passo fundamental para permitir maior interação entre equipamentos, agentes e sistemas digitalizados de energia e transporte é estabelecer sua interoperabilidade. A padronização dos dispositivos conectados é crucial para conectividade ser ampliada e, idealmente, deve basear-se nas sinergias entre os vários atores, em vez de levar à fragmentação do mercado e à duplicação de esforços. A falta de interoperabilidade dos equipamentos e sistemas pode ser uma barreira para o uso efetivo de novas tecnologias. Por outro lado, a definição de padrões excessivamente estreitos ou que possam se mostrar onerosos ou conflitantes, ao contrário, poderiam desacelerar a implantação de inovações e tecnologias. Formuladores de políticas têm um papel a desempenhar no incentivo ou orientação de padronização suficiente para que os consumidores mantenham uma ampla opção de mercado e não fiquem presos a produtos que sejam interoperáveis apenas com outros produtos do mesmo fabricante ou que sejam baseados nos mesmos protocolos.

3. *Aprimorar a operação e o planejamento do setor elétrico para ter em conta maior digitalização na produção e uso da eletricidade*

Novas tecnologias demandam novos procedimentos de operação e planejamento, exigindo maior flexibilidade e análises mais sofisticadas e com maior granularidade, em termos metodológicos.

4. *Articular com autoridades da área de segurança da informação e proteção de dados para estabelecer maior resiliência digital do sistema de energia e privacidade da informação*

A melhoria da resiliência digital do sistema, por meio de maior integração com P&D tecnológico, mercados e políticas, é vital para sua rápida adaptação ao nível desejado de estabilidade, preservando a continuidade das operações da infraestrutura crítica, com responsabilidade e tarefas claras para cada agente. Pode ser necessária a criação de um fórum seguro para compartilhamento de informação de ameaça cibernética dentro do setor de energia. O MME pode coordenar iniciativas público-privadas para sistemas de energia mais resilientes aos riscos digitais, buscando ainda, junto com autoridades ligadas ao tema, cooperação internacional. Outro ponto diz respeito à questão de privacidade e segurança da informação. Há um *trade-off* entre a divulgação da informação sem comprometer a confidencialidade e o monitoramento do impacto de políticas públicas. Os dados podem ser tornados anônimos por meio de agregação ou pela limitação da granularidade de dados adicionando um intervalo de tempo. Na questão da segurança, países devem buscar altos padrões de proteção contra crimes cibernéticos, especialmente por redução de vulnerabilidades e de tempo de resposta a ataques ao sistema. Essas questões devem ser tratadas em conjunto com autoridades de proteção de dados.

5. *Articular com autoridades da área de mobilidade urbana para estabelecer maior atratividade de opções mais eficazes de mobilidade*

É necessário buscar as sinergias com modos de transporte de massa e veículos compartilhados, ampliar a digitalização e dados abertos (baixar custo de conexão e serviços associados), bem como investir em telemática e reorganização de espaços públicos (cidades polinucleadas) a fim de destruir demandas desnecessárias por mobilidade. Além disto, a digitalização e a impressora 3D podem também reduzir demanda por mobilidade, pois torna-se possível enviar um programa para produzir um bem na impressora 3D ao invés de transportar o bem. A digitalização também permite a operação remota de um serviço, evitando deslocamentos dos usuários deste serviço. Um exemplo disto pode ser a realização de serviços médicos especializados por robótica/andróide ou médicos menos especializados. Isso permitirá que um hospital em uma pequena cidade ofereça um serviço cardiológico equivalente ao de uma grande metrópole, evitando o deslocamento do paciente e a demanda por mobilidade. A articulação com autoridades da área de mobilidade urbana é fundamental para maior discussão de opções mais eficazes de deslocamento da população com vistas a melhor

6. *Desenvolver mecanismos regulatórios para desenvolvimento e inclusão de sistemas de proteção a ataques cibernéticos*

A construção de mecanismos regulatórios para o desenvolvimento de sistemas de proteção de infraestruturas críticas do setor elétrico contra ataques cibernéticos é necessária. Tais mecanismos deverão visar tanto a ampliação dos padrões de segurança da operação e manutenção de dados, quanto a preservação do equilíbrio econômico-financeiros das empresas e impacto tarifário para os consumidores.

Mapa do Caminho - Digitalização na Produção e Uso de Energia

Desafios	Recomendações		
	2020 - 2030	2030 - 2040	2040 - 2050
<i>Adequação da Infraestrutura de TIC no Setor Elétrico</i>	<i>Aprimorar marco regulatório e desenho de mercado</i>		
<i>Integração das tecnologias de redes inteligentes mantendo a confiabilidade no fornecimento</i>	<i>Garantir a interoperabilidade efetiva dos equipamentos</i>		
	<i>Aprimorar a operação e o planejamento do setor elétrico para ter em conta maior digitalização na produção e uso de eletricidade</i>		
<i>Implantação de gerenciamento dos dados do setor elétrico</i>	<i>Articular com autoridades da área de segurança da informação e proteção de dados para estabelecer maior resiliência digital do sistema de energia e privacidade da informação</i>		
<i>Risco de aumento da mobilidade individual com aumento de quantidade de opções de mobilidade nas cidades</i>	<i>Articular com autoridades da área de mobilidade urbana para estabelecer maior atratividade de opções mais eficazes de mobilidade</i>		

Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação

O avanço da digitalização da economia e da indústria 4.0 ao redor do mundo vem aumentando a necessidade de transformação da economia brasileira na direção de maior desenvolvimento tecnológico. Essa transformação dependerá da capacidade do País em:

1. Monitorar, aprimorar e ampliar seus investimentos em Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I), uma vez que o aporte feito atualmente se encontra aquém dos praticados por países desenvolvidos ou países de grande base tecnológica;
2. Converter os investimentos de P&D em produtos e patentes;
3. Ter mecanismos adequados de financiamento da inovação; e
4. Desburocratizar e reduzir tempo médio dos processos associados a PD&I a concessão de patentes e de propriedade intelectual para padrões internacionais.

A Lei n. 9.991/2000, que dispõe sobre os investimentos em P&D e em eficiência energética no setor de energia elétrica, prevê a destinação de parte dos recursos ao MME, a fim de custear os estudos e pesquisas de planejamento da expansão do sistema energético, bem como os de inventário e de viabilidade necessários ao aproveitamento dos potenciais hidrelétricos. Contudo, os investimentos em PD&I serão cruciais para enfrentar o desafio de implementar a transição energética na matriz. Essas práticas poderão contribuir para a superação de barreiras tecnológicas, econômicas, sociais e ambientais, criando e difundindo produtos, serviços e modelos de negócio. Considerando a importância desses investimentos e as peculiaridades do setor energético no Brasil, foram instituídas as cláusulas de investimento em PD&I nos marcos regulatórios dos setores de energia. Nesse sentido, o desafio que se coloca está relacionado a criar as condições para que as potencialidades relacionadas ao desenvolvimento tecnológico nas áreas relacionadas à digitalização da economia, inserção dos recursos energéticos distribuídos, modernização do setor elétrico, biocombustíveis novos combustíveis sintéticos e eficiência energética, sejam desenvolvidas e beneficiem a todos os agentes do setor.

A multiplicidade de questões advindas de mudança dos paradigmas tecnológicos setoriais vai requerer uma melhor priorização das linhas de PD&I com potencial mais promissor. O alinhamento com a estratégia de longo prazo do MME, após amplo diálogo com a sociedade, é fundamental para oferecer o critério mais nítido das prioridades do setor.

Desafios para o Tomador de Decisão no Setor de Energia

1. *Garantia da efetividade das ações de PD&I na área de energia*

As ações de PD&I nem sempre resultam na criação de novos produtos e patentes e por vezes resumem-se a aquisição e operação de equipamentos de novas tecnologias, ou ao excesso de foco no investimento em pesquisa básica e aplicada, o que não necessariamente leva à inovação, ainda que propicie disseminação de conhecimento. Assim, o desafio consiste em assegurar que as pesquisas sejam direcionadas ao conhecimento de fronteira, ainda pouco explorado, priorizando resultados de aplicação prática, com foco na criação e no aperfeiçoamento de produtos, processos, metodologias e técnicas capazes de responder aos desafios do setor.

2. *Aprimoramento do sistema de inovação ligado ao setor de energia*

O Brasil possui muitas ações de PD&I fragmentadas, havendo deficiências na coordenação adequada entre os diversos agentes que promovem e realizam essas inovações. Políticas e regulação, financiamento, recursos humanos, desenhos de mercado e comunicação, bem como a ação de diferentes agentes (governo, setor privado, universidades, centros de pesquisas, etc.) e as atividades em nível municipal, estadual e federal precisam ser integrados em um único ecossistema com vistas a estimular a inovação, por meio do estabelecimento de uma governança que contemple essas dimensões.

Recomendações

1. Mapear os investimentos em P&D na área de energia com estruturação de banco de dados

Embora o Brasil invista recursos significativos em P&D na área de energia, ainda não existe hoje uma base de dados abrangente e estruturada que consolide as informações sobre o destino dos investimentos em P&D na área de energia. Isso dificulta a avaliação da efetividade dos investimentos, a comparação com outros países e a elaboração de estratégias de ação para melhorar os resultados. A estruturação de banco de dados por meio de uma plataforma pública e integrada, sob a coordenação do MME, que busque apresentar os resultados de projetos realizados possui o potencial de melhorar a difusão de conhecimento entre os agentes e permitir a elaboração de diagnósticos capazes de melhor orientar as políticas públicas na área de PD&I voltadas para o setor energético. De forma complementar ao mapeamento e monitoramento dos investimentos públicos e publicamente orientados, convém mapear a efetiva aplicação dos recursos previstos em lei (por exemplo, verbas previstas na Lei nº9.991/2000), bem como os investimentos feitos pelo setor privado. Como exemplo, o levantamento sobre os investimentos do setor elétrico e os temas em avaliação, bem como as propostas de hierarquização, realizado pelo CGEE para a ANEEL (CGEE, 2019), os resultados do projeto Energy Big Push³ e do relatório de avaliação do Programa de P&D da ANEEL⁴ representam iniciativas nesta direção. Uma base de dados estruturada também permitirá conectar investimentos dentro e fora do país, abrindo espaço para maior cooperação internacional.

2. Difundir experiências e conhecimento a partir de projetos de PD&I no setor de energia.

Além da estruturação de banco de dados, é necessário articular uma rede de difusão de experiências e conhecimento a partir de projetos de PD&I no setor de energia. É notório que há importante assimetria do conhecimento tecnológico no sistema de inovação. Frequentemente, soluções tecnológicas dominadas por certos atores são desconhecidas para outros potenciais usuários. Além disso, embora os resultados de programas de P&D sejam públicos, nem sempre são divulgados de forma a garantir que haja difusão desse conhecimento. A ausência de uma rede de compartilhamento de experiências inovadoras reduz o potencial de disseminação dessas inovações para as demais empresas e setores. Neste sentido, recomenda-se a elaboração de workshops regulares e criação de grupos de trabalho, com representantes das instituições ligadas à inovação em energia e empresas do setor, para difundir experiências, conhecimento e direcionamento de esforços.

3. Aumentar a articulação entre os agentes públicos, privados e o setor de PD&I em energia

O setor deve atuar para ampliar a articulação entre os agentes públicos, setores empresariais privados e os centros de pesquisas e universidades relacionados ao setor de energia para aumentar a sinergia e impulsionar o desenvolvimento de tecnologias inovadoras e que contribuam para uma transição energética sustentável no país. Além disso, deve-se incentivar o aumento da cooperação internacional com países e instituições líderes nas áreas estratégicas, inclusive através da interação com os centros de P&D de empresas globais.

4. Fortalecer a governança e alinhamento institucionais

O alinhamento entre planejamento energético de longo prazo e os esforços PD&I, necessitarão de uma governança sólida entre MME e MCTI⁵ que poderá envolver articulação com outros Ministérios (Ministério do Meio Ambiente, Ministério da Agricultura, Ministério da Educação, entre outros...). Esta articulação é fundamental para que os planos e estratégias de políticas públicas estejam alinhadas e enderecem as necessidades do setor de energia no país. Além disso, o alinhamento entre as instituições atuantes nos segmentos de PD&I do setor energético (ANEEL, ANP, BNDES, Finep, Embrapii, entre outras) e as que fomentam o desenvolvimento em todos os setores permitirá um maior fortalecimento da governança e promoverá uma maior eficiência nos investimentos, uma vez que facilitará o conhecimento e a avaliação sobre os resultados obtidos.

³ Para mais informações sobre o projeto Energy Big Push, acessar o Relatório Síntese em: <https://www.cepal.org/pt-br/publicaciones/45695-grande-impulso-sustentabilidade-setor-energetico-brasil-subsidios-evidencias>. Em 23/10 ocorreu um webinar para a divulgação dos resultados, que pode ser acessado em: <https://youtu.be/MFyxHIE5syo>.

⁴ Para mais informações acessar: http://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/37_Livro%20completo.pdf.

⁵ O recém lançado Decreto nº 10.534 sobre Política Nacional de Inovação, cujo capítulo II trata justamente da Governança, assim como a Portaria interministerial nº 464, de 12 de dezembro de 2019, são exemplos nesta direção.

Mapa do Caminho - Pesquisa, Desenvolvimento & Inovação

Desafios	Recomendações		
	2020 - 2030	2030 - 2040	2040 - 2050
Garantia da efetividade das ações de PD&I na área de energia	Mapear os investimentos em P&D na área de energia com estruturação de um banco de dados com divulgação ampla		
	Difundir experiências e conhecimento a partir de projetos de PD&I no setor de energia		
Aprimoramento do ecossistema de inovação ligada ao setor de energia	Aumentar a articulação entre os agentes públicos, privados e o setor de pesquisa em energia		
	Fortalecer a governança e alinhamento institucionais		

Integração Energética Sul-americana

A Região da América Latina e Caribe possui fontes de energia com grandes complementaridades, que podem suprir as necessidades energéticas locais, bem como contribuir com as demandas de outras regiões.

De modo geral, pode-se afirmar que a região possui experiência e relativo sucesso em sua integração energética, aqui entendida como concretização de projetos de integração que criam condições de ganhos mútuos. Não se deve ignorar que tenha havido também exemplos negativos, algum grau de desconfiança entre os países vizinhos e forte preocupação com a independência e segurança energética. No entanto, em que pese seu tamanho, a diversidade geográfica dos centros de carga e de geração, e a abundância de fontes de energia distribuídas pela região, ainda há grandes oportunidades para uma integração energética regional mais efetiva.

Neste relatório do PNE 2050, a análise será concentrada na perspectiva brasileira e, portanto, concentrada na integração relacionada à eletricidade e gás natural na América do Sul.

Desafios para o Tomador de Decisão no Setor Energético

Desafios Comuns aos Sistemas Elétrico e de Gás Natural

1. Questões socioambientais

Grandes projetos de integração eletroenergética entre os países que fazem fronteira com as regiões Norte e Centro-Oeste do Brasil são fortemente influenciados por questões socioambientais que a implantação de usinas binacionais e de novos corredores de transmissão produziram na região da floresta amazônica. Atravessar essa região de alta sensibilidade socioambiental incorpora desafios intrínsecos de dificuldades de acesso, de elevados custos econômicos e de relevantes impactos ambientais e sociais. No caso da região Sul, já existem grandes troncos de transmissão instalados interconectando Uruguai, Brasil, Argentina e Paraguai, o que torna a integração do tipo intercâmbio energético prontamente possível. Empreendimentos binacionais de hidrogeração na região Sul brasileira tiveram mapeados possíveis impactos ambientais e medidas mitigadoras propostas compuseram a Avaliação Ambiental Integrada do estudo de Inventário Hidrelétrico da bacia do rio Uruguai no trecho compartilhado entre Argentina e Brasil. Para o setor de gás natural a integração na fronteira norte também leva em consideração o fator Amazônia como questão ambiental principal, na região sul a integração com os países vizinhos já se encontra em execução.

2. Expansão da infraestrutura para interligação

No caso de empreendimentos elétricos, alguns projetos mapeados são de elevado potencial de produção, o que implicaria a construção de uma série de reforços de grande porte no sistema de transmissão brasileiro para o aproveitamento dos excedentes energéticos. No caso do gás natural, a descoberta de novos recursos energéticos na região (Pré-Sal brasileiro e Camisea no Peru), podem incentivar a expansão da malha de gasodutos de transporte, e caso as importações se mostrem competitivas, também na direção de países vizinhos.

3. Arranjos comerciais e acordos distintos

Atualmente, o País possui diferentes tipos de arranjos e acordos com os países com os quais tem interligação, desde importações por ofertas semanais de energia elétrica até arranjos binacionais de longo prazo (Itaipu, Gasbol). Há necessidade de uma solução abrangente para incorporar o intercâmbio de energia que já ocorre hoje e possibilitar um aumento desse intercâmbio, se ele se mostrar benéfico, com objetivo de otimizar o fluxo ou aumentar a eficiência da infraestrutura. Além disso, há acordos vigentes que vencerão no horizonte até 2030, requerendo negociação para possível renovação.

4. Falta de bases de informação

Para a realização desses estudos de integração regional é necessária a estruturação de base única de dados com características uniformes dos países envolvidos, como por exemplo, dados de geração e transmissão, planos e potencial de expansão, preços, além de acesso à informação sobre políticas setoriais e regulação do setor em cada País.

Desafios dos Sistemas Elétricos

Sob a ótica das interligações elétricas entre países da América do Sul, os desafios são os seguintes:

1. *Diferenças nos modos de operação e de comercialização entre os países*

A diferença de frequências entre os países requer a utilização de subestações conversoras cujos custos de implantação tendem a ser elevados e, dessa forma, podem pesar significativamente sobre a decisão de investimento dos países envolvidos. Por outro lado, a conexão via conversoras pode trazer benefícios para a operação dos sistemas elétricos envolvidos, uma vez que isola eletricamente as redes e evita a propagação de perturbações entre os países, e até mesmo para a comercialização de energia dado que esse tipo de tecnologia permite o controle exato sobre os intercâmbios desejados. Por fim, dois aspectos específicos da comercialização de energia elétrica no Brasil precisam ser endereçados: a garantia física que não é um conceito usado em outros países da região, podendo se constituir em uma barreira para a integração e o deslocamento de geração hidrelétrica cujo desafio é evitar a judicialização derivada da integração no caso de deslocamento de geração hídrica ou de outras demandas de geradores domésticos.

Desafios dos Sistemas de Gás Natural

Sob a ótica do intercâmbio de gás natural entre os países da América do Sul, os desafios são os seguintes:

1. *Percepção de riscos político e regulatório e incerteza da disponibilidade de recursos*

A percepção de elevado risco político e regulatório dos países da região por parte dos agentes pode ser um fator importante a ser levado em conta no momento da atração de altos volumes de investimento requeridos para a incorporação de novas reservas. Além disso, a disponibilidade de volumes excedentes de gás natural associada a maiores volumes comercializados entre países está associada, em geral, à necessidade de investimentos em grande volume na exploração e produção de petróleo e gás natural.

Recomendações e Impactos

1. *Elaborar estudos socioambientais*

Necessário avaliar os impactos das questões socioambientais sobre a viabilidade de grandes projetos de integração entre os países da região, em particular na região Amazônica. É preciso ir além da mitigação dos impactos sociais e ambientais para um modelo que busque transformar projetos de integração em catalisadores de desenvolvimento regional, além de endereçar questões das comunidades locais potencialmente afetadas pelas obras.

2. *Retomar estudos de inventário e potencial*

Os países sul americanos ainda possuem um conjunto considerável de projetos de geração que podem contribuir para uma maior integração energética regional e se apresentam como opções de expansão dos parques geradores dos países envolvidos.

3. *Uniformizar os acordos e arranjos comerciais*

Há necessidade de adequação das regras de comercialização para potencializar as trocas comerciais, identificando barreiras regulatórias que possam criar barreiras relevantes à integração entre países. Tal uniformização poderá estar inserida em um contexto de convergência institucional mais amplo e mais harmônico entre países. Em particular, é fundamental ter uma solução abrangente para incorporar o intercâmbio de energia que já ocorre hoje e possibilitar um aumento desse intercâmbio, se ele se mostrar benéfico, levando-se em conta os atuais acordos comerciais e possíveis renovações, como no caso da energia de Itaipu ou do gás natural da Bolívia.

4. *Estruturar a base de informação e de modelos*

Para a realização de estudos de integração regional é necessária a estruturação de uma base de dados com características uniformes dos países envolvidos. A obtenção desses dados permite ampliar o portfólio de projetos considerado nos estudos da expansão de energia de longo prazo. No caso do setor elétrico, recomenda-se também a modelagem de forma integrada do setor elétrico dos países para prover estimativas de custos e benefícios econômicos, ambientais, sociais e operacionais. Especialmente, no caso dos benefícios decorrentes de sinergias entre os sistemas (complementariedade e efeito portfólio), a quantificação dos benefícios requer simulações de cenários

integrados de longo prazo. No caso do setor de gás natural, a realização de estudos integrados de avaliação dos potenciais de demanda pode contribuir para a viabilização dos projetos de gasodutos nacionais e internacionais, principalmente em áreas ainda não atendidas pela infraestrutura existente de gás natural.

5. *Direcionar esforços para harmonização dos desenhos de mercado*

É necessário aprofundar elementos que oportunizam a remoção de barreiras para a harmonização dos desenhos de mercado, em particular as questões específicas do modelo de comercialização brasileiro. Adicionalmente, como o mercado de eletricidade é composto por vários serviços e prazos distintos, com desafios particulares de integração, é necessário que a integração desses diversos mercados seja feita em etapas, com crescente granularidade, de modo a garantir a qualidade do serviço e de acordo com o grau de complexidade das diferenças regionais. Consequentemente, é necessário estabelecer um cronograma de harmonização dos desenhos de mercado. Por fim, é igualmente importante avaliar as políticas ambientais que têm efeito sobre o mercado de eletricidade no contexto da integração, como precificação de carbono, incentivos a renováveis e padrões para emissões de poluentes locais.

6. *Articular com autoridades competentes a criação de arcabouço jurídico para a solução de conflitos regionais*

É necessário o envolvimento diplomático dos países para alinhar objetivos nacionais, por exemplo por meio de diálogos bilaterais, multilaterais ou mecanismos de cooperação que possam conferir a adequada segurança jurídica para resolução de conflitos. Isso serve para alinhar esforços de desenvolvimento e cooperação técnica, expandir redes de contato para além dos governos, envolvendo também agentes do setor privado e outros organismos importantes no setor, além de estimular interesse na análise de opções de política pública.

7. *Garantir acesso não discriminatório às interligações internacionais*

Não está claro como e se o acesso ocorre no caso da infraestrutura de interligação internacional. É importante que a alocação de capacidade de interligação seja baseada em acesso de terceiros que não seja discriminatório por motivos de exercício de poder de mercado.

Mapa do Caminho - Integração Energética Sul-americana

Desafios	Recomendações		
	2020 - 2030	2030 - 2040	2040 - 2050
Questões socioambientais	Elaborar estudos socioambientais		
Expansão da infraestrutura para interligação	Retomar estudos de inventário e potencial		
Arranjos comerciais e acordos distintos	Uniformizar os acordos e arranjos comerciais		
Falta de bases de informação	Estruturar base de informação e modelos		
Diferenças nos modos de operação e de comercialização entre os países	Harmonização dos desenhos de mercado		
Percepção de riscos político e regulatório e incerteza da disponibilidade de recursos	Criar arcabouço jurídico para solução de conflitos regionais		
	Garantir acesso não discriminatório às interligações internacionais		

Fontes e Tecnologias

Nesta seção são apresentadas as perspectivas em relação às principais fontes e tecnologias de produção de energia no horizonte de 2050: hidreletricidade, energia eólica, energia solar, bioenergia, energia nuclear, carvão mineral, recursos energéticos distribuídos (RED) – desmembrados ainda em geração distribuída (GD) e tecnologias de armazenamento, tecnologias disruptivas, petróleo e gás natural.

Embora a visão de longo prazo seja eminentemente integrada e resultado de uma multiplicidade de alternativas de suprimento de energia, a análise desagregada por fonte ou tecnologia permite avaliar questões pertinentes a desafios para a sua respectiva expansão dentro da ótica do tomador de decisão de política energética. Em outras palavras, não se trata neste relatório de reexaminar os desafios associados à fonte ou tecnologia em termos de desenvolvimento tecnológico, evolução de custos ou apoio à PD&I, mas sim de apresentar aqueles desafios nos quais as autoridades do setor de energia podem atuar diretamente ou em conjunto com as autoridades de outros setores no sentido de destravar entraves à sua expansão.

Como resultado, as recomendações derivadas desses desafios procuram orientar o tomador de decisão de política energética no nivelamento das condições normativas, regulatórias e de políticas energéticas com o intuito de gerar um ambiente competitivo, isonômico e transparente para incentivar a sociedade (empresas, investidores e consumidores) na direção do melhor aproveitamento dos vários recursos do País.

Dessa forma, a análise por fonte ou tecnologia é conduzida do seguinte modo: após um panorama geral do status atual para cada fonte ou tecnologia, são apresentadas resumidamente a estimativa de recursos e as perspectivas tecnológicas no horizonte de 2050. Em seguida, são listados os desafios a serem enfrentados pelo tomador de decisão de política energética no desenho da sua estratégia de longo prazo. Para algumas fontes e tecnologias são desenvolvidas análises quantitativas em torno de questões de interesse para o melhor entendimento dos diferentes obstáculos e caminhos possíveis no horizonte de decisão que embasarão as recomendações em termos de orientação estratégica que se seguem (esse item é tratado com mais detalhe a seguir). Por fim, um mapa do caminho relacionando esquematicamente os principais desafios e recomendações é apresentado. As recomendações são ainda divididas por décadas de forma a refletir o período necessário para sua implementação. Como se constituem em orientações estratégicas ou diretrizes, sua implementação requer seu desdobramento em termos de um plano de ação a ser estabelecido em fase posterior do PNE 2050.

Análises Quantitativas

As simulações conduzidas no âmbito deste relatório têm como objetivo ilustrar quantitativamente a evolução de longo prazo da matriz elétrica sob diferentes trajetórias de futuro. Por conta da incerteza sobre diversos aspectos dessa evolução (englobando trajetórias de custos de CAPEX e OPEX das tecnologias, evolução da demanda total de energia elétrica, grau de descentralização na geração, entre outros), não é aconselhável apresentar uma única evolução de matriz elétrica resultante para o horizonte de 2050, ainda que as informações mais atualizadas e disponíveis tenham sido utilizadas.

Optou-se, portanto, em condicionar a análise quantitativa a questões de interesse para a evolução de cada fonte sob consideração. A partir dessas questões, foram rodados 64 diferentes casos, cada qual explorando um aspecto relevante para ser analisado em termos de impacto na evolução da matriz elétrica. Os respectivos resultados são apresentados graficamente ao longo do texto de cada fonte de forma mais condensada e com foco na pergunta formulada, mas o detalhamento de cada rodada pode ser visto no Anexo.

Dessa forma, este relatório do PNE 2050 não apresenta uma única matriz elétrica para o horizonte 2050. Contudo, isso não impede que algumas conclusões mais gerais sejam obtidas das diversas rodadas, o que será explorado mais adiante.

Como as simulações foram construídas?

O exercício quantitativo gera uma expansão indicativa da oferta a partir do modelo de decisão de investimentos (EPE, 2018), que define uma expansão ótima do sistema através da minimização do custo esperado total de investimento e

operação, sujeito às principais restrições operativas para o atendimento, em bases trimestrais, à demanda de energia (com único patamar) e demanda máxima de potência instantânea ao longo do horizonte até 2050.

Em relação à demanda de energia, a simulação considera o atendimento relativo à demanda total desconsiderados os ganhos de eficiência energética e a parcela atendida pela autoprodução, mas considerando a parcela atendida por Geração Distribuída. Esta, por sua vez, tem sua evolução dada na Tabela 10 da seção Geração Distribuída, de acordo com o cenário considerado. Dessa forma, a simulação se concentra propriamente na evolução do sistema centralizado ao longo do horizonte até 2050.

Com a perspectiva de crescente participação de fontes energéticas não-controláveis na matriz elétrica no horizonte de 2050, torna-se necessária adicionalmente a incorporação do balanço de potência, já que uma análise de atendimento puramente energética redundaria em uma contratação excessivamente concentrada em fontes energéticas com baixa capacidade de controle, em virtude de sua competitividade relativa. Por outro lado, como a contribuição dessas fontes para o balanço de potência pode ser relativamente baixa dependendo do perfil da carga no futuro, poderia haver uma superestimação da sua real contribuição. Dessa maneira, a inclusão da análise do balanço de potência permite uma melhor avaliação das condições de atendimento à carga no futuro, garantindo a adequabilidade do sistema, se comparada com uma análise pura de atendimento da demanda energética por meio de balanços médios.

Contudo, com a ampliação dos horizontes de estudo aumentam-se também as incertezas sobre as condições de atendimento à demanda instantânea. Nesse sentido, considerar de uma única maneira a contribuição das fontes energéticas não controláveis, pode levar a resultados simplificados e percepções equivocadas dos caminhos a se seguir, mesmo que essas representações sejam diferentes das utilizadas no horizonte de planejamento mais curto. Dessa forma, considerou-se que as contribuições das fontes eólica e solar PV ao balanço de potência nas simulações conduzidas no PNE 2050 eram não-nulas. A contribuição para o balanço de potência respeitou a sazonalidade dessas fontes nos diferentes subsistemas de forma que a PV contribui apenas nos 1º e 4º trimestres, quando o pico de demanda ocorre à tarde, e a contribuição da eólica é maior na região nordeste.

Os resultados indicam que a contribuição da eólica pode alcançar um patamar ao redor de 20% no balanço de potência, enquanto a solar PV majoritariamente fica abaixo de 10%. Apesar disso, a eólica pode contar com o efeito portfolio em maior intervalo de tempo que a solar PV. Dessa forma, apenas naqueles casos em que a contribuição da Solar PV foi maior do que 10% do balanço de potência ou acima de 10 GW, optou-se adicionalmente por simular o mesmo caso desconsiderando qualquer contribuição sua de modo a se verificar o efeito desta premissa sobre a configuração da matriz elétrica. Nessas simulações sem contribuição da PV para o balanço de potência, a tendência identificada é um aumento da potência instalada de eólica associado a um aumento da potência complementar, em resposta à redução da capacidade instalada de solar PV.

Outra questão que emerge em relação ao balanço de potência é a necessidade de complementação de potência. Como diversas tecnologias provêm esse serviço, foi escolhida a de mais fácil representação para a modelagem. Enquanto os sistemas de acumulação adicionam carga ao sistema, as tecnologias de geração com disponibilidade rápida podem ser representadas da mesma maneira que as tecnologias de geração elétrica. Dessa forma, escolheu-se para o papel de potência complementar o grupo moto-gerador a combustão interna com explosão por compressão (ciclo diesel), por seu baixo investimento, custo de operação, manutenção e combustível conhecidos e confiáveis. Optou-se adicionalmente pelo biocombustível (biodiesel) para evitar emissões de poluentes locais e globais. Por fim, qualquer tecnologia que desempenhe papel semelhante a menor custo deslocará parte da opção escolhida dentro do grupo chamado de Potência Complementar.

Quais são os dados de entrada do modelo?

Os dados de entrada para a simulação (Potencial de Recursos e trajetórias de custos, além de outras premissas) podem ser obtidos respectivamente nas seguintes notas técnicas associadas: Potencial de Recursos Energéticos no Horizonte 2050 (NT PR 04/18) e Premissas e Custos da Oferta de Energia Elétrica no Horizonte 2050 (NT PR 07/18). Um resumo das principais premissas e trajetórias de custos é apresentada também no Anexo I.

Quais são os resultados apresentados?

Os resultados apresentados ao longo do texto trazem aspectos mais específicos e gerais das simulações, com foco nas perguntas de interesse em relação a cada fonte e tecnologia analisada. Em alguns casos, agregações das fontes são feitas para melhor apresentação dos resultados. A Tabela 4 apresenta grupamentos utilizados ao longo das análises nesta seção.

Tabela 4. Fontes e Tecnologias apresentadas nos resultados

<i>Agrupamento</i>	<i>Fontes e Tecnologias</i>	<i>Código na Legenda das Figuras</i>
<i>Hidrelétricas</i>	<i>UHE e PCH</i>	<i>HIDRO</i>
<i>Renováveis Não-Hídricas</i>	<i>Biomassa, Eólica, UFV</i>	<i>REN NH</i>
<i>Eólica + Solar</i>	<i>Eólica e UFV</i>	<i>EOL+UFV</i>
<i>Fósseis + Nuclear</i>	<i>Carvão Mineral, Gás Natural, Derivados de Petróleo e Nuclear</i>	<i>FOS+NUC</i>
<i>Potência Complementar</i>	<i>Termelétrica a Biodiesel</i>	<i>POT COMP</i>

Resultados mais detalhados são apresentados no Anexo e consistem nas seguintes variáveis: evolução da capacidade instalada, evolução da geração média e balanço de potência de 2015 a 2050, com desagregação nos anos de 2030, 2040 e 2050; valor presente do custo total (investimento e operação); consumo de gás no período médio e crítico; e emissões de GEE.

Resultados Gerais

De modo a exemplificar como as análises quantitativas serão apresentadas por fonte nas seções seguintes, são exploradas as seguintes questões de interesse para o desenho da estratégia de longo prazo:

1. Qual o perfil da matriz elétrica no cenário **Estagnação**?
2. Uma matriz 100% renovável é possível e viável economicamente?
3. Qual a diferença entre uma matriz 100% renovável ou aquela sem emissões de gases de efeito estufa no fim do horizonte?

A primeira questão diz respeito à evolução da matriz elétrica em um cenário de menor expansão da demanda de energia elétrica, enquanto as outras duas, à possibilidade de uma matriz elétrica com emissões nulas até 2050.

Outra questão geral de importância nas análises quantitativa consiste, como será visto mais adiante e de forma mais detalhada na discussão sobre Hidrelétricas, no fato de que o resultado da expansão é afetado de maneira significativa se o potencial inventariado com interferência em áreas protegidas está ou não à disposição para o modelo. Dessa forma, foram consideradas duas possibilidades: no primeiro caso, quando apenas o potencial inventariado sem interferência com áreas protegidas (unidades de conservação (UC) e terras indígenas e quilombolas (TI)) – caso denominado **Exceto UC e TI** – e, no segundo, quando todo potencial inventariado está disponível – denominado **Todo Potencial de UHE**.

1. Cenário Estagnação

As simulações conduzidas para este relatório do PNE 2050 estão mais centradas nos desafios do planejador do setor elétrico em um contexto de maior expansão da demanda de energia elétrica, visto que o Brasil é um país de renda média e consumo de energia elétrica com potencial de crescimento, como visto na discussão da página 26.

No entanto, é interessante apresentar como contraponto um cenário em que o consumo de energia elétrica não se altera de modo significativo no horizonte de 2050 em relação aos patamares atuais. No caso em que esse cenário se concretize, o desafio do planejamento do setor elétrico deslocar seu foco para outros objetivos (por exemplo, perfil da matriz elétrica mais adequado a um critério determinado pelo planejador) para além da questão da expansão da capacidade instalada.

O resultado do cenário mostra que o crescimento da potência instalada no sistema centralizado ocorre de forma concentrada no horizonte até 2030, refletindo, em grande parte, os projetos contratados no período entre 2015 e 2019.

Dessa forma, a matriz elétrica em 2050 continua predominantemente hidráulica tanto em termos de capacidade instalada quanto de geração (no período médio), com emissões de GEE decrescentes no período, também como resultado do descomissionamento de usinas termelétricas a combustíveis fósseis ao longo do horizonte. A Figura 21 apresenta os principais resultados da simulação do caso, apresentado com mais detalhes, junto com outros resultados e demais simulações, no Anexo.

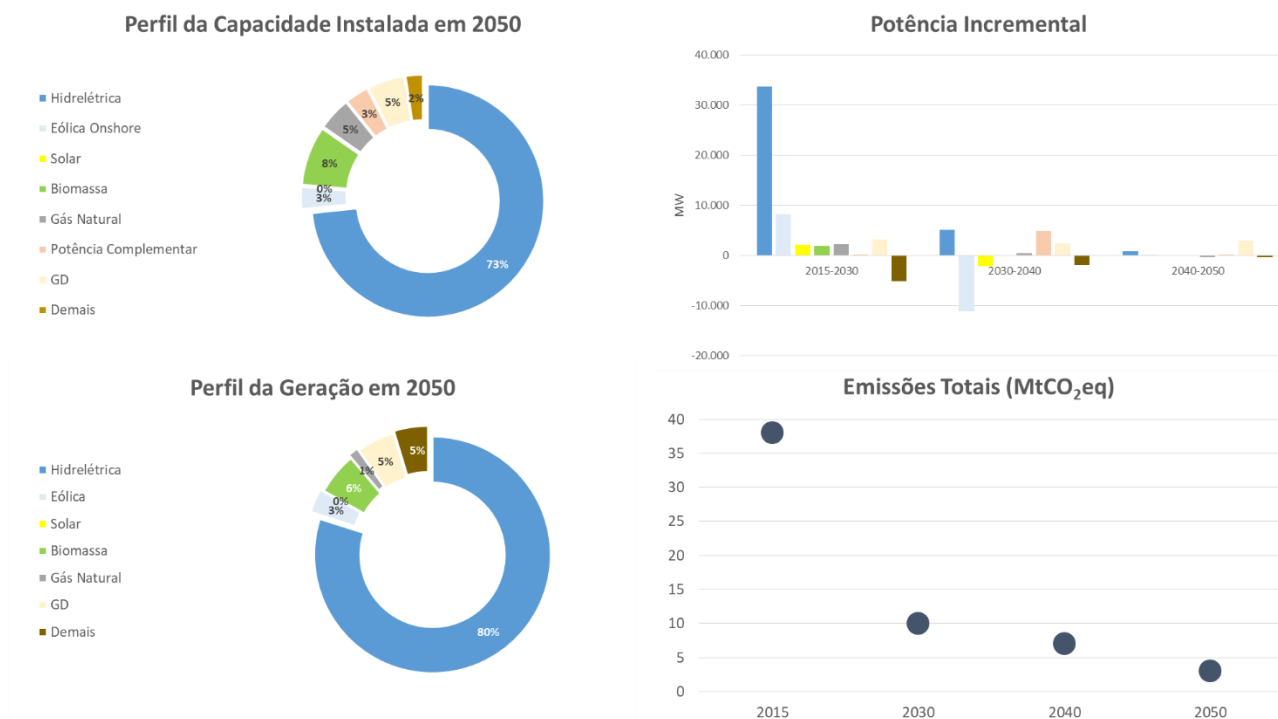


Figura 21 - Resultados Principais do Cenário Estagnação

2. Matriz elétrica 100% renovável

Os resultados das simulações conduzidas sugerem que o grau de renovabilidade da matriz elétrica brasileira continuará alto no horizonte do estudo. Considerando-se que a complementação de potência é totalmente renovável, a Figura 22 mostra como o percentual previsto de renováveis na matriz elétrica (seja medida na geração no período médio ou na capacidade instalada) em 2050 é alta nos casos simulados, (foram excluídos da figura os casos em que alguma restrição quantitativa da capacidade instalada de fontes renováveis tenha sido imposta no exercício simulado).

A conclusão não se modifica substancialmente, ainda que, no outro extremo, a complementação de potência fosse totalmente não renovável: neste caso, o gráfico sofreria um deslocamento vertical médio de 12% (que representa a participação média da potência complementar na capacidade instalada total em 2050 nos casos simulados), mantendo-se um patamar esperado de mais de 75% de fontes renováveis na capacidade instalada em 2050.

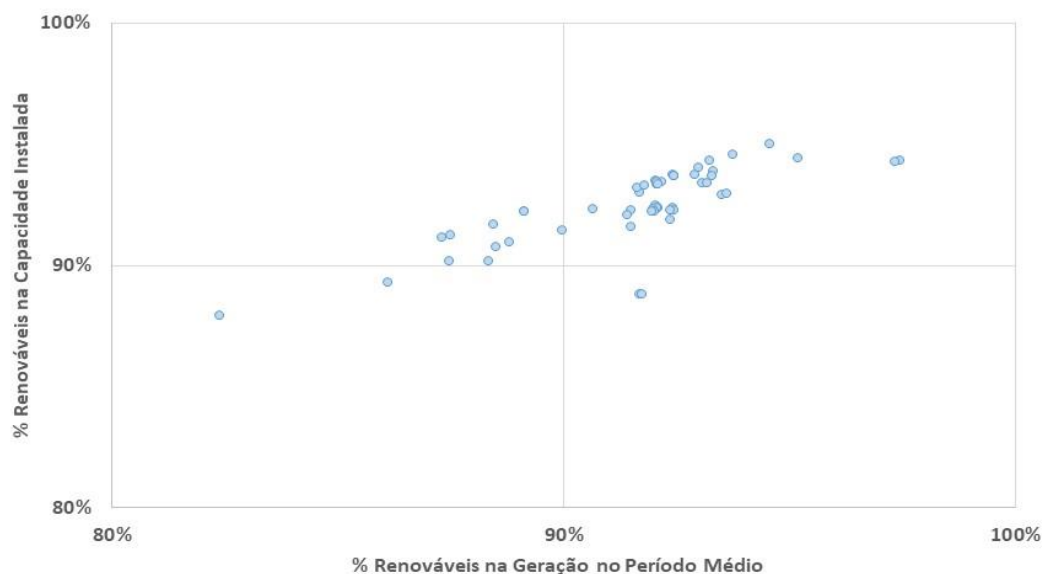


Figura 22 - Participação de fontes renováveis na matriz elétrica em 2050

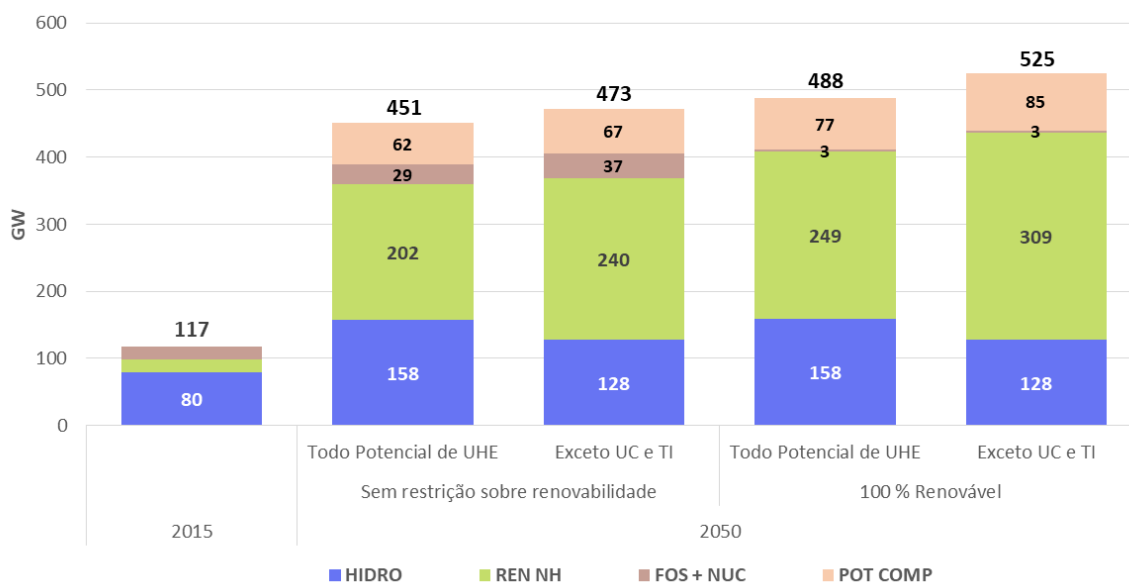
O resultado acima sugere que, embora as simulações conduzidas se restrinjam apenas às questões de interesse deste estudo (não refletindo, portanto, todas as possibilidades de futuro no horizonte de 2050), não se estaria, provavelmente, muito longe de se obter uma matriz elétrica totalmente renovável.

Assim, a fim de se testar a viabilidade desta possibilidade, restringiu-se o conjunto de projetos na cesta de expansão apenas àqueles renováveis. O resultado, apresentado na Figura 23, mostra que uma matriz elétrica praticamente 100% renovável poderia ser alcançada no sistema centralizado em 2050 desde que a complementação de potência (de 77 GW a 85 GW de capacidade instalada em 2050) também fosse feita a partir de fontes renováveis. A parcela não-renovável da matriz (de cerca de 0,5% da capacidade instalada em 2050) corresponderia às termoeletricas do complexo de Angra, já que no horizonte de 2050, elas ainda não teriam sido totalmente retiradas do parque de geração nacional.

Adicionalmente, pode-se ver que o resultado da simulação em termos de capacidade instalada total em 2050 varia de acordo com a disponibilidade da cesta de UHEs acima de 30 MW com interferência em áreas protegidas para a expansão (caso chamado de Todo Potencial Inventariado de UHEs) ou não, ou seja, quando apenas aquelas que não possuam tal tipo de interferência estão disponíveis (caso chamado Exceto UC e TI: contam apenas com UHEs sem interferência em áreas de Unidades de Conservação (UC) ou Terras Indígenas ou Quilombolas (TI)).

Verifica-se que, quando todo potencial inventariado de UHEs está disponível, a capacidade instalada total em 2050 é menor e, conseqüentemente, o valor presente líquido do custo da solução é mais baixo em relação ao caso em que a expansão de UHEs está limitada àquelas sem interferência em UC e TI. Dessa forma, as simulações apresentadas ao longo deste relatório farão, sempre que seja importante para a análise, essa distinção em termos da disponibilidade de UHEs acima de 30 MW com interferência em áreas protegidas.

Um aspecto não tratado neste relatório consiste nas implicações em termos de operação do sistema elétrico de uma matriz 100% renovável com grande participação de fontes não-controláveis. Considera-se que, uma vez garantida a adequação dos recursos no longo prazo, a complexidade da questão da segurança do sistema possa ser completamente endereçada nos estudos de planejamento decenal e quinquenal do sistema (PDE, PET e PEN). Por fim, resultados mais detalhados do caso, com informações sobre a expansão, por tecnologias selecionadas, da capacidade instalada total, geração no período médio e balanço de potência podem ser encontrados no Anexo.



Casos relativos a todo o potencial inventariado de UHEs acima de 30 MW	Sem restrição sobre renovabilidade: <i>Não há qualquer restrição a expansão de UTEs a combustíveis fósseis</i>		100% renováveis: <i>Não é permitida expansão de UTE a combustíveis fósseis</i>	
	Todo Potencial de UHE: <i>Inclui todo potencial inventariado de UHE acima de 30 MW</i>	Exceto UC e TI: <i>Considera na expansão apenas UHEs sem interferência em áreas protegidas</i>	Todo Potencial de UHE: <i>Inclui todo potencial inventariado de UHE acima de 30 MW</i>	Exceto UC e TI: <i>Considera na expansão apenas UHEs sem interferência em áreas protegidas</i>
VPL do Custo Total da Geração Centralizada (R\$ bilhões)	723	742	767	794

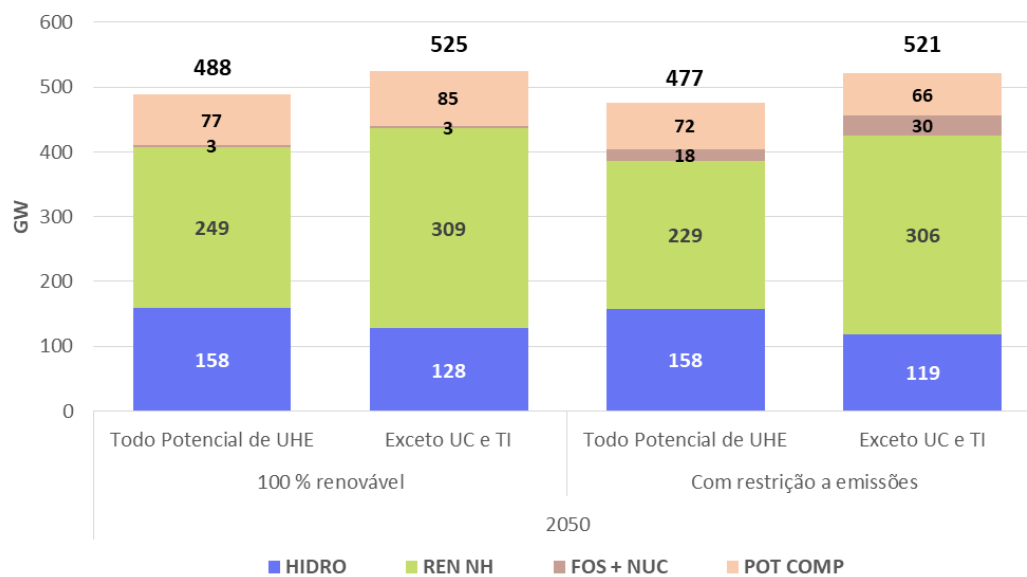
Figura 23 - Expansão com redução de disponibilidade hídrica com e sem restrições de emissões

3. Matriz elétrica: 100% renovável ou não emissora?

A análise anterior apresentou uma simulação em que uma matriz sem emissões de GEE é obtida impedindo-se a expansão de UTEs a combustíveis fósseis. No entanto, uma possibilidade menos restritiva seria permitir a expansão de qualquer tecnologia de geração que não produza emissões, como, por exemplo, as tecnologias com sequestro e armazenamento de carbono (CCS).

Ao se comparar o resultado desta simulação com a expansão apenas a partir de fontes renováveis (Figura 24), observa-se que, em 2050, suas capacidades instaladas totais são aproximadamente iguais, porém, com maior participação de fontes não-renováveis compensada, em grande parte, por uma menor participação da combinação de fontes renováveis não-hídricas e potência complementar no caso da expansão com restrição de emissões.

Como consequência, há uma redução no valor presente líquido do custo total, indicando que, caso as perspectivas de custos utilizadas neste estudo se confirmem, uma matriz de baixo carbono é obtida a menor custo por meio de uma expansão que não se limita apenas às fontes renováveis, mas inclui também na cesta de expansão toda tecnologia não emissora.



Casos relativos a todo o potencial inventariado de UHEs acima de 30 MW	100% renováveis: <i>Não é permitida expansão de UTE a combustíveis fósseis</i>		Com restrição sobre emissões: <i>É permitida expansão apenas de tecnologias que não emitam</i>	
	Todo Potencial de UHE: <i>Inclui todo potencial inventariado de UHE acima de 30 MW</i>	Exceto UC e TI: <i>Considera na expansão apenas UHEs sem interferência em áreas protegidas</i>	Todo Potencial de UHE: <i>Inclui todo potencial inventariado de UHE acima de 30 MW</i>	Exceto UC e TI: <i>Considera na expansão apenas UHEs sem interferência em áreas protegidas</i>
VPL do Custo Total da Geração Centralizada (R\$ bilhões)	767	794	747	772

Figura 24 - Expansão 100% renovável vs. expansão com restrição a emissões

Hidreletricidade

Historicamente, a hidreletricidade tem sido a principal fonte de geração do sistema elétrico brasileiro, representando, quase 2/3 da capacidade instalada do parque gerador nacional em outubro de 2019. Essa fonte renovável, associada às outras fontes renováveis (eólica, solar fotovoltaica e biomassa), permitiu que o Brasil tivesse papel de destaque no cenário internacional, uma vez que possui uma das matrizes com o maior nível de participação de energia renovável do mundo (cerca de 3/4 da matriz elétrica). Além da alta participação de renováveis, o sistema apresenta ainda baixa emissão de gases de efeito estufa (GEE), característica que distingue o sistema elétrico brasileiro da média mundial.

Para manter a elevada participação de fontes renováveis e as baixas emissões no longo prazo, o aproveitamento hidrelétrico ainda representa um elemento importante de ampliação de oferta de energia elétrica no sistema interligado nacional, trazendo diversos benefícios à matriz elétrica brasileira. Dentre estes, destacam-se as sinergias com outras fontes renováveis, a flexibilidade operativa e a capacidade de armazenamento de energia em seus reservatórios, que pode ser usada em horas do dia, na ausência de ventos e ou irradiação solar, aumentando a confiabilidade do suprimento de energia. Adicionalmente, os reservatórios de usinas hidrelétricas podem prover uma série de serviços não energéticos, como controle de cheias, irrigação, suprimento de água para consumo humano, recreação e serviços de navegação.

Estimativa dos Recursos

No PNE 2030, foi indicado um potencial hidrelétrico brasileiro de 251 GW, composto por aquele já aproveitado até então (78 GW), aquele inventariado (126 GW) e o estimado (47 GW). Desde então, parte do potencial inventariado foi construída ou está em construção e parte do potencial estimado foi inventariado.

Sendo assim, para fins de cômputo do potencial hidrelétrico brasileiro para o PNE 2050, foi atualizado o potencial aproveitado e optou-se por considerar somente o potencial inventariado, composto pelos aproveitamentos selecionados nos estudos de inventários hidrelétricos aprovados pela Aneel (referência: julho de 2017), devido à disponibilidade e confiabilidade de informações acerca dos aproveitamentos.

O resultado do levantamento indicou um potencial hidrelétrico de 176 GW, sendo 108 GW em operação e construção até 2019 e 68 GW de potencial hidrelétrico inventariado (ver Tabela 5). Neste montante, portanto, estão incluídas as UHEs e os projetos hidrelétricos menores de 30 MW que se encontravam com estudos de inventário concluídos e aprovados pela Aneel. Os aproveitamentos estão distribuídos por praticamente todas as regiões hidrográficas do Brasil (ver Figura 25), no entanto, merece destaque o fato de a maior parte dos grandes projetos inventariados se concentrar nas regiões hidrográficas Amazônica e do Tocantins-Araguaia.

Destaca-se que o potencial hidrelétrico inventariado é composto por diversos estudos de inventários hidrelétricos realizados no Brasil ao longo dos últimos anos, podendo parte das características desses aproveitamentos estarem desatualizadas. A atualização de estudos de inventários mais antigos promoveria uma melhor acurácia nos valores do potencial hidrelétrico brasileiro, ou seja, as novas condições socioambientais, tecnológicas, orçamentárias podem compor uma nova solução ótima para diversas bacias hidrográficas refinando esse valor potencial

Tabela 5. Potencial hidrelétrico brasileiro para os estudos de longo prazo

Etapa	UHEs (GW)	Projetos de até 30 MW (GW)	Total (GW)	Participação (%)
Operação e construção ⁽¹⁾	102	6	108	62%
Potencial hidrelétrico inventariado	52	16	68	38%
Potencial hidrelétrico do PNE 2050	154	22	176	100%

Notas: (1) Considera apenas 50% da potência de Itaipu (usina binacional).

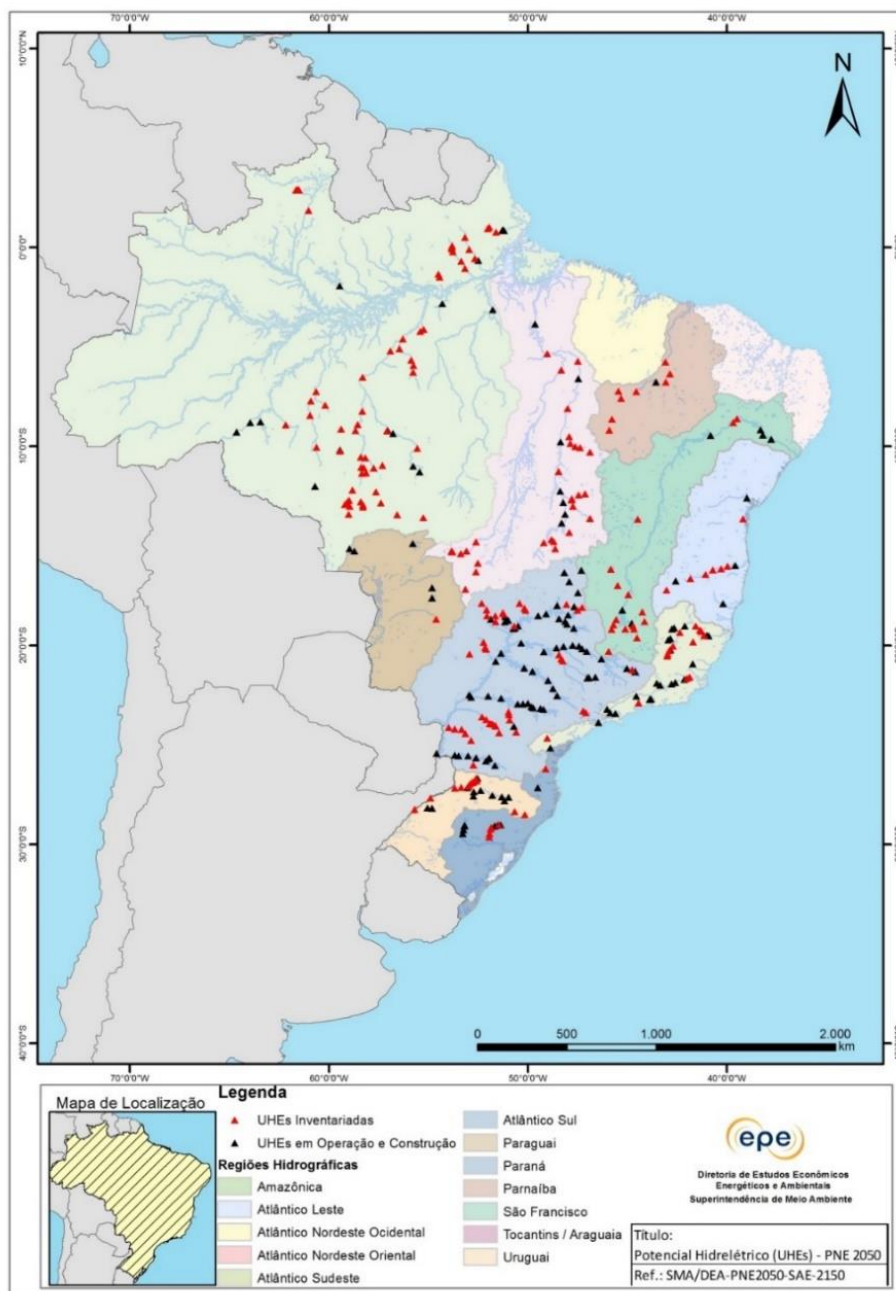


Figura 25 - Distribuição do potencial hidrelétrico (UHEs) do PNE 2050 por região hidrográfica

Perspectivas Tecnológicas

Mesmo com mais de um século de experiência na implantação e operação de usinas hidrelétricas pelo mundo, o desenvolvimento tecnológico desta fonte continua ativo, com diversas iniciativas pulverizadas ao longo da cadeia produtiva, visando a redução de custos, o aumento da disponibilidade e da vida útil, a melhoria do desempenho, o aprimoramento das ferramentas e métodos de projeto, de simulação e de predição do comportamento, o aumento da confiabilidade, a melhoria nos sistemas de medição, a melhoria no monitoramento e diagnóstico de falhas e de anomalias operacionais, a redução dos prazos de fabricação, construção e montagem, a redução de impactos ambientais, entre outras linhas de desenvolvimento.

Embora o parque hidrelétrico brasileiro no seu desenvolvimento tenha acompanhado as grandes tendências tecnológicas do setor, algumas inovações têm sido apontadas em artigos acadêmicos e publicações especializadas sobre esta fonte. Essas novas tecnologias lidam com questões desde aspectos construtivos a sistemas de monitoramento baseado em nuvens, como, por exemplo: a utilização de polímeros reforçados com fibra de carbono para reparo e reforços de tubulações, o uso de satélite para o monitoramento de emissões de gases de efeito estufa, a computação em nuvem integrando informações de situação, disponibilidade e perdas para o gerenciamento da operação das plantas ou do próprio sistema, a utilização de micro turbinas inteligentes operando serviços auxiliares em usinas existentes, o uso de sistemas de monitoramento acústico para detectar e classificar problemas mecânicos, o uso de veículos operados remotamente para inspeção subaquática de barragens, a tecnologia de construção modular de usinas para redução de custos, além de outras tecnologias digitais relacionadas à medição e ao monitoramento de dados discretos e contínuos de qualquer natureza.

Com a redução relativa da capacidade de armazenamento do sistema frente ao crescimento da demanda e a crescente penetração das fontes renováveis de geração variável não controlável como a eólica e a fotovoltaica, a possibilidade de flexibilidade operacional das hidrelétricas vem ganhando importância no sistema elétrico brasileiro. Ainda, mudanças regulatórias e operativas no sistema elétrico brasileiro podem favorecer o desenvolvimento de tecnologias já utilizadas em outros países, como as Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR), trazendo como vantagens: a proximidade com centros de carga, a possibilidade de reservatórios menores e, em alguns casos, com um ou ambos reservatórios fora do curso d'água (UHR circuito semiaberto ou fechado, respectivamente).

Desafios Principais

1. *Melhor compreensão e esclarecimento do papel da geração hidrelétrica e dos reservatórios no futuro do sistema elétrico brasileiro*

O planejamento do sistema elétrico se desdobra em distintas dimensões – técnica/tecnológica, econômica, social, cultural, ambiental, política – que se inserem em contextos amplos e interligados a outras políticas públicas, como a ambiental e a indígena, por exemplo. Portanto, as melhores escolhas para o País devem representar uma conciliação dessas distintas dimensões, por vezes conflitantes.

Com a inserção cada vez maior de fontes de energia renováveis não controláveis, como as fontes eólica e solar, de natureza intermitente, a operação das usinas hidrelétricas tem sido modificada e sua importância para a operação e segurança do sistema tem aumentado. Ao contrário dessas outras fontes menos controláveis, as hidrelétricas, mesmo as usinas a fio d'água, possuem um certo grau de gestão dos recursos e, conseqüentemente, a possibilidade de atendimento aos requisitos de capacidade, flexibilidade, e diversos serviços ancilares. Algumas hidrelétricas ainda possuem reservatórios de regularização, com maior capacidade de armazenamento do recurso, e funcionam como baterias do sistema pois podem armazenar água nos momentos de elevada oferta de baixo custo e turbinar quando houver necessidade para o sistema, contribuindo para otimização do uso dos recursos e dos custos de operação.

Entretanto, deve-se considerar o baixo crescimento da capacidade de armazenamento por hidrelétricas nos últimos anos e o fato de que a maior parte do potencial inventariado ainda não explorado está na Amazônia, região mais sensível do ponto de vista socioambiental e que pode enfrentar mais dificuldades para a expansão de novos empreendimentos. Vale ressaltar que estes empreendimentos da Amazônia apresentam significativa capacidade de geração de energia com características hidrológicas bem marcadas, mas que podem trazer benefícios para o SIN decorrentes da complementaridade entre regimes hidrológicos das demais regiões.

Economicamente, destacam-se ainda discussões no âmbito da modernização do setor elétrico brasileiro para novo modelo de mercado, em que outros serviços, além do atendimento ao requisito de energia do sistema, possam compor a remuneração dos geradores. Essa condição pode proporcionar novos modelos de negócios e alavancar o desenvolvimento de novos projetos.

As questões socioambientais, que serão exploradas no próximo item, também representam importante desafio para o setor, especialmente devido à localização da maior parte do potencial estar na Amazônia, que é uma região de alta sensibilidade.

Dessa forma, para o planejador é importante avaliar diferentes cenários de desenvolvimento do parque hidrelétrico nacional, considerando as distintas dimensões, de modo a compreender os benefícios e impactos para o sistema e o meio ambiente de cada nível de inserção das hidrelétricas, proporcionando mais elementos para a tomada de decisão.

2. Complexidade socioambiental para a expansão hidrelétrica

O potencial hidrelétrico inventariado se localiza predominantemente em áreas de alta sensibilidade socioambiental, sobretudo na região Amazônica, que tem metade de sua extensão coberta por áreas legalmente protegidas. A sensibilidade socioambiental de uma região é refletida, dentre outras razões, nas políticas de proteção ambiental, nos conflitos sociais existentes e nas discussões acerca da implantação de UHEs.

No levantamento realizado (Figura 26), verificou-se que 77% do potencial hidrelétrico inventariado apresenta algum tipo de sobreposição a áreas legalmente protegidas do território nacional, como terras indígenas (TI), territórios quilombolas (TQ) ou unidades de conservação (UC).

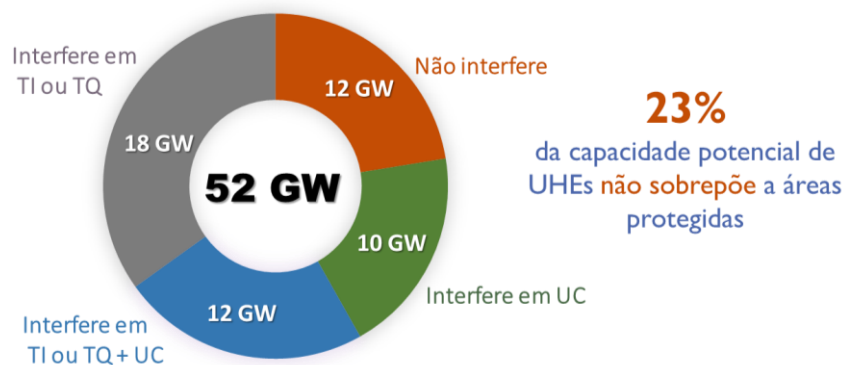


Figura 26 - Potencial Hidrelétrico Inventariado e Interferência em Áreas Protegidas

Em relação às UHEs que se sobrepõem a unidades de conservação, há incertezas associadas aos encaminhamentos desses projetos uma vez que são encontradas dificuldades de se conciliar os propósitos de uma UC com a expansão de oferta de energia.

Já quanto às UHEs que se sobrepõem a terras indígenas, além da diversidade sociocultural, do conflito de interesses e do diálogo com esses povos, são observados desafios jurídicos e políticos tanto na dificuldade de regulamentação dos dispositivos legais e normativos referentes à exploração dos recursos hídricos nessas áreas (artigo 231 da Constituição Federal - CF), quanto nas incertezas acerca dos mecanismos de consulta previstos em acordos internacionais (Convenção n. 169 da Organização Internacional do Trabalho – OIT). Como as comunidades quilombolas também são contempladas na Convenção, as UHEs que sobrepõem a territórios quilombolas foram colocadas no mesmo grupo, apesar de não ser necessária a regulamentação do artigo 231 da CF para exploração dos recursos hídricos em territórios quilombolas.

É muito importante envidar esforços para o estabelecimento de diretrizes formais para orientar a construção de diálogo participativo com a sociedade civil, povos indígenas e tradicionais, considerando a continentalidade de seu território e a complexidade da diversidade cultural, social e ambiental, além dos conflitos de interesses sociais e políticos.

Para mediar a solução, essa gama de elementos observados apresenta um arcabouço jurídico peculiar e específico, que se reflete em desafio a ser perseguido pelo Governo para que possam ser aplicados procedimentos legalmente exigidos, especialmente para os mecanismos de consulta a povos indígenas e comunidades tradicionais, diretamente afetadas.

Ao longo dos anos, a construção de empreendimentos hidrelétricos suscitou questionamentos de grupos da sociedade civil, dada a preocupação relativa à dimensão de impactos sociais e ambientais. Estes fatos contribuíram para um incremento das múltiplas intervenções judiciais com reflexo na dinâmica do processo de licenciamento ambiental, cujo cenário atual reforça que a expansão hidrelétrica no longo prazo precede de articulações institucionais, a participação da sociedade desde as etapas iniciais do planejamento energético e, quando necessário, aperfeiçoamentos de atos normativos.

3. *Modernização e repotenciação de usinas hidrelétricas*

Do atual montante de mais de 100 GW instalado, estima-se como conjunto de usinas elegíveis à modernização (repotenciação) cerca de 50 GW, distribuídos em 51 usinas em todos os subsistemas. O incremento de capacidade por meio de ações de recapacitação (com ampliação estimada de 5% a 20% na potência instalada) e ganhos de eficiência (por melhor engenharia de projeto e de recuperação da capacidade de geração) incrementariam a geração hidráulica com efeitos econômicos positivos para todo o sistema. No mundo, é observada também a modernização de hidrelétricas para se incrementar ainda mais as condições de flexibilidade na operação (aumento do número de paradas e partidas, rampa de geração mais rápida, entre outros), tendo em vista os efeitos da maior participação de fontes não controláveis nas matrizes elétricas.

Os estudos realizados pela EPE até o momento indicam que parte do potencial de ações de modernização pode não se viabilizar somente através dos ganhos de energia firme, mas que há outros ganhos que poderiam ser capturados (reserva de potência, por exemplo), o que vem sendo discutido no âmbito da modernização do setor elétrico brasileiro.

Outro fator que merece atenção é o acúmulo de sedimentos nos reservatórios hidrelétricos, que pode levar à redução gradual da capacidade de armazenamento energético. A avaliação desse processo de assoreamento tem regulamentação prevista pela ANEEL desde 2010 como premissa relevante para o melhor gerenciamento dos sedimentos e dos recursos hídricos que poderão ser otimizados considerando novas tecnologias ou melhores práticas de controle disponíveis.

4. *Atualização do potencial hidrelétrico brasileiro*

O potencial hidrelétrico brasileiro reflete as condições de avaliação técnica, econômica e socioambiental adotadas na época em que os estudos são realizados. Assim, seu valor pode variar, já que as tecnologias estão em constante evolução e os parâmetros usados para a avaliação do potencial se modificam ao longo do tempo.

A nova configuração da matriz elétrica brasileira pode, ainda, impactar a forma de valoração dos benefícios das hidrelétricas, influenciando a definição das concepções construtivas e das características técnicas. Conhecendo melhor o papel das UHEs para o setor elétrico, os serviços prestados e seus atributos de flexibilidade, faz-se necessário aprimorar as metodologias e ferramentas de avaliação desse potencial, tanto do ponto de vista de capacidade quanto de atualização dos custos.

Nesse sentido, a atualização de estudos de inventários mais antigos promoveria uma melhor acurácia nos valores do potencial hidrelétrico brasileiro, ou seja, as novas condições socioambientais, tecnológicas, orçamentárias podem compor uma nova solução ótima para diversas bacias hidrográficas refinando esse valor potencial.

Embora desde 2016 haja previsão legal para destinação dos recursos da Conta Reserva Global de Reversão ao custeio dos estudos de inventário e viabilidade, foi observada uma redução de atividades de investidores tradicionais para a elaboração desses estudos. A forma de ressarcimento dos custos dos estudos após a outorga do empreendimento possivelmente representa uma barreira para o desenvolvimento de novos estudos, tendo em vista os riscos associados à dinâmica do setor e o longo prazo para sua execução, incluindo a possibilidade de arquivamento dos estudos, dentre outros desafios para a conclusão dos estudos.

5. *Vulnerabilidade da geração hidrelétrica por efeito das mudanças climáticas*

Outro foco de discussão, pela grande incerteza que traz ao planejamento da expansão hidrelétrica, é a influência das mudanças climáticas nos regimes hidrológicos e a vulnerabilidade do sistema frente às possíveis alterações de vazões. A variabilidade das vazões naturais é indutora de impacto sobre a geração de energia, principalmente

hidrelétrica. Estudos disponíveis até o momento apontam possível redução na precipitação de algumas regiões o que pode trazer efeitos negativos para a geração do parque instalado e para a viabilidade econômica de usinas futuras.

Tendo em vista a importância das hidrelétricas no sistema elétrico brasileiro, é evidente a necessidade de se aprofundar nas ameaças que atuam sobre as usinas e suas vulnerabilidades individuais e sistêmicas. Ressalta-se a importância de se considerar medidas de adaptação da operação e do planejamento de forma a construir um portfólio de geração resiliente às alterações climáticas, como, por exemplo, com a ampliação da capacidade de armazenamento das hidrelétricas.

6. *Expansão da integração energética na América do Sul por meio de UHEs*

Os países fronteiriços do Brasil, sobretudo Bolívia, Peru, Paraguai e Argentina, possuem um significativo potencial hidrelétrico estimado que dependem de acordos internacionais para a consolidação de um projeto de integração energética regional.

A integração energética na América do Sul por meio de UHEs pode se dar por dois caminhos: aproveitamentos binacionais, a exemplo da hidrelétrica de Itaipu, construídos de forma comum ou mesmo livremente financiados, porém com comercialização para os usuários finais bem definidas; ou por exportação-importação, via conexão entre os sistemas elétricos, com consequente necessidade de coordenação operativa mútua, harmonização regulatória, normas técnicas comuns, compromissos contratuais a cumprir e mecanismos de solução de controvérsias.

Para evoluir nessa direção, é necessário realizar um esforço de articulação e envolvimento dos governos para alinhamento dos objetivos e avançar nas discussões sobre os aspectos regulatórios, os modelos comerciais e as questões de governança a fim de tornar a integração possível no horizonte no plano nacional.

Sob o ponto de vista técnico-econômico e socioambiental, a viabilidade da implementação dos projetos hidrelétricos em estudo, especialmente localizados na fronteira com as regiões Norte e Centro-Oeste do Brasil, devem considerar os elevados investimentos para a construção de infraestrutura de transmissão até os principais centros de carga do Brasil.

Exercícios Quantitativos

Os exercícios qualitativos relacionados às perspectivas de expansão das hidrelétricas ilustram os seguintes aspectos no horizonte do PNE 2050:

1. Qual o efeito da restrição de expansão de UHEs com interferência em áreas protegidas na evolução da matriz elétrica?
2. Qual o efeito das mudanças climáticas sobre a geração hidrelétrica?
3. Qual a real competitividade das PCHs?
4. Qual a competitividade relativa da modernização do parque hidrelétrico?
5. Qual impacto uma maior integração hidrelétrica com países da América do Sul pode ter na matriz elétrica?
6. Qual o papel que o parque hidrelétrico pode ter em um sistema elétrico com maior parcela de tecnologias de geração com pouca despachabilidade?

A primeira questão aborda diretamente uma das questões de interesse para o planejador do setor no desenho da sua estratégia de longo prazo, conforme lista na página 11, por conta do potencial inventariado ainda disponível e não utilizado e os significativos desdobramentos sobre a evolução da matriz elétrica da expansão hidrelétrica. As demais questões tratam de outros aspectos considerados nos desafios ou que ajudam a dar uma visão mais abrangente das perspectivas da evolução da geração hidrelétrica no horizonte do PNE 2050.

1. *Restrição à expansão de UHEs com interferência em áreas protegidas*

De modo a aprofundar o desafio da complexidade ambiental e seus efeitos sobre a expansão são comparados quatro casos seguintes: (1) todo o potencial inventariado ofertado; (2) restrição à expansão de UHEs com interferência em áreas

protegidas (UC e TI); (3) restrição à expansão de UHEs com interferência em UC; (4) restrição à expansão de UHEs com interferência em TI (a partir deste ponto, quando houver menção ao potencial em TI, este engloba as UHEs com interferência em TQ). Esta análise é feita no contexto do cenário **Desafio da Expansão** em que a demanda de energia elétrica em 2050 é 3 vezes maior do que no ano base.

1.1 *Todo Potencial: Todo potencial inventariado disponível ofertado*

Neste caso, foi ofertado todo o potencial inventariado de UHEs acima de 30 MW. Ressalta-se que, para que essa expansão aconteça, é necessário que a perspectiva atual de evolução futura de custos se confirme e haja encaminhamento nas tratativas para a exploração do potencial das UHEs que interferem em áreas protegidas.

Um primeiro resultado a se destacar é que, frente à perspectiva dos custos das diferentes tecnologias e fontes, nem todo o potencial hidrelétrico inventariado disponível deverá ser utilizado. Em outras palavras, caso as perspectivas de custos das demais fontes e tecnologias se confirmem, parte desse potencial hidrelétrico deve continuar intocado para fins de geração de energia elétrica, mesmo considerando uma expansão estritamente pelo mérito econômico dos projetos. Além disso, há fatores relacionados à aceitabilidade social de novos empreendimentos hidrelétricos que acabam criando barreiras a essa expansão da capacidade, mesmo que haja competitividade dos projetos. Esses fatores já são atualmente percebidos em diversos projetos em desenvolvimento. Nesses casos, há que se pensar, sob a ótica da política energética, em novos instrumentos de negociação sobre a alocação dos custos e benefícios dos novos projetos hidrelétricos, visando a destravar a sua viabilização.

Adicionalmente, mesmo em um cenário com elevação significativa da demanda de energia elétrica no horizonte analisado, como o potencial inventariado disponível das UHEs é relativamente pequeno, a fonte reduz sua participação relativa na matriz elétrica no horizonte até 2050. Em termos de capacidade instalada, sua participação relativa cairia pela metade (de 64% em 2015 para 31% em 2050), compensada por uma expansão na participação relativa das renováveis não-hídricas (biomassa e eólica, solar) de cerca de 15% para 45%, cuja baixa despachabilidade enseja também uma expansão de complementação de potência de mais de 60 GW no horizonte.

1.2 *Exceto UC e TI: Restrição à expansão de UHEs com interferência em áreas protegidas (UC e TI)*

Dado o desafio da implantação de UHEs que interferem em áreas protegidas, optou-se, no outro extremo, por simular o caso em que nenhum projeto de UHE com interferência em áreas protegidas é disponibilizado. Como resultado, o acréscimo de capacidade das UHEs selecionadas cai quase 30 GW em 2050 em relação ao caso em que todo o potencial inventariado é disponibilizado (Figura 27). Esta solução requer maior expansão de todo o conjunto restante de fontes, especialmente centrada em renováveis não hídricas, cuja participação relativa na capacidade instalada total sobe para mais de 50%. Com isso, aumenta-se também a necessidade de potência complementar para 67 GW. Ressalta-se ainda o aumento adicional 8 GW do conjunto de termelétricas a combustíveis fósseis e nucleares (de 29 GW para 37 GW) em relação ao caso em que todo o potencial inventariado está disponível. No fim, há uma expansão adicional de mais de 20 GW quando apenas as UHEs sem interferência em áreas protegidas estão disponíveis na cesta de expansão.

1.3 *Exceto UC: Restrição à expansão de UHEs com interferência em UC*

Ao avaliar a restrição à expansão de UHEs com interferência em UC, (ou seja, contando-se na cesta de expansão com o conjunto de UHEs sem interferência e o potencial de UHEs com interferência apenas em TIs), observa-se que o resultado não fica muito distante da expansão em que apenas o potencial hidrelétrico sem interferência é disponibilizado. Ou seja, boa parte da diferença entre as expansões em que todo o potencial inventariado disponível é ofertado e aquele em que apenas o potencial sem interferência é considerado corresponde ao conjunto com interferência em terras indígenas e quilombolas (TI) que representa grande parte do potencial disponível. Além disso, a redução na expansão hidrelétrica é bem menor (6 GW) em relação ao caso com todo o potencial inventariado disponível.

1.4 *Exceto TI: Restrição à expansão de UHEs com interferência em TI*

Como visto no caso anterior, a restrição à expansão em TI, mas não em UC, aproxima a solução deste caso àquele do caso em que apenas as UHEs que não apresentam interferência são consideradas na cesta de expansão. As UHEs em áreas com interferência em TI consideradas apresentam características que as tornam mais competitivas do que

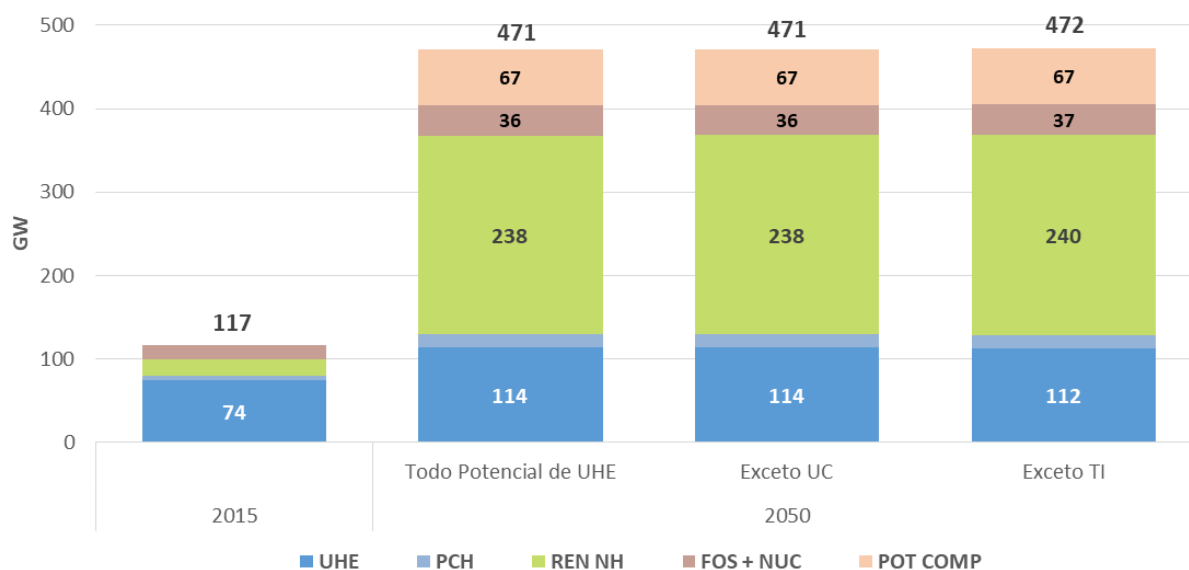
aquelas em áreas com interferências em UCs. No entanto, ao analisar o conjunto de UHEs, observou-se que não há relação entre o tipo de interferência (UC ou TI) e o custo de investimento da usina. A diferença refletida no resultado se deu em função de outras características específicas do grupo de usinas.



Figura 27 - Casos comparados relativos à complexidade socioambiental das UHEs

1.5 Efeito da incerteza de custos das UHEs em áreas com interferência

Como vários projetos em áreas de interferência necessitam de uma atualização dos seus custos, foi feito um exercício hipotético em que somente os projetos em área de interferência tiveram seu CAPEX dobrado. O resultado (Figura 28) sugere que este significativo acréscimo de CAPEX afeta o resultado da competitividade das UHEs em áreas com interferência, equivalendo à evolução da matriz elétrica em que a expansão conta apenas com a cesta de projetos de UHEs que não interferem em áreas de proteção. Em outras palavras, é necessário avaliar a competitividade dos projetos de UHEs em áreas de interferência (ou seja, visitar os custos destes projetos), para os quais os estudos de viabilidade e inventários precisam ser equacionados nestas áreas.

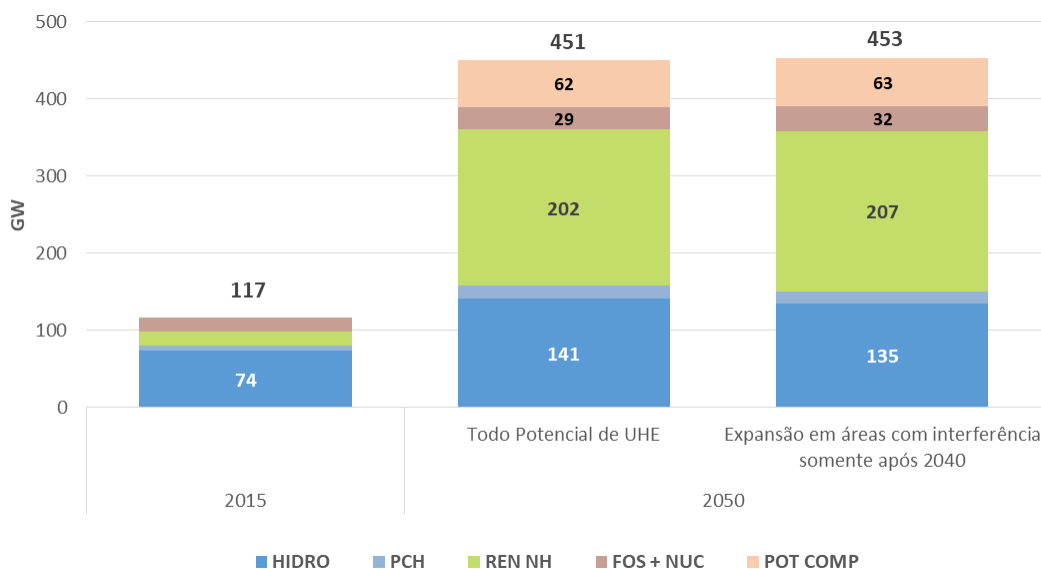


Casos relativos a todo o potencial inventariado de UHEs acima de 30 MW com CAPEX dobrado nas UHEs com interferência em áreas protegidas	Todo Potencial de UHE: Inclui todo potencial inventariado de UHE acima de 30 MW	Exceto UC: Exclui expansão em UHEs com interferência em Unidades de Conservação	Exceto TI: Exclui expansão em UHEs com interferência em Terras Indígenas (inclui Quilombolas)
VPL do Custo Total da Geração Centralizada (R\$ bilhões)	741	742	741

Figura 28 - Casos comparados com dobro de custos nas UHEs com interferência em áreas protegidas

1.6 Entrada das UHEs com interferência somente após 2040

De modo a analisar o impacto que uma discussão mais estendida dos benefícios e custos das UHEs com interferência pode ter sobre a evolução do sistema, foi conduzido um exercício em que a entrada das UHEs com interferência ocorre somente após 2040 (Figura 29). Em termos comparativos, há uma redução de 6 GW na potência de instalada de UHE em 2050, mostrando que a competitividade relativa destes projetos decresce no tempo. A postergação da entrada de UHEs a partir de 2040 resulta em uma solução com valor presente do custo total da geração centralizada maior. Interessante notar que a substituição das hidrelétricas postergadas, como apontado anteriormente, é feita por um conjunto de fontes: na simulação, com expansão de renováveis não hídricas e termelétricas a combustíveis fósseis.



Casos relativos a todo o potencial inventariado de UHEs acima de 30 MW	Todo Potencial de UHE: Inclui todo potencial inventariado de UHE acima de 30 MW	Todo o Potencial somente após 2040: A expansão de qualquer UHE com interferência em áreas protegidas ocorre somente após 2040
VPL do Custo Total da Geração Centralizada (R\$ bilhões)	723	733

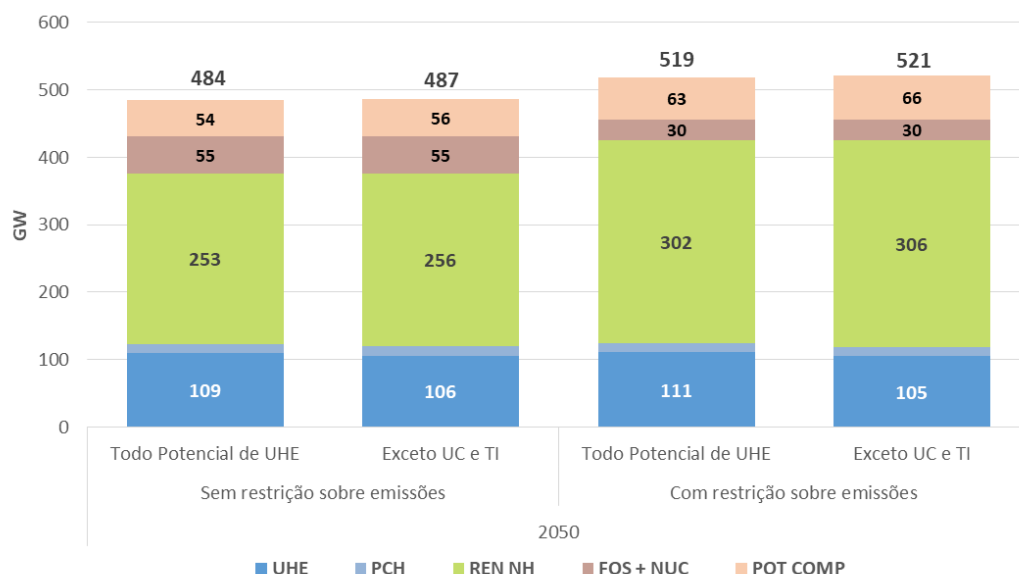
Figura 29 - Avaliação da postergação da entrada das UHEs com interferência somente após 2040

2. Considerações sobre os impactos das mudanças climáticas

A partir dos dados de estudo Efeito das Mudanças Climáticas na Geração de Eletricidade (LIMA et al., 2014), os impactos das mudanças climáticas sobre geração hidrelétrica foram representados por uma redução na energia média e crítica das usinas dos subsistemas Norte e Nordeste na faixa de 15% para o parque existente e 25% para o parque futuro, onde os modelos climáticos tendem a concordar com uma maior redução na precipitação. De modo conservador, foi considerado que os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul permanecem inalterados, sem redução, pois, na realidade, os modelos climáticos apontam, no horizonte de longo prazo, aumento da vazão no Sul e sinais divergentes ou neutros na região Sudeste.

O resultado deste exercício (Figura 30) mostra que grande parte do potencial hidrelétrico, inclusive as UHEs com interferência em áreas protegidas (UC e TI), deixa de ser economicamente viável se houver redução da energia nos patamares indicados, se aproximando da solução, em termos de potência instalada ao fim de 2050, em que apenas o potencial sem interferência é apresentado. Em consequência, há um aumento da expansão das renováveis não hídricas (e a complementação de potência decorrente), mas também das termelétricas a combustíveis fósseis, ratificando o fato de que não há uma única fonte que substitua a hidreletricidade.

No entanto, em um contexto de mudanças climáticas, é esperada que a expansão das termelétricas também seja condicionada ao controle de emissões de GEE, ampliando as perspectivas para as tecnologias com CCS. Nesse caso, a expansão termelétrica é reduzida quase à metade, o que é compensado por maior expansão das renováveis não-hídricas e, por decorrência, há aumento adicional da complementação de potência, levando a uma potência instalada total maior em cerca de 35 GW.



Casos relativos a todo o potencial inventariado de UHEs acima de 30 MW	Sem restrição sobre emissões: Não há qualquer restrição a expansão das termelétricas		Com restrição a emissões: Expansão das termelétricas condicionada a tecnologias que não emitam GEE	
	Todo Potencial de UHE: Inclui todo potencial inventariado de UHE acima de 30 MW	Exceto UC e TI: Considera na expansão apenas UHEs sem interferência em áreas protegidas	Todo Potencial de UHE: Inclui todo potencial inventariado de UHE acima de 30 MW	Exceto UC e TI: Considera na expansão apenas UHEs sem interferência em áreas protegidas
VPL do Custo Total da Geração Centralizada (R\$ bilhões)	870	872	936	940

Figura 30 - Expansão com redução de disponibilidade hídrica com e sem restrições de emissões

3. Análise sobre a competitividade relativa da PCH

Outra questão importante diz respeito à expansão de PCH no horizonte do PNE 2050. Conforme apontado no PDE 2029, há um elenco significativo de empreendimentos de PCHs ainda não aproveitados com potencial de geração de benefícios para a matriz elétrica brasileira, como as sinergias com outras fontes renováveis (complementariedade) e capacidade de armazenamento no horizonte de curto prazo (tipicamente por algumas horas). De modo a abarcar a diversidade de projetos de PCH, foram utilizados 3 patamares de custo para representar essa diversidade nos exercícios de modelagem.

Os resultados da análise quantitativa feita para o PNE 2050 (Figura 31) sugerem que o estoque mais competitivo de PCHs (de 14 GW, conhecido em 2019) deveria se esgotar logo na primeira década do exercício, sem considerar aqui impedimentos ambientais ou sociais que porventura possam existir no futuro, bem com pressão sobre a capacidade de entrega dos fornecedores de equipamentos que possam inflacionar os preços ou atrasar cronogramas de entrada. Há um conjunto um pouco menos competitivo (de aproximadamente 2 GW) que entraria de acordo com o caso analisado, atingindo um patamar máximo de 16 GW, restando quase 5 GW de potencial não explorado até o fim do horizonte por razões da sua menor competitividade com as demais fontes disponíveis.

Ao comparar o resultado das simulações do PNE 2050 com a expansão prevista do PDE 2029 (capacidade instalada esperada de 10 GW em 2030), percebemos uma diferença de acréscimo entre os resultados em comparação com o ano base (2015): enquanto o PDE 2029 considera uma expansão de cerca de 3,6 GW até 2029 (sendo 2,1 GW de expansão indicativa) nesta base de comparação, no PNE 2050 as simulações indicariam uma expansão entre 8,5 GW a 10,5 GW, atingindo-se uma capacidade instalada total de PCH entre 14 GW e 16 GW em 2030.

A diferença pode ser explicada pela natureza dos planos e as informações incorporadas em cada exercício. Nos estudos do PDE, são levados em conta o histórico da participação da fonte nos leilões, a capacidade industrial de fornecimento de equipamentos, os potenciais de cada tecnologia, as incidências tributárias, entre outros elementos para condicionar

as diretrizes de política energética em relação à expansão da fonte. Em particular, no PDE 2029, foi considerada uma indicação de expansão de PCH com limite superior de 300 MW por ano a partir de 2023. No PNE 2050, em primeiro lugar, trabalha-se com um cenário com um crescimento mais acelerado da demanda de energia elétrica e, portanto, mais desafiador em termos de expansão da capacidade de geração. Além disso, no PNE analisa-se a competitividade relativa das fontes a partir das evoluções de custo de investimento e operação em relação ao benefício energético aportado por cada tecnologia. Essa análise comparativa entre o PNE e o PDE permite, neste caso, avaliar se a expansão mais competitiva é prontamente implementável ou se há barreiras cujos custos não estejam totalmente explicitados no problema de modo a gerar eventuais descasamentos entre as expansões do PDE e PNE. É o que parece ser o caso das PCH em relação aos riscos do negócio, tocando o financiamento, licenciamento ambiental, custos e cronograma de construção, etc.

Assim, a discrepância de resultados em relação à expansão de PCH nos dois planos no horizonte até 2030 sugere que há outros limitadores à competitividade das PCHs que não estão devidamente incorporados nos exercícios quantitativos e que, portanto, merecem uma análise mais cuidadosa para tratar adequadamente as possíveis barreiras à expansão da fonte.

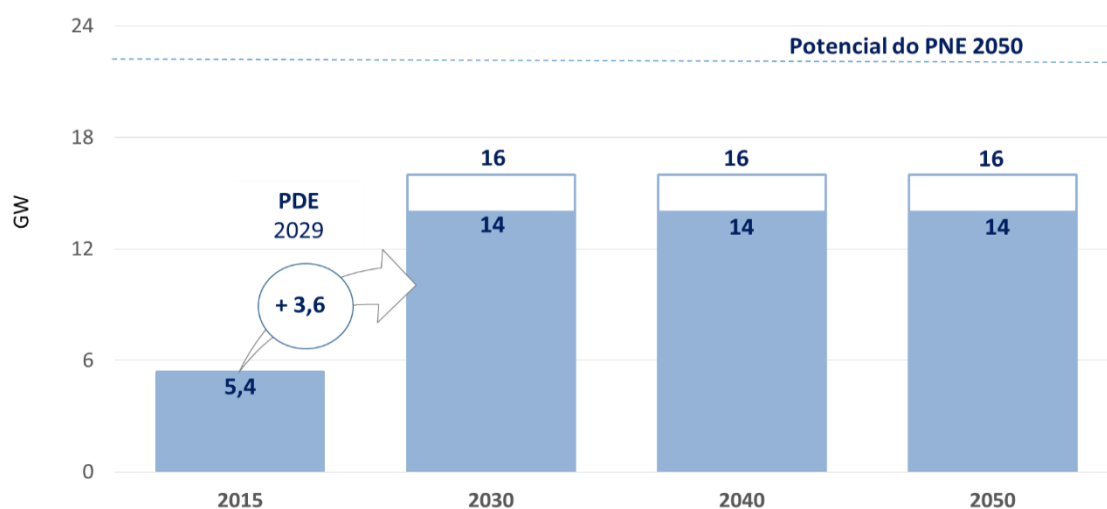


Figura 31 - Perspectiva de expansão das PCHs no PNE 2050

Com o objetivo de trazer maior transparência para a discussão de custos não aparentes das PCH (muito relacionados aos riscos do negócio), apresentamos um exercício adicional em que o CAPEX de todas as PCH foi duplicado. O resultado (Figura 32) indica uma expansão mais aderente à considerada no PDE 2029, sugerindo que tais “custos não aparentes” das PCH são significativos. Os motivos por trás de tais custos merecem uma análise mais cuidadosa para avaliar se há algum impeditivo regulatório ou de política energética que leva à menor competitividade da fonte. Se, como apontado na introdução, alguns desses limitadores estiverem associados às políticas energéticas ou regulatórias vigentes, faz-se necessário, desde que devidamente fundamentadas em análises consistentes de custo-benefício, sua reorientação na direção de destravar o potencial competitivo da fonte.

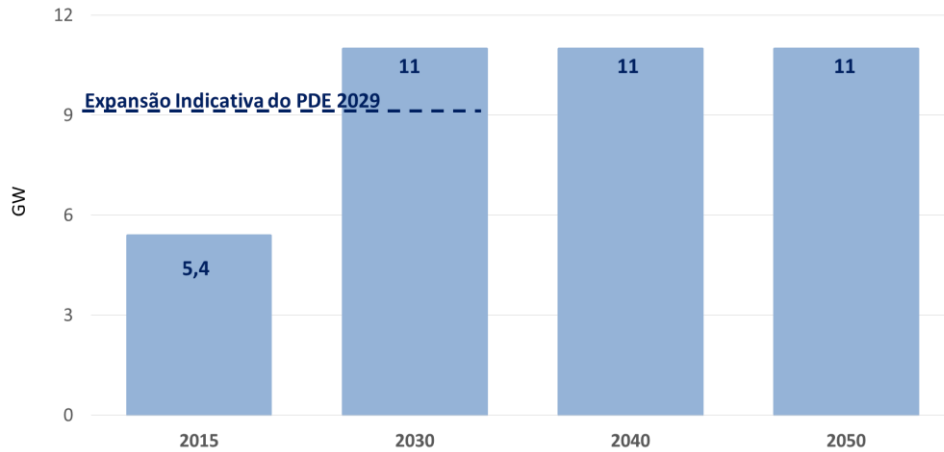
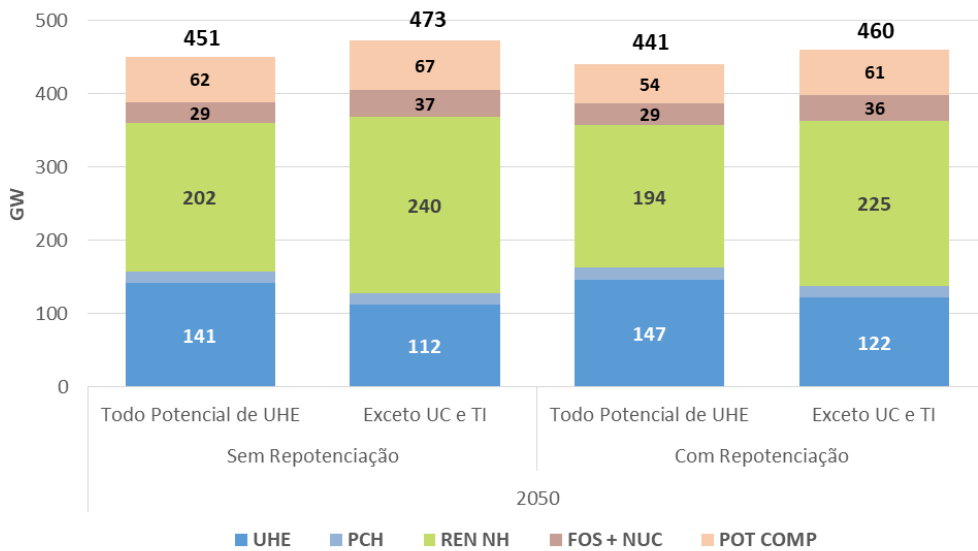


Figura 32 - Expansão das PCHs na hipótese de custos dobrados em relação aos valores estimados

4. Análise sobre a competitividade da modernização ou repotenciação do parque hidrelétrico

Para avaliar a competitividade da modernização (ou repotenciação) do parque hidrelétrico brasileiro, utilizou-se a base de 50 GW de potencial de 51 usinas em todos os subsistemas, com mais de 25 anos de operação e potência instalada superior a 100 MW, conforme EPE (2019). A partir da estimativa de ganhos técnicos da ordem entre 5% a 20%, o acréscimo de potência estimado seria de 2,5 GW a 10 GW a custos bastantes competitivos. Como mostra a Figura 33, a modernização do parque hidrelétrico apresenta-se como alternativa competitiva de expansão da capacidade instalada, diminuindo o valor presente líquido do custo total em relação ao caso sem repotenciação nos casos comparáveis (Todo potencial vs. Todo Potencial Exceto UC e TI), ao mesmo tempo em que se aumenta a participação de UHEs na matriz elétrica em 2050.



Casos relativos a todo o potencial inventariado de UHEs acima de 30 MW	Sem repotenciação		Com repotenciação: <i>Inclui repotenciação de parte do parque hidrelétrico brasileiro</i>	
	Todo Potencial de UHE: <i>Inclui todo potencial inventariado de UHE acima de 30 MW</i>	Exceto UC e TI: <i>Considera na expansão apenas UHEs sem interferência em áreas protegidas</i>	Todo Potencial de UHE: <i>Inclui todo potencial inventariado de UHE acima de 30 MW</i>	Exceto UC e TI: <i>Considera na expansão apenas UHEs sem interferência em áreas protegidas</i>
VPL do Custo Total da Geração Centralizada (R\$ bilhões)	723	742	713	732

Figura 33 - Expansão com repotenciação

5. Ampliação da cesta de projetos de hidrelétricas por meio de maior integração com países da América do Sul

Além do Potencial Hidrelétrico Brasileiro de 154 GW e o potencial considerado por meio de repotenciação (10 GW), a cesta de projetos de UHEs pode ser ampliada consideravelmente por meio de Integração Energética com outros países da América do Sul: 10 GW em projetos binacionais e 24 GW em outros projetos internacionais na América do Sul, o que elevaria o potencial total para 198 GW considerado no PNE 2050 (Figura 34).

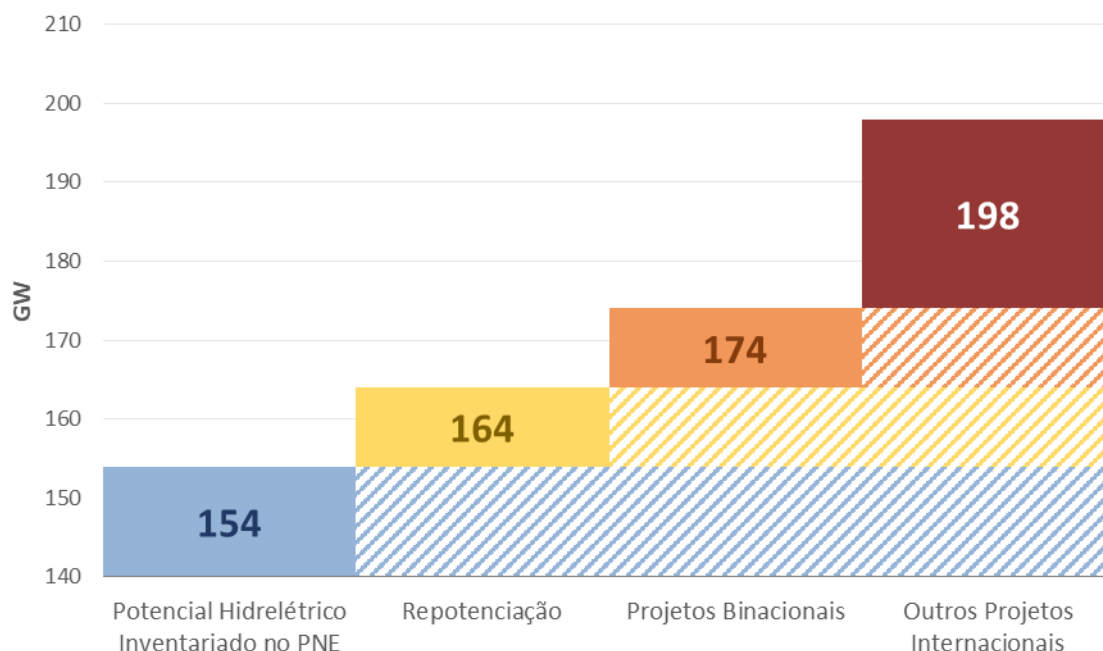


Figura 34 - Potencial Hidrelétrico incluindo repotenciação e projetos internacionais na América do Sul

Para avaliar a viabilidade da integração energética com países da América Latina, o seguinte portfólio de usinas internacionais foi adicionado (Tabela 6), levando-se em conta a disponibilidade de informações para a realização dos exercícios quantitativos. Ressalta-se que não necessariamente esse grupo de usinas tem o mesmo nível de detalhamento dos estudos de inventário brasileiro, portanto o potencial real pode variar bastante. Além disso, não foram avaliadas interferências em áreas protegidas para as usinas internacionais.

Tabela 6. Projetos internacionais

Usina	Local	Potência Instalável (MW)
La Guitarra	Peru	220
Aña Cuá	Paraguai / Argentina	270
Man 270	Peru	286
Ampliação de Yaciretá	Paraguai / Argentina	465
Tampo-Pto. Prado	Peru	620
Vizcatá	Peru	750
Cuquipampa	Peru	800
Cumba 4	Peru	825
La Balsa	Peru	915
Urub 320	Peru	942
Cachuela Esperanza	Bolívia (50 hz)	990
Panambi	Argentina / Brasil	1.050
Sumabeni	Peru	1.074
Garabi	Argentina / Brasil	1.150
Ina 200	Peru	1.355
Paquitzapango	Peru	1.379
Rentema	Peru	1.525
Itatí – Itacora	Paraguai / Argentina	1.600
Bala	Bolívia (50 hz)	1.680
Corpus Christi (Pindo-i)	Paraguai / Argentina	2.880
Río Grande	Bolívia (50 hz)	2.882
Guajará-Mirim	Bolívia (50 hz)	3.000
Pongo de Manseriche	Peru (60hz)	7.550
Total		33.998

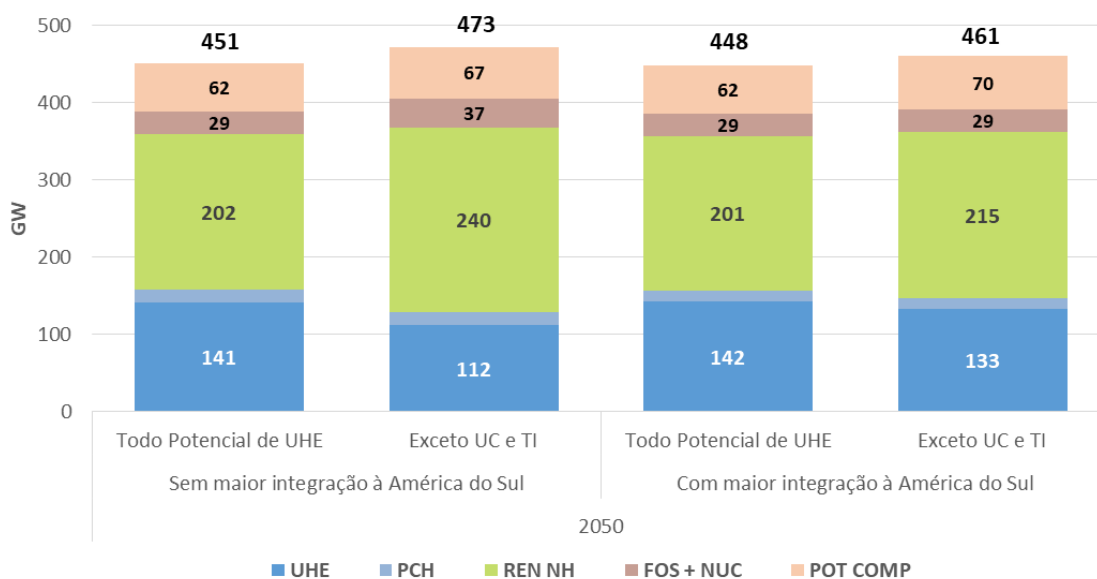
Fonte: Elaboração a partir de fontes diversas.

Por conta da dificuldade de dispor de valores efetivos dos projetos nos países vizinhos, considerou-se como parâmetro as usinas na região Norte do Brasil, em virtude da maior similaridade das condições de construção, área de desenvolvimento e de tamanho. Para avaliar sua competitividade, foram escolhidas as de custos baixos, mas adicionado o custo de transmissão até a fronteira com o Brasil. Assim, à capacidade atual de intercâmbio entre Brasil e os países fronteiriços de 7.980 MW foi oferecida a possibilidade de expansão do sistema de transmissão em até 96.000 MW adicionais.

De acordo com a Figura 35, os resultados mostram que mais de 75% do portfólio de usinas internacionais apresentado (equivalente a 26 GW) é incorporada à expansão. Em comparação com a solução sem integração com países da América do Sul, há uma diferença na configuração final, a depender se as UHEs com interferência em áreas protegidas estão à disposição para expansão. Caso estejam disponíveis, a expansão hidrelétrica aumenta marginalmente (142 GW contra 141 GW), podendo haver substituição de projetos nacionais por internacionais a depender de sua competitividade relativa.

Se, por outro lado, houver limitação da expansão de UHE em áreas com interferência em UC ou TI, as usinas hidrelétricas da América do Sul podem substituir parte desse potencial não disponível. Em relação ao caso sem integração, a potência instalada de UHE em 2050 cresce 21 GW para 133 GW. Interessante notar que esse aumento da participação de UHE ocorre em substituição a uma menor participação das fontes renováveis não-hídricas (inclui UTEs a biomassa) e das fontes

termelétricas não renováveis (exclui UTEs a biomassa), resultando em uma matriz elétrica com 12 GW a menos de capacidade instalada em 2050.



Casos relativos a todo o potencial inventariado de UHEs acima de 30 MW	Sem maior integração à América do Sul		Com maior integração à América do Sul: Inclui cesta de projetos internacionais conforme Tabela 6	
	Todo Potencial de UHE: Inclui todo potencial inventariado de UHE acima de 30 MW	Exceto UC e TI: Considera na expansão apenas UHEs sem interferência em áreas protegidas	Todo Potencial de UHE: Inclui todo potencial inventariado de UHE acima de 30 MW	Exceto UC e TI: Considera na expansão apenas UHEs sem interferência em áreas protegidas
VPL do Custo Total da Geração Centralizada (R\$ bilhões)	723	742	719	730

Figura 35 - Expansão com usinas da América do Sul

Estes resultados sugerem que, se os custos das usinas hidrelétricas da América Latina estiverem nos patamares aqui considerados, em torno de R\$ 5.000/kW ou menos, elas podem ser uma estratégia alternativa à expansão de UHEs brasileiras, especialmente quando há restrição à sua expansão naqueles projetos com interferência em áreas protegidas. Por outro lado, a implantação de novos corredores de transmissão na região Amazônica traz desafios intrínsecos relacionados a dificuldades de acesso, elevados custos econômicos e impactos socioambientais que precisam ser cuidadosamente analisados.

6. Um novo papel para as hidrelétricas na operação do sistema elétrico

Desde o século passado, as hidrelétricas assumiram papel central no atendimento às crescentes necessidades de energia elétrica do Brasil, que buscou utilizar o seu farto potencial hidrelétrico, deixando apenas uma fatia minoritária para a geração termelétrica com combustíveis fósseis. No século XXI, vimos que o potencial hidrelétrico ainda inexplorado tem sido cada vez mais desafiador de se desenvolver, enquanto novas fontes e tecnologias se apresentam como alternativas competitivas e também renováveis. Os exercícios apresentados neste relatório do PNE 2050 confirmam esse prognóstico.

Nesse sentido, a ampliação da oferta hidrelétrica não conseguirá acompanhar o ritmo de crescimento da demanda por energia no Brasil ao longo das próximas décadas, resultando em gradual perda de participação relativa na nossa matriz. Todavia, isso não significa perda de relevância das hidrelétricas. Pelo contrário, o parque hidrelétrico existente, com seus estoques de água nos reservatórios, conectado a um sistema de transmissão de dimensões continentais, seguirá sendo ativo extremamente valioso para a competitividade do suprimento de energia elétrica no Brasil. Isso se deve a uma razão fundamental: as hidrelétricas conferem elevada flexibilidade para a operação do sistema num contexto de significativa expansão das fontes eólica e solar, tidas como não despacháveis. Em outras palavras, as hidrelétricas podem, dentro de certos limites, aumentar ou diminuir sua geração para ajudar a compensar a variação das outras fontes renováveis,

permitindo utilizar mais eficientemente os recursos renováveis disponíveis e reduzindo a necessidade de acionamento das termelétricas fósseis.

Todavia, à medida em que as energias eólica e solar ocupam uma fatia maior da matriz elétrica brasileira, é preciso rever a forma de utilizar os reservatórios das hidrelétricas, pois a demanda por flexibilidade operativa vai aumentando significativamente. Como utilizar os reservatórios da forma mais nobre possível?

Alguns exercícios de simulação permitem sinalizar os principais efeitos dessas mudanças no médio e longo prazo.

O primeiro exercício aqui apresentado faz uso de algumas simplificações na representação do sistema para nos ajudar a entender a mudança esperada no comportamento sazonal (variações ao longo dos meses do ano) da geração hidrelétrica nas décadas futuras. Utilizando o modelo NEWAVE para realizar simulações estáticas (quando não há evolução do mercado e da expansão durante o período de estudo) e ajustadas ao critério de suprimento atual utilizando as séries históricas de afluência, foram comparados dois casos: (i) o primeiro, considerando o parque gerador atual mais a oferta contratada até 2019, e (ii) o segundo, com matriz expandida até 2050 (considerando o caso em que a oferta de hidrelétricas se restringe às que não afetem diretamente áreas legalmente protegidas). Para complementar a análise, ambos os casos também foram simulados com séries sintéticas de afluências, apresentando o mesmo padrão de resultados obtidos com uso das séries históricas. Para fins deste exercício, adotou-se o mesmo perfil da carga atual para representar o mercado consumidor futuro. Também se adotou a mesma forma da sazonalidade e de proporcionalidade das usinas renováveis futuras que a oferta informada ao Modelo de Decisão de Investimento (MDI) no estudo do PDE 2029.

Os resultados obtidos (Figuras 36 e 37) indicam que, com a maior entrada de renováveis variáveis não controláveis na matriz, o perfil sazonal de armazenamento dos reservatórios do SIN se achata, em relação ao que se observa atualmente. Enquanto a sazonalidade atual é bem marcada pelos períodos secos e chuvosos do subsistema SE/CO, o de maior capacidade de armazenamento no País, a complementariedade sazonal das demais fontes renováveis faz com que haja um aumento da oferta de energia renovável não hidrelétrica nos períodos secos. Esse aumento é de tal proporção que reduz a necessidade de consumir os estoques de água nos períodos secos para evitar consumo de combustíveis nas termelétricas, de forma que não se torna necessário reduzir tanto os níveis dos reservatórios no segundo semestre.

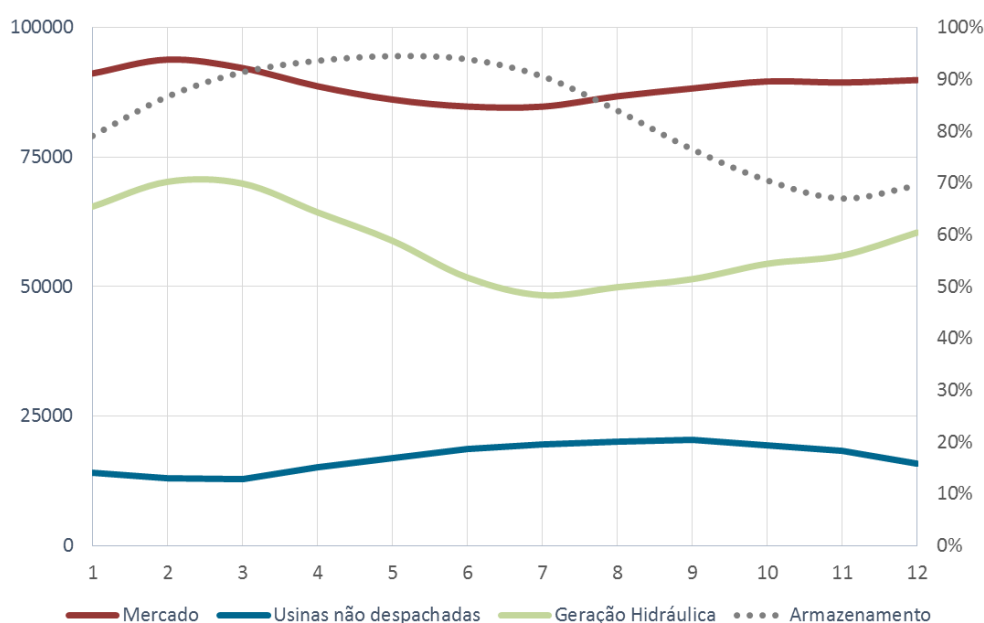


Figura 36 - Geração e armazenamento Médio: parque gerador atual mais geradoras contratadas até 2019

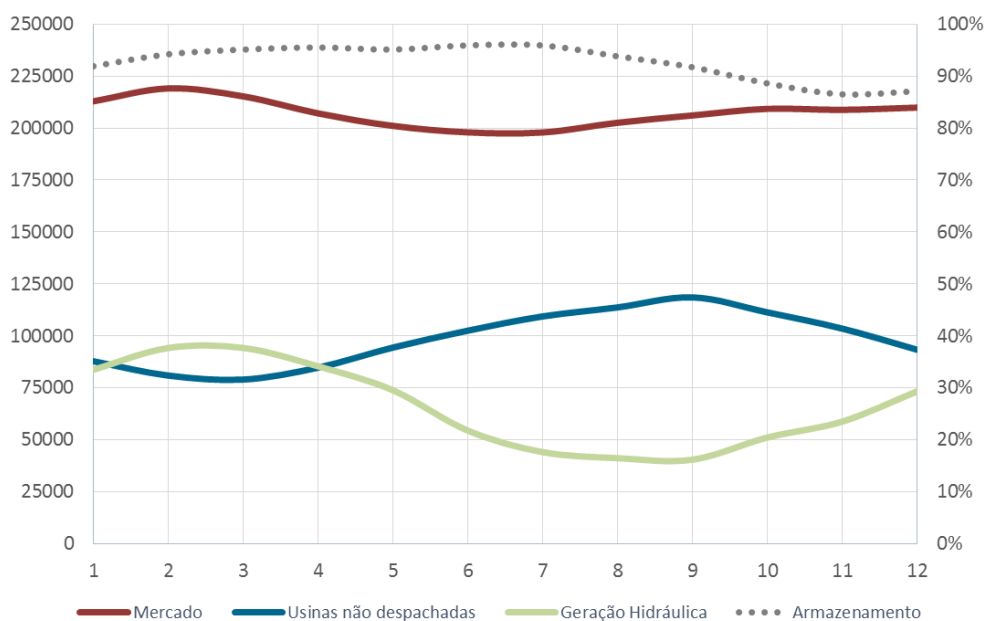


Figura 37 - Geração e armazenamento médio com grande inserção de renováveis não-controláveis

O segundo exercício aqui apresentado busca verificar o comportamento esperado das hidrelétricas numa escala de tempo mais curta, por meio de modelagem do sistema com maior refinamento (granularidade espacial e temporal). Neste caso, utilizamos a mesma metodologia empregada para avaliação de suprimento de potência no PDE 2029.

Como resultado, verifica-se que, se por um lado a variação sazonal no nível dos reservatórios deve ser menos acentuada no futuro, por outro, os estoques de água podem funcionar como um pulmão que inspira e expira ao longo dos dias, em escala de horas ou minutos, para ajudar a compensar as variações na demanda de energia e na oferta das fontes eólica e solar, presentes em larga escala na matriz futura. A preservação dos níveis dos reservatórios por mais tempo em níveis elevados disponibiliza uma queda d'água suficiente para atender ao requisito de geração nos horários mais críticos do sistema (o chamado "suprimento de potência"). O volume de água estocado nos reservatórios permite o controle da variação das vazões afluentes (respeitando as restrições hidráulicas, ambientais, de outros usos da água), provendo flexibilidade a baixo custo e permitindo uma melhor gestão do sistema. Não fossem as hidrelétricas, haveria uma pressão muito maior para a entrada de geração termelétrica flexível, encarecendo a conta final da energia.

Embora estudos mais detalhados sejam necessários para avaliar as implicações em termos de operação, os resultados claramente apontam para a necessidade de reavaliação dos atuais desenhos regulatório e de mercado atualmente vigentes. Será cada vez mais necessário que a estrutura de remuneração aos agentes dê o devido sinal para a otimização no uso dos recursos energéticos. Isso significa que o preço da energia deve refletir o seu efetivo valor (ou escassez) para o consumidor, de forma que os geradores invistam e operem as usinas da melhor forma possível (mais econômica sob a ótica sistêmica). As propostas apresentadas no âmbito do GT Modernização do Setor Elétrico em 2019 apontam justamente nessa direção.

Recomendações

1. *Endereçar efeitos do novo papel das UHEs na operação do sistema: avanços metodológicos e desenho de mercado*
Para compreender e viabilizar o novo papel das usinas hidrelétricas na operação do sistema, é necessário incorporar avanços metodológicos que permitam, já nos estudos de planejamento da expansão, obter informações suficientes sobre a operação futura. É preciso desenvolver as atuais ferramentas e métodos, considerando sempre o *trade off* entre o esforço computacional (que naturalmente tende a ser elevado para sistemas de grande porte como o brasileiro) e os detalhes que capturem as principais informações operativas.

Além disso, o desenho de mercado, na medida do possível, deve ser atualizado de modo a permitir que as usinas sejam remuneradas pelo efetivo serviço entregue, ou seja, não só pela sua produção de energia elétrica, mas também pela sua habilidade e disponibilidade para prestar outros serviços, como de flexibilidade e capacidade, permitindo que novos modelos de negócio se viabilizem.

2. *Ampliar os esforços de comunicação e diálogo com a sociedade em todas as etapas do processo*

Os resultados dos exercícios quantitativos mostram a importância do aproveitamento do potencial hidrelétrico inventariado para amparar a energia de base no Brasil com destaques para indispensável melhoria na articulação intersetorial e ampliação do diálogo social e da comunicação com os diversos atores interessados, no sentido de promover uma participação qualificada do governo, da sociedade e do setor produtivo nas diversas etapas do planejamento setorial.

É compromisso do governo brasileiro o fortalecimento da segurança jurídica para contratos e serviços. Para tanto, é de fundamental importância: contribuir para a manutenção e o aprimoramento da qualidade dos estudos de planejamento, o esforço para promover a governança, a revisão e regulamentação das normativas aplicáveis e necessárias ao desenvolvimento setorial e o fortalecimento na relação institucional dos órgãos envolvidos.

Ademais, é fundamental o disciplinamento do papel das instituições na aprovação e acompanhamento dos estudos de Inventário e de Viabilidade, bem como da forma de seu financiamento, além da definição de prioridade para quais bacias o inventário hidrelétrico poderá ser revisado e como consequência os seus estudos de viabilidade mais prementes.

3. *Promover agenda de diálogo para definir a compensação para as comunidades indígenas e os procedimentos de consulta*

Os resultados quantitativos mostram que a exploração do potencial hidrelétrico em terras indígenas ou territórios quilombolas reduziria o total de emissões do setor elétrico.

É de especial importância avançar nas tratativas intergovernamentais com vistas à regulamentação das diretrizes para consulta dos povos indígenas e comunidades tradicionais, bem como, sobre a exploração dos recursos hídricos em terras indígenas no Brasil, de forma a estabelecer as formas de compensação e da participação econômica dessas comunidades nos resultados da lavra, como prevê o artigo 231 da Constituição Federal.

4. *Ampliar a integração entre temas de energia e meio ambiente*

A interação e a elaboração de estudos que envolvam o setor elétrico e o setor ambiental na fase de planejamento de projetos hidrelétricos contribuem para a antecipação de questões e a discussão de estratégias relacionadas ao desenvolvimento dos projetos.

Nesse sentido, é necessário evoluir nas discussões sobre estudos com uma abordagem estratégica, como uma avaliação sistêmica para projetos hidrelétricos, de modo a promover uma efetiva integração entre os diferentes atores envolvidos no desenvolvimento de projetos hidrelétricos e a sistematização dos aspectos relevantes para a tomada de decisão sobre os projetos.

Além disso, é fundamental maior articulação institucional e a participação dos diversos setores da sociedade, sobretudo do setor ambiental, em todas as etapas de planejamento e não apenas no processo de licenciamento ambiental. Nesse sentido houve iniciativas do governo promovendo processos de articulação entre as pastas de energia e de meio ambiente, a partir de discussões e estudos estruturantes, com objetivo de definir estratégias que conciliem as políticas de conservação ambiental e de geração de energia. As iniciativas já tomadas não foram atreladas a um procedimento consolidado e normatizado, o que traz inseguranças ao processo como um todo e incertezas quanto ao uso dos resultados alcançados e a continuidade dos estudos. No caso de PCHs, a maior integração com órgãos estaduais de meio ambiente pode ser um fator significativo para a maior expansão desta fonte.

5. *Aumentar a articulação entre o setor elétrico e as instituições ligadas à questão hídrica*

Os reservatórios das hidrelétricas, especialmente aqueles com capacidade de regularização de vazões, podem favorecer os usos múltiplos da água, sobretudo ao ampliar a oferta do recurso hídrico em regiões com déficit. Esse benefício é observado em alguns reservatórios existentes e poderá ocorrer em projetos futuros.

Sob essa perspectiva é necessário avançar nas avaliações sobre a evolução das demandas desses outros usos da água e nas formas de incorporá-las nos processos de planejamento do setor elétrico, identificando, de maneira objetiva, os custos e benefícios de cada um dos setores, tanto para as hidrelétricas existentes, quanto para a expansão. É necessário ter visão clara acerca das perdas energéticas resultantes das retiradas de restrições impostas e dos responsáveis por arcar com os custos de implantação e operação das diversas estruturas, como, por exemplo, eclusas para a transposição de embarcações.

Nesse sentido, é fundamental promover a articulação com a ANA, órgãos gestores de recursos hídricos estaduais e demais instituições ligadas à questão hídrica, de modo a propiciar a integração entre as políticas públicas dos diversos setores, com foco na melhor utilização da água.

6. Estimular a elaboração de Inventários Hidrelétricos Participativos

Atualmente alguns estudos de inventário estão sendo elaborados no formato de “Inventários Hidrelétricos Participativos”. Esse formato propõe incluir os órgãos ambientais e, possivelmente, outras instituições, na fase de identificação dos aproveitamentos hidrelétricos. O primeiro estudo de inventário nesse modelo foi aprovado em 2019 para o rio Pardo, em ação integrada entre Aneel e Imasul (órgão ambiental do Mato Grosso do Sul).

A partir da interação com os órgãos ambientais na fase de planejamento, busca-se melhorar a dinâmica do processo de implantação de um projeto e, assim, antecipar questões críticas, aumentando a segurança e a previsibilidade do andamento dos empreendimentos. Cabe ressaltar que, por enquanto, o processo ocorreu apenas para inventários de PCHs. Dessa forma, é desejável estimular a utilização do formato de “Inventário Hidrelétrico Participativo” para próximos inventários hidrelétricos que venham a ser elaborados.

7. Aprimorar regras e ações que incentivem a modernização das UHEs.

O envelhecimento do parque e o conseqüente desgaste das máquinas exigirá novos investimentos, pois o funcionamento do parque instalado requer boas condições técnicas para operar. Trata-se de um problema de caráter inevitável dentro do horizonte do PNE 2050, quando todas as usinas atualmente instaladas estarão elegíveis para repotenciação e modernização.

No entanto, os resultados quantitativos sugerem que a repotenciação pode ser uma alternativa barata de recuperar e, eventualmente, aumentar a eficiência das máquinas e, conseqüentemente, a geração de UHEs. Portanto, deve-se direcionar esforços para estabelecer um conjunto de mecanismos de incentivo capazes de promover investimentos em repotenciação e modernização de hidrelétricas, seja durante o período de concessão, seja no momento de renovação da outorga.

8. Rever o Manual de Inventário e as Instruções para os Estudos de Viabilidade

A revisão do Manual de Inventário e das Instruções para Estudos de Viabilidade (EVTE) podem ajudar na redução da assimetria de informações no processo competitivo da outorga de usinas hidrelétricas, assegurando melhor qualidade dos estudos e maior transparência.

A atualização dos critérios de suprimento do sistema ensejará a necessidade de uma nova metodologia que possa identificar e sugerir novas características para os aproveitamentos na comparação de alternativas e induzir a possibilidade de novos modelos de negócio.

9. Equacionar a viabilidade financeira dos estudos de inventário e viabilidade

É necessário ampliar discussões para incentivar o desenvolvimento de novos estudos, passando por questões como responsabilidades (ou remuneração) pelo desenvolvimento dos estudos de inventário, de viabilidade e ambientais, alocação de riscos e atribuições do empreendedor e do Estado.

10. Melhorar a compreensão dos efeitos das mudanças climáticas na capacidade de geração das hidrelétricas em operação e nos potenciais de recursos inventariados.

A importância da geração hidrelétrica para o sistema elétrico brasileiro evidencia a necessidade de se aprofundar no conhecimento das consequências das alterações climáticas na operação e no planejamento da expansão da oferta, sobretudo no que tange a variação das afluições aos reservatórios das UHEs e seus desdobramentos na geração de energia e na segurança das estruturas, entre outros aspectos. Para tanto, é necessária a revisão das metodologias e processos de planejamento, de maneira a incorporar os efeitos das alterações climáticas nas análises.

11. Estruturar as bases de dados e de informações com vistas à maior integração com países da América do Sul

Para a integração energética regional baseada em UHEs é necessário retomar os estudos de inventário e potencial. Os países sul americanos ainda possuem um conjunto considerável de projetos de geração que podem contribuir para uma maior integração energética regional e se apresentam como opções de expansão dos parques geradores dos países envolvidos. Além disso, são necessários tanto a estruturação de uma base de dados com características uniformes dos países envolvidos, quanto maior acesso à informação sobre políticas setoriais e de regulação do setor em cada país.

Mapa do Caminho - Hidreletricidade

Desafios	Recomendações		
	2020 - 2030	2030 - 2040	2040 - 2050
Melhor compreensão e esclarecimento do papel da geração hídrica e dos reservatórios no futuro do sistema elétrico brasileiro	Endereçar efeitos de eventual novo papel das UHEs na operação do sistema: avanços metodológicos e desenho de mercado		
	Ampliar os esforços de comunicação e diálogo com a sociedade em todas as etapas do processo		
Complexidade socioambiental para a expansão hidrelétrica	Promover agenda de diálogo para definir a compensação para as comunidades indígenas e os procedimentos de consulta		
	Ampliar a integração entre temas de energia e meio ambiente		
	Aumentar a articulação entre o setor elétrico e as instituições ligadas à questão hídrica		
	Estimular a elaboração de Inventários Hidrelétricos Participativos		
Modernização e repotenciação de usinas hidrelétricas	Aprimorar regras e ações que incentivem a modernização das UHEs		
Atualização do potencial hidrelétrico brasileiro	Rever o Manual de Inventário e as Instruções para os Estudos de Viabilidade		
	Equacionar a viabilidade financeira dos estudos de inventário e viabilidade		
Vulnerabilidade da geração hidrelétrica por efeito das mudanças climáticas	Melhorar a compreensão dos efeitos das mudanças climáticas na capacidade de geração das hidrelétricas em operação e nos potenciais de recursos inventariados.		
Expansão da integração energética na América do Sul por meio de UHEs	Estruturar as bases de dados e de informações com vistas à maior integração regional		

Energia Eólica

Fortemente motivada pelas discussões sobre mudanças climáticas e da consequente necessidade de redução da emissão dos gases de efeito estufa e de outros gases poluentes, a energia eólica tem sido uma das fontes renováveis que mais crescem no mundo.

No Brasil, desde a contratação dos projetos eólicos no Leilão de Energia de Reserva de 2009, a fonte eólica passou a ser a quarta maior fonte geradora de energia na matriz elétrica brasileira, contribuindo com cerca de 8% da energia elétrica gerada em 2018.

Parte do sucesso da exploração da energia eólica no Brasil pode ser atribuída às características do recurso eólico e sua abundância, principalmente na Região Nordeste. O aprimoramento das análises do potencial eólico, aprendizado dos agentes e alta competitividade foram, entre outros aspectos, essenciais para a queda dos preços da energia eólica no Brasil, proporcionando o desenvolvimento permanente desta fonte.

A expansão observada no Brasil nos últimos anos refere-se somente a projetos *onshore*. No contexto global, regiões *offshore* representam a última fronteira para o desenvolvimento da energia eólica, com aumento expressivo na exploração da fonte em diversos países. No caso do Brasil, o mapeamento preliminar do potencial eólico *offshore* para as águas jurisdicionais brasileiras identificou áreas com ventos superiores a 7 m/s, abrindo novas perspectivas para a possível exploração desse recurso energético no País.

Estimativa dos Recursos

Em 2001, foi elaborado o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (Cepel, 2017), indicando um potencial instalável de 143 GW para todo o País. Desde então, foram divulgados estudos mais atuais sobre o potencial eólico, porém em nível estadual e seguindo cada qual seu conjunto de restrições, modelos e premissas, refletindo o potencial à sua época de edição, em locais com velocidade acima de 7m/s. Os resultados indicam que o Brasil possui um enorme potencial eólico *onshore* a ser explorado no horizonte de estudo do PNE 2050 (Tabela 7).

Tabela 7. Potencial eólico dos atlas estaduais

Estados	Data da Publicação	Potência Instalável (MW)			Energia Anual (GWh)		
	Altura	75m 80m* 70m**	100m	150m 140m*	75m 80m* 70m**	100m	150m 140m*
Alagoas	2008	336	649	n.d.	822	1.340	n.d.
Bahia	2013	38.600*	70.100	195.200	150.400*	273.500	766.500
Ceará	2019	23.144*	41.770	94.274	82.660*	153.065	362.162
Espírito Santo	2009	448	1.143	n.d.	1.073	2.397	n.d.
Minas Gerais	2010	24.742	39.043	n.d.	57.812	92.076	n.d.
Paraíba	2017	6.000**	14.700	42.100	23.690**	58.770	167.880
Paraná	2007	1.363	3.375	n.d.	3.756	9.386	n.d.
Pernambuco	2017	6.600*	10.725	20.830*	25.775*	42.100	84.159*
Rio de Janeiro	2002	1.524	2.813	n.d.	4.835	8.872	n.d.
Rio Grande do Norte	2003	19.431	27.080	n.d.	55.901	69.293	n.d.
Rio Grande do Sul	2014	n.d.	102.800	245.300	n.d.	382.000	911.000
São Paulo	2012	15	564	n.d.	48	1.753	n.d.
Total dos Atlas		122.203	314.762	597.704	406.772	1.094.552	2.291.701

Fonte: Elaboração a partir de fontes diversas.

Embora Maranhão, Piauí e Sergipe não tenham atualmente atlas próprios, são estados com elevada disponibilidade de recurso eólico, como mostra o “Atlas do Potencial Eólico Brasileiro” (Cepel, 2017), ainda que sem apontar números por estado, além de contarem com diversos projetos participando dos leilões de energia nos últimos anos.

Quanto ao potencial eólico marítimo, a EPE conduziu um estudo utilizando dados de reanálises da base ERA5, que é disponibilizada pelo *European Centre for Medium-Range Weather Forecasts*. Esta base possui dados horários com resolução de 30 km para toda Zona Econômica Exclusiva, com referência no período entre 2000 e 2017. Os resultados são mostrados na Tabela abaixo e conclui-se que o potencial também é muito grande, mesmo considerando as incertezas relativas aos dados.

Tabela 8. Potencial eólico *offshore* (sem restrições)

Velocidade (m/s)	Batimetria (m)							
	0-20				20-50			
	0-20	20-50	50-100	>100	0-20	20-50	50-100	>100
	GW				TWh			
>6.0	628	641	531	9.100	1.789	2.048	1.576	30.140
>6.5	522	591	467	8.420	1.582	1.949	1.450	28.793
>7.0	276	421	237	5.833	1.008	1.528	902	21.872
>7.5	129	209	159	4.014	566	890	667	16.101
>8.0	100	147	137	2.056	456	664	587	8.934
>8.5	63	81	87	993	308	398	383	4.612
>9.0	15	28	7	399	82	149	38	1.929
>9.5	3	2	1	11	16	12	3	63

As análises não consideraram nenhuma restrição nas áreas exploráveis, como por exemplo áreas de proteção ambiental, rotas comerciais, rotas migratórias de aves, áreas de exploração de petróleo ou outras áreas com usos conflitantes. Por isso, estes resultados ainda são preliminares e o real potencial explorável poderá ser menor do que o apresentado acima.

Perspectivas Tecnológicas

O aumento da altura das torres, da área de varredura das pás e da potência nominal dos aerogeradores são alguns dos principais vetores de redução dos custos relativos associados aos projetos eólicos. Há uma tendência internacional no uso de torres e pás cada vez maiores, pois tal aumento tem viabilizado melhor aproveitamento do recurso eólico e tem permitido o aumento do fator de capacidade nos locais onde o recurso possui determinadas características, como menores variação de velocidade de vento e espectro de velocidades mínimas e máximas. Além disso, o aumento dos aerogeradores demanda inovações e melhorias no seu transporte e nas infraestruturas que o possibilitam.

Para não extrapolar o peso das pás, novas tecnologias de materiais deverão ser introduzidas nos próximos anos como alternativas à fibra de vidro. Isso pode incluir, por exemplo, o uso de fibras de carbono ou fibras híbridas de vidro e carbono. Além disso, alguns fabricantes estão testando pás modulares para compensar os problemas logísticos, mas esta tecnologia ainda não está consolidada.

No mesmo sentido, os avanços tecnológicos registrados no segmento eólico *offshore* têm proporcionado redução de custos. A característica mais marcante dos projetos eólicos *offshore* é o uso de aerogeradores ainda maiores, com diâmetro do rotor médio de 150 m e potência nominal superior a 6 MW. Além disso, a instalação de parques eólicos *offshore* em locais de maior profundidade poderá demandar o uso de outros tipos de fundações, a exemplo das flutuantes como suporte aos aerogeradores.

Em relação à altura das torres dos parques eólicos *onshore*, analisando a base de dados de projetos cadastrados nos leilões do ambiente regulado, nota-se uma tendência de crescimento na média da altura dos aerogeradores, atingindo a maior média em 2019 com 112 metros.

A evolução dos equipamentos precisa ser acompanhada de melhorias na Operação e Manutenção dos parques eólicos, visando uma maior eficiência. Uma das alternativas é o uso de suporte remoto baseado em tecnologia digital. A

digitalização permite a coleta, armazenamento e processamento de diferentes dados referentes aos componentes do parque eólico, possibilitando que, remotamente, os indicadores de desempenho sejam monitorados e que sejam feitos diagnósticos, com o objetivo de melhorar o controle e o rendimento do parque. Além disso, a digitalização abre cada vez mais a perspectiva de otimização do sistema e de novas oportunidades de negócios, a exemplo de usinas virtuais (*Virtual Power Plants*).

Desafios Principais:

1. *Preparar-se para uma matriz com grande percentual de geração variável e menor capacidade de controle.*

O mundo no século XXI terá que lidar com a grande penetração de fontes solar e eólica, que introduzem maior variabilidade e menor previsibilidade na geração elétrica de curto prazo. O Brasil também terá que superar esse desafio, otimizando a operação da sua matriz existente (predominantemente hidrelétrica), com novos investimentos necessários para garantir a adequabilidade de suprimento, assegurada a devida neutralidade tecnológica na expansão requerida.

2. *Logística de transporte dos equipamentos eólicos.*

Por conta das perspectivas de aumento do tamanho e peso dos equipamentos, a questão da logística de transporte passa a representar importante desafio para expansão da fonte. A logística de transporte dos componentes dos aerogeradores continua representando uma preocupação aos fabricantes e aos empreendedores, especialmente pelo fato de a infraestrutura viária da maior parte do País ainda ser precária, principalmente na região Nordeste, em relação às necessidades requeridas para o transporte dos equipamentos eólicos. Além disso, mesmo quando o suporte logístico é feito via navegação marítima, ainda é comum haver indisponibilidade de embarcações para cabotagem no Brasil, por vezes resultando em atrasos no cronograma de obras dos projetos.

No caso de projetos *offshore*, o grau de complexidade para o transporte desses componentes desde o local de fabricação até a área de montagem dos aerogeradores tem relação com as maiores dimensões físicas das estruturas eólicas. Além disso, é observada maior dependência de infraestrutura portuária, que é utilizada de forma intensa por embarcações com porte e características específicos principalmente durante a fase de instalação desses empreendimentos.

3. *Capacidade portuária com vistas ao desenvolvimento eólico offshore.*

Atualmente, mesmo para atendimento a projetos eólicos *onshore*, a infraestrutura portuária existente é considerada deficiente ou subdimensionada para o porte dos componentes eólicos. Projetos eólicos *offshore* são altamente dependentes de infraestrutura portuária tanto na fase de instalação (por servir como área de apoio para a estocagem dos materiais utilizados na construção e para a montagem dos aerogeradores, bem como para o atracamento de embarcações especiais utilizadas), como na fase de operação (por oferecer suporte logístico para manutenção dos aerogeradores).

4. *Repotenciação e descomissionamento dos parques eólicos.*

Uma das opções a ser analisada para os primeiros parques eólicos instalados no País é a repotenciação dos aerogeradores, com o objetivo de estender o tempo de operação dessas usinas. Outra opção seria o descomissionamento dos parques, porém, atualmente, o Brasil não dispõe de regramento específico para esta atividade. Sendo assim, ainda não se tem clareza quanto aos tipos de estudos ambientais que precisam ser realizados pelos empreendedores e nem quanto ao tipo de licença ambiental ou outro tipo de autorização que deve ser emitida pelo órgão ambiental.

Apesar disso, a desativação de parques eólicos é uma realidade já para os empreendimentos contratados no PROINFA, podendo acarretar diferentes impactos ambientais sobre os meios físico, biótico e socioeconômico. Nesse sentido, o estabelecimento de diretrizes e normas voltadas para o contexto de projetos eólicos pode trazer maior segurança aos empreendedores quanto à tomada de decisão e avaliação dos riscos a ela associados.

Sob a ótica do planejamento e otimização do sistema elétrico, é importante também estar atento às decisões de descomissionamento de empreendimentos eólicos, visando à adequada gestão da rede e da segurança de suprimento (adequabilidade sistêmica).

5. *Necessidade de promover um arcabouço legal e regulatório que remova barreiras para que a eólica offshore possa ser candidata para a expansão, com segurança jurídica.*

Observa-se a existência de diferentes percepções quanto ao fato de a regulação brasileira atual ser, ou não, suficiente para atender às necessidades e exigências específicas para a instalação, no País, de usinas eólicas em ambiente marítimo; principalmente se considerado o fato de que a regulação, na época de sua discussão e desenvolvimento, não foi derivada de uma estratégia destinada a contemplar esses empreendimentos.

Exercícios Quantitativos

Os exercícios qualitativos relacionados às perspectivas de expansão da fonte eólica ilustram os seguintes aspectos no horizonte do PNE 2050:

1. Qual a competitividade da geração eólica no horizonte de 2050 nos casos estudados? Em particular, qual a participação da fonte eólica em dois casos: se a frota de veículos leves for 100% elétrica e no caso de uma matriz 100% renovável?
2. Como seria a evolução da matriz elétrica se a fonte eólica tiver qualquer impedimento que restrinja sua expansão?
3. Qual a competitividade relativa da eólica offshore?

1. *A competitividade relativa da geração eólica*

No Cenário Desafio da Expansão, em que a demanda de energia elétrica em 2050 é 3 vezes maior do que em 2015 e dada a maior competitividade relativa das chamadas fontes renováveis não controláveis, espera-se uma expansão significativa da fonte eólica. Na maior parte dos casos rodados, a fonte eólica atinge aproximadamente entre 110 a 195 GW em termos de capacidade instalada e entre 50 a 85 GW médios em termos de energia em 2050 (Figura 38), denotando sua crescente importância na matriz elétrica no horizonte (em torno de 22% a 33% da capacidade instalada total ou de 27% a 40% em termos de energia total em 2050).

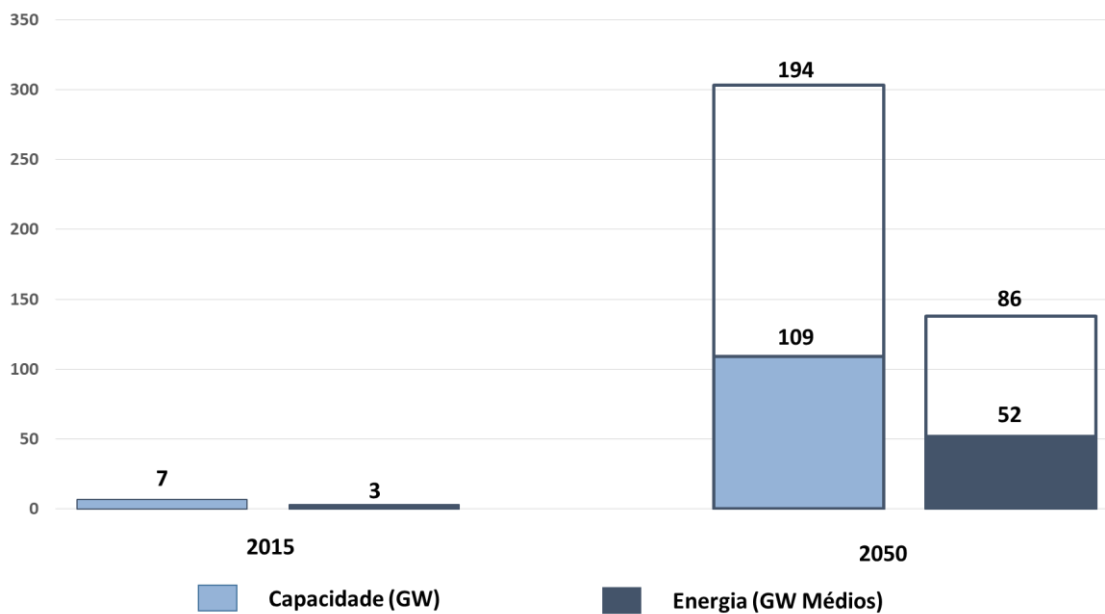


Figura 38 - Evolução esperada da expansão da fonte eólica no Cenário Desafio da Expansão

A capacidade instalada total esperada de eólica em 2050 pode ser ainda maior do que 200 GW se considerarmos alguns casos especiais, tais como em na Expansão 100% Renovável e Frota 100% Elétrica, desde que não seja permitida a expansão de UHEs com interferência em áreas protegidas. Nesses dois casos, a capacidade instalada referente aos

projetos eólicos atinge em torno de 209 GW e 246 GW, respectivamente. Tais valores correspondem a uma participação eólica entre 36% e 42% da capacidade instalada total do sistema em 2050 (Figura 39). Se, por outro lado, não houver restrição à expansão das UHEs com interferência em áreas protegidas, esses montantes, naturalmente, cairiam.

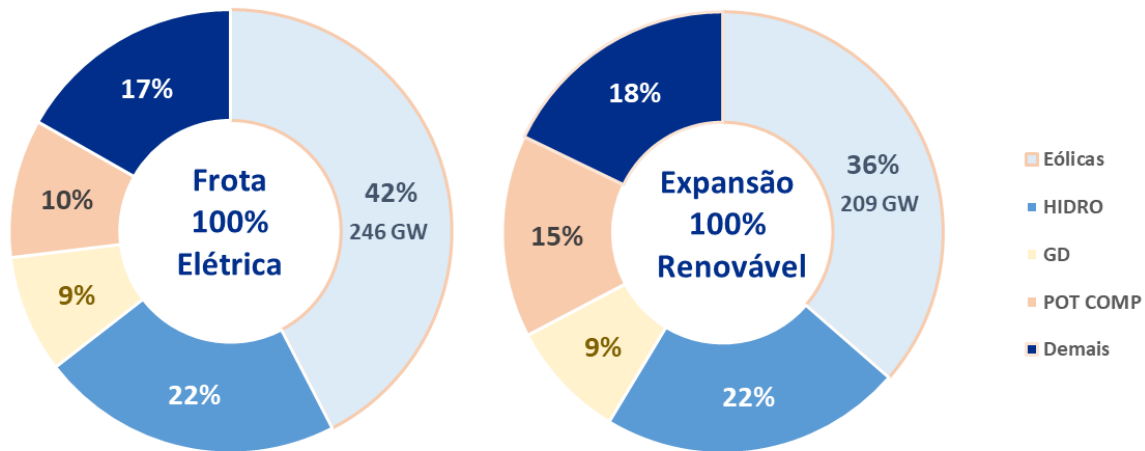


Figura 39 - Participação da Eólica na Capacidade Instalada Total em 2050 nos casos com restrição à expansão de UHE em áreas protegidas

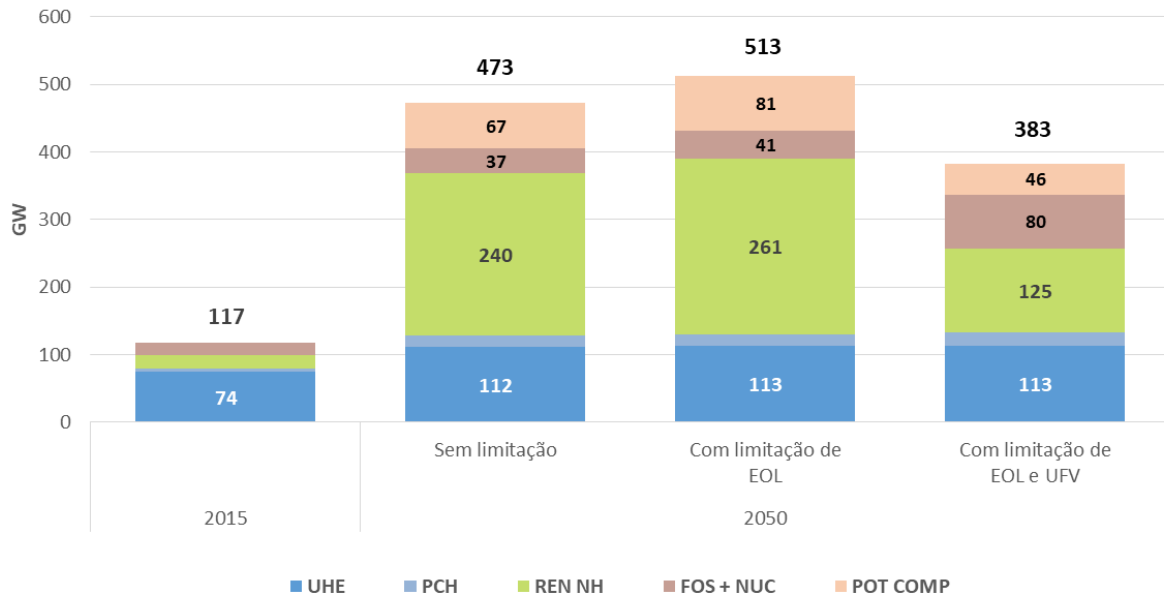
2. Impacto de uma expansão da geração eólica limitada

Uma questão que emerge em função da expectativa de significativa expansão eólica é qual seria a expansão da matriz elétrica caso as fontes renováveis não controláveis não se expandissem tanto quanto se espera, o que pode ocorrer por entraves diversos (e.g., problemas de logística de transporte de equipamentos eólicos).

Foi considerado um caso hipotético com a limitação da entrada de eólicas e solar fotovoltaica a 50 GW em 2050, além de não considerar a possibilidade de expansão de empreendimentos de UHEs com interferência em áreas protegidas. Como há uma perspectiva de elevada competitividade da fonte eólica no horizonte até 2050, analisou-se o impacto que uma restrição à entrada massiva da fonte eólica e solar fotovoltaica poderia ter sobre a evolução da matriz elétrica.

Comparando-se a solução com aquela do caso em que a limitação na expansão de eólica e solar não é imposta, a solução indica que as termelétricas ganham espaço, principalmente em função da limitação na expansão das UHEs. A redução na expansão das fontes eólica e solar diminui também a necessidade de maior complementação de potência. Consequentemente, a potência instalada total em 2050 é bem menor do que no caso sem limitação de expansão. Contudo, em termos de (valor presente líquido do) custo, ainda que apresente 80 GW de capacidade instalada total a menos em 2050, é relativamente mais cara.

Adicionalmente, considerou-se a limitação de 50 GW no horizonte apenas na capacidade instalada de usinas eólicas em 2050 com o intuito de verificar seu impacto na matriz resultante. Neste último caso, vê-se que principalmente uma combinação de Solar PV e Potência Complementar ocupa um maior espaço na matriz resultante final em 2050, com crescimento significativo da capacidade instalada total no fim do horizonte. Naturalmente, a solução apresenta um custo total que é intermediário aos casos em que não há limitação e aquele em que adicionalmente se impõe restrição à expansão de solar. Os casos descritos são apresentados na Figura 40, na situação em que a cesta de projetos de UHE em áreas de interferência não está disponível para expansão.



Casos	Sem limitação: Sem imposição de limitação na expansão da capacidade instalada de Eólica e de PV Solar no horizonte	Com limitação de EOL: Capacidade Instalada de Eólica limitada a 50 GW no horizonte	Com limitação de EOL e UFV: Capacidade Instalada de Eólica e de PV Solar limitadas a 50 GW (cada uma) no horizonte
VPL do Custo Total da Geração Centralizada (R\$ bilhões)	742	763	801

Figura 40 - Efeitos da Limitação na Expansão das Fontes Renováveis não Controláveis em 2050, quando a cesta de projetos de UHEs em área de interferência não está disponível

3. Evolução da geração eólica offshore no horizonte de 2050

A fonte eólica no Brasil mantém sua expansão em terra nas simulações conduzidas, mas ao contrário da tendência mundial, o aproveitamento do recurso no mar requer quedas ainda mais acentuadas de CAPEX do que aquelas consideradas em IEA (2019). Isso se dá por situações particulares do Brasil em relação aos outros países do mundo, como o extenso potencial e a qualidade do recurso em terra, que acabam por introduzir maior dificuldade para que o modelo faça opções economicamente interessantes pelo recurso *offshore* levando em consideração as premissas de redução de custos atuais e as diferenças conhecidas dos recursos em terra e em mar.

Além disso, observar-se que, com redução do CAPEX de 20% em relação aos valores de IEA (2019), a fonte eólica *offshore* basicamente ocupa lugar da *onshore*, sem impacto muito relevante sobre o perfil geral da matriz elétrica (Figura 41).

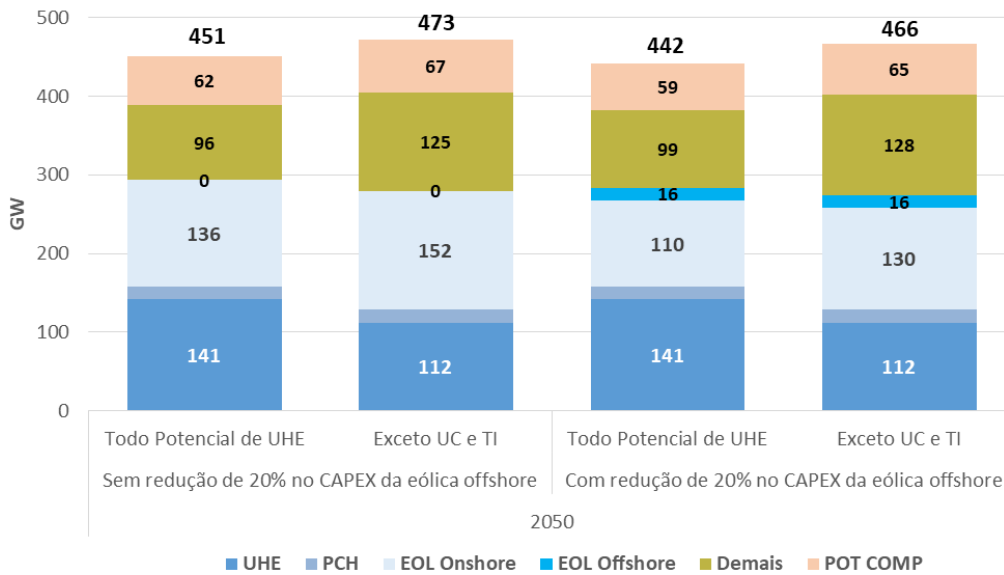


Figura 41 - Análise Comparativa da Expansão da Capacidade Instalada de Eólica Offshore

Recomendações

- 1. Aprimorar a previsão de geração eólica para fins de operação do sistema elétrico pelo ONS.*

A crescente participação da geração eólica na matriz elétrica brasileira demanda o aprimoramento da previsão de geração eólica, em virtude da variabilidade e não despachabilidade intrínseca da fonte. A previsão de geração é um ponto crucial para sua maior integração no Sistema Interligado Nacional (SIN). Há um esforço no estudo e aprimoramento de modelos de previsão de curto prazo (dia seguinte) da geração eólica, pois quanto mais precisa tal previsão, menor vai ser a necessidade de reserva do sistema para acomodar a variabilidade intrínseca da fonte. Nesse sentido, cada vez mais será necessário conhecimento do clima e integração entre equipes de meteorologistas e equipes responsáveis pela operação do sistema elétrico.
- 2. Incorporar melhorias aos estudos socioambientais desenvolvidos para projetos eólicos em uma perspectiva de aumento da complexidade decorrente de efeitos cumulativos.*

Considerando a tendência de implantação de múltiplos projetos eólicos em localidades próximas, torna-se cada vez mais necessário incorporar a identificação e a avaliação dos impactos ambientais cumulativos nos estudos submetidos ao licenciamento ambiental de projetos eólicos. A inclusão desses parâmetros de avaliação de impacto nos estudos fornece importantes subsídios para a tomada de decisão quanto à implantação de empreendimentos eólicos e, por sua vez, favorece a proposição integrada de medidas de controle ou mitigação de impactos para os projetos que venham a ser implantados em uma mesma região.

A tendência de ampliação da participação da geração eólica na matriz elétrica brasileira demandará atenção especial dos órgãos ambientais no licenciamento desses empreendimentos. No contexto do licenciamento prévio, aprimoramentos aos Termos de Referência (TRs) emitidos pelos órgãos ambientais para a elaboração dos estudos ambientais de projetos eólicos devem ser buscados. Além da inclusão de análises voltadas para os efeitos cumulativos decorrentes da instalação de novos empreendimentos eólicos no entorno de outros parques já existentes, conforme já é preconizado na Resolução Conama 462/2014, também se observa como oportunidade de melhoria que os estudos ambientais contemplem desde a etapa de licenciamento ambiental prévio as especificidades socioambientais das comunidades que vivem nas localidades onde os novos empreendimentos serão instalados. Adicionalmente, visando reduzir os impactos ambientais decorrentes da instalação de novos projetos eólicos *onshore* em ambientes sensíveis, como dunas e mangues, a adoção de boas práticas que já vêm sendo implementadas pelo setor, como é o caso de ajustes ao *micrositing* de torres eólicas, deve ser estimulada.

Paralelamente, o fortalecimento da atuação dos órgãos ambientais no licenciamento ambiental também figura como questão central para esse processo, dentre os quais se destacam o desafio de formação e capacitação das equipes dos órgãos ambientais para lidar com o grande volume esperado de novos projetos licenciados.

Por fim, num contexto de planejamento sob incertezas, cenários das diferentes possibilidades de expansão das fontes de geração deverão ser estabelecidos e as correspondentes expansões da rede de transmissão analisadas, contemplando tecnologias em corrente contínua e alternada, em extra ou ultra alta tensões, que possibilitem a capacidade de escoamento de grandes blocos de potência nos corredores de transmissão de modo a atenuar os impactos socioambientais.

3. *Integrar as perspectivas de expansão da geração eólica e o planejamento da expansão da transmissão.*

O recurso eólico possui alta variabilidade horária e sua integração em larga escala deve ser acompanhada por inovações no planejamento e na operação do SIN. Em particular, a necessidade de escoar a energia dos parques eólicos já licitados e de fornecer folga ao sistema elétrico de transmissão para conexão de futuros empreendimentos implica contínuo redimensionamento da Rede Básica especialmente na região Nordeste, que é onde se encontra a maior parte do potencial eólico brasileiro. Soma-se a isto o fato de que os maiores centros de carga estão presentes nas regiões Sul e Sudeste, ampliando a necessidade de reforços de forma a garantir que os intercâmbios elétricos entre os subsistemas sejam possíveis. O avanço tecnológico previsto para os aerogeradores, juntamente com a possibilidade de desenvolvimento de plantas de geração híbridas (eólico-solar, por exemplo) e de projetos eólicos *offshore* poderão representar novos desafios para o planejamento da expansão da transmissão.

Num contexto de planejamento sob incertezas, cenários das diferentes possibilidades de expansão das fontes de geração deverão ser estabelecidos e as correspondentes expansões da rede de transmissão analisadas, contemplando tecnologias em corrente contínua e alternada, em extra ou ultra alta tensões, que possibilitem a capacidade de escoamento de grandes blocos de potência nos corredores de transmissão de modo a atenuar os impactos socioambientais. Por outro lado, o dimensionamento da rede futura deverá ter em conta a segurança elétrica do sistema interligado devido ao impacto das contingências de desligamentos desses elos transmissores e à interação entre os mesmos nas proximidades dos sistemas receptores.

4. *Articular com diferentes atores governamentais e setoriais para destravar gargalos logísticos associados ao transporte de equipamentos eólicos.*

Devido ao excesso de peso ou de dimensão, além de exigir apoio logístico especial (como o uso de batedores e a realização do transporte em horários pré-determinados), o transporte dos componentes eólicos também demanda a emissão de autorizações especiais pelo Departamento Nacional de Infraestrutura de Transportes – DNIT e a Polícia Rodoviária Federal. Considerando a tendência de aumento das estruturas eólicas prevista para os próximos anos, os aperfeiçoamentos à normativa existente serão cada vez mais necessários para o encaminhamento de soluções. Ressalta-se a importância de envolver representantes de órgãos estaduais responsáveis pelo assunto nas discussões como forma de garantir o aporte de contribuições referentes à circulação de veículos especiais em estradas estaduais.

5. *Articular com diferentes atores governamentais e setoriais para destravar capacidade portuária suficiente para a expansão eólica offshore.*

Análoga à recomendação anterior é necessária maior integração de esforços entre diferentes atores governamentais e setoriais para a expansão de capacidade portuária suficiente para absorver a expansão eólica *offshore* em larga escala, caso venha a ocorrer. Em virtude do perfil de utilização observado para a maioria dos portos brasileiros, a realização de estudos específicos sobre a capacidade portuária atual do País é importante para identificar eventuais entraves logísticos para o futuro desenvolvimento de projetos eólicos *offshore* no Brasil.

6. *Estabelecer regra de descomissionamento.*

O estabelecimento de diretrizes e normas voltadas para o contexto de projetos eólicos pode trazer maior segurança aos empreendedores quanto à tomada de decisão e avaliação dos riscos a ela associados. Além do estabelecimento de discussões sobre o tema e de promover articulações entre empreendedores e órgãos ambientais, uma das formas possíveis de contemplar a previsão do descomissionamento no licenciamento ambiental de projetos eólicos é a proposição de aprimoramentos à Resolução Conama 462/2014.

7. *Aprimorar o marco regulatório existente visando à melhoria das condições para o desenvolvimento e investimento em projetos eólicos offshore.*

De forma a prover maior previsibilidade e segurança ao processo, aperfeiçoamentos à regulação existente podem ser úteis para incorporar as especificidades relacionadas aos projetos *offshore*, bem como aperfeiçoar a legislação ambiental visando melhor instruir o processo de licenciamento desses tipos de projetos. Além disso, nota-se a importância do desenvolvimento de parâmetros voltados ao cumprimento do regramento de utilização dos espaços em águas públicas, de domínio da União, além de normas destinadas a regulamentar os impactos na navegação e demais atividades sujeitas à competência normativa da Marinha do Brasil. Por fim, destaca-se a futura elaboração das regras para participação nos leilões de energia, especialmente no contexto da modernização do setor elétrico.

Mapa do Caminho - Energia Eólica

Desafios	2020 - 2030	2030 - 2040	2040 - 2050
Preparar-se para uma matriz com grande percentual de geração variável não controlável	Aprimorar a previsão de geração eólica para fins de operação do sistema elétrico pelo ONS		
	Incorporar melhorias aos estudos socioambientais desenvolvidos para projetos eólicos em uma perspectiva de questões ambientais decorrentes de efeitos cumulativos		
	Integrar as perspectivas de expansão da geração eólica e o planejamento da expansão da transmissão		
Logística de transporte dos equipamentos eólicos	Articular com diferentes atores governamentais e setoriais para destravar gargalos logísticos associados ao transporte de equipamentos eólicos.		
Avaliar a capacidade portuária com vistas ao desenvolvimento eólico offshore	Articular com diferentes atores governamentais e setoriais para destravar capacidade portuária suficiente para a expansão eólica offshore		
Repotenciação e Descomissionamento dos parques eólicos	Estabelecer regras de descomissionamento		
Necessidade de construção de um arcabouço legal e regulatório que remova barreiras para que a eólica offshore possa ser candidata para a expansão, com segurança jurídica	Aprimorar o marco regulatório existente visando possibilitar a exploração do recurso eólico offshore		

Energia Solar

A energia solar vem sendo a fonte que apresenta o maior incremento de capacidade instalada anualmente no mundo (IRENA, 2020). Isso se explica dados os preços decrescentes verificados nos últimos anos, à robustez tecnológica tendo em vista projetos com mais de 30 anos em funcionamento, o vasto potencial técnico existente e a não emissão de gases de efeito estufa durante a operação dos parques.

Essa tendência mundial também se aplica no Brasil. Por sua localização geográfica, o País recebe elevados índices de incidência da radiação solar (comparados a países onde a tecnologia fotovoltaica está mais desenvolvida) e relativamente uniformes no território nacional, o que permite desenvolver projetos solares viáveis em diferentes regiões. Assim, dada a redução de custos considerada, a fonte solar fotovoltaica se apresenta como alternativa competitiva no fornecimento de energia, podendo contribuir com os compromissos nacionais de redução de gases de efeito estufa.

Adicionalmente, a modularidade da tecnologia fotovoltaica permite o desenvolvimento de projetos de diferentes escalas, centralizados e distribuídos. O desafio será desenhar um modelo que reconheça em que situações o valor locacional da geração distribuída supera os ganhos de escala propiciados pela geração centralizada (para mais detalhes ver a seção de Recursos Energéticos Distribuídos).

Por fim, cabe ainda mencionar uma linha de desenvolvimento tecnológico que busca integrar as células fotovoltaicas em materiais construtivos, como telhas e vidros. É conhecida como *building-integrated photovoltaics* (BIPV). Esse é um conceito que dialoga com a geração distribuída, mas também pode ser entendido como uma forma de eficiência energética, ajudando a reduzir o consumo líquido das edificações.

Em relação à tecnologia heliotérmica, seu maior diferencial é a possibilidade de maior controle de despacho por meio de sistemas de armazenamento térmico, o que reduz a variabilidade da geração e aumenta o tempo de operação diário e permite contribuições adicionais ao sistema elétrico, como o fornecimento de serviços ancilares. No entanto, nos últimos anos houve certa estagnação no desenvolvimento de novos projetos comerciais no mundo. Esse contexto atrasa o desenvolvimento da tecnologia, especialmente sob o aspecto econômico, com a evolução mais lenta de uma curva de aprendizado e baixa economia de escala, com perspectiva de continuar como uma tecnologia relativamente cara para os padrões brasileiros, mesmo no horizonte de 2050 para o fornecimento de energia. Portanto, com as perspectivas atuais de evolução dessa fonte, são baixas as expectativas para o avanço dessa tecnologia no País. Entretanto, as características da fonte, como a possibilidade de armazenamento e despachabilidade podem fazer com que essa ocupe um nicho de mercado na geração renovável no futuro, e é importante um acompanhamento das atividades internacionais para verificar possíveis oportunidades no futuro com as evoluções tecnológicas.

Estimativa dos Recursos

Diferentemente de outras fontes, a energia solar possui seu recurso disperso de maneira relativamente homogênea no território nacional, e a disponibilidade do recurso primário é virtualmente infinita. Em estudo anterior (EPE, 2016), o potencial técnico de conversão fotovoltaica foi estimado excluindo-se unidades de conservação, terras indígenas, comunidades quilombolas, áreas de Mata Atlântica com vegetação nativa, áreas urbanas, reserva legal e área de preservação permanente. Foram consideradas apenas áreas com declividade inferior a 3%, e área superior a 0,5 km², obtendo-se o mapa de potencial apresentado na Figura 42.

Para estimativa quantitativa do potencial solar fotovoltaico indicado neste Plano, foram consideradas apenas as áreas já antropizadas, ou seja, não foram incluídas áreas com vegetação nativa. Considerando apenas as melhores áreas disponíveis, com radiação global média diária superior a 6 kWh/m².dia, seria possível a instalação de 307 GWp.

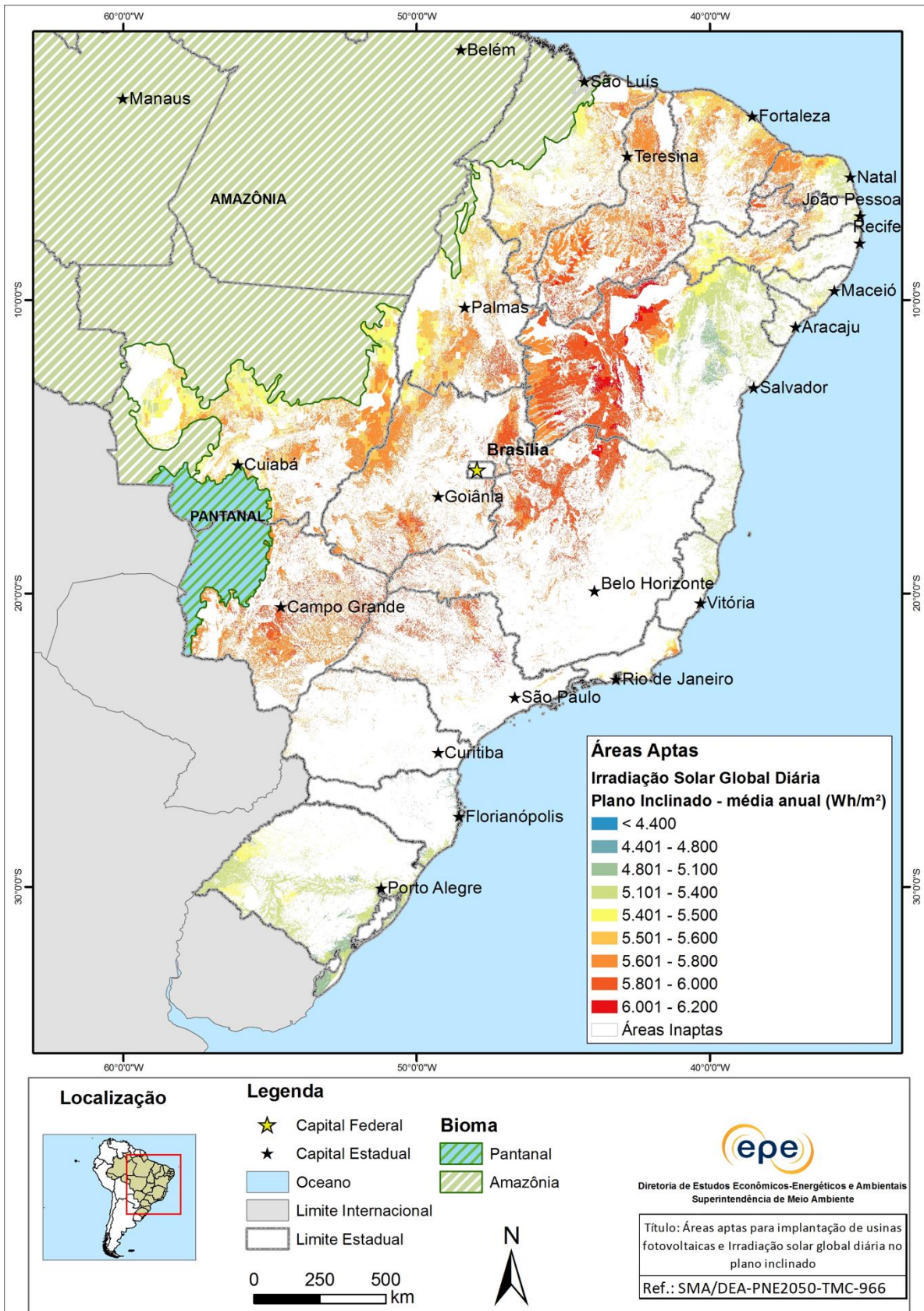


Figura 42 - Áreas aptas para a instalação de usinas fotovoltaicas

Perspectivas Tecnológicas

Um fator que insere incerteza com relação à inserção da fonte solar fotovoltaica no planejamento de longo prazo é a velocidade com que ocorre sua evolução tecnológica. Soluções propostas são adotadas rapidamente pela indústria, e as características dos projetos tornam-se obsoletas em poucos anos. Como exemplo relevante para o mercado brasileiro, cita-se a rapidez da transição dos projetos de estrutura fixa para sistemas de rastreamento em um eixo. Em apenas 3 anos, houve completa inversão na consideração dos projetos participantes dos leilões de energia do mercado regulado. Se em 2014, 91% dos empreendimentos consideravam o uso de estrutura fixa, em 2017, 97% propunha o uso de rastreamento em um eixo (EPE, 2018).

A evolução na tecnologia de células é outro exemplo notável. Novas variações de células de silício são adotadas a cada ano, seja com mudança nas características intrínsecas ao material, redução na espessura das células ou mudanças na estrutura dos contatos. Há ainda a perspectivas de novos materiais em substituição aos tradicionais módulos de silício cristalino. Ao final de primeira década do século XXI, houve um pico na participação de mercado dos módulos de filmes finos da chamada segunda geração, silício amorfo, CIGS e telureto de cádmio. Destas, atualmente apenas a última mantém sua competitividade. Uma terceira geração de tecnologias está em desenvolvimento, dentre quais pode-se citar as células sensibilizadas por corantes, células orgânicas, células de perovskita, células CZTS (e suas variações) e células sensibilizadas por pontos quânticos.

No nível de módulos, também há aprimoramentos constantes. Nos últimos anos, os módulos aumentaram seu tamanho padrão, de cerca de 1,6 m² para 2 m², o número de células foi incrementado e novas configurações foram propostas, com uso de células cortadas ao meio, e com o polímero posterior sendo substituído por um segundo vidro, permitindo o aproveitamento da radiação nesta face (em células que tenham essa característica), nos chamados módulos bifaciais. Estes módulos podem aumentar a geração em até 50% em relação aos módulos convencionais (EPRI, 2016). Muitos desses avanços causarão, em alguma medida, a diminuição da demanda de área para a implantação de usinas solares, reduzindo os impactos ambientais relacionados a mudanças no uso da terra ocasionadas pela instalação de novas usinas, como por exemplo o desmatamento. Há também alternativas tecnológicas voltadas à diminuição da demanda de água para a limpeza dos painéis fotovoltaicos, o que pode ser positivo nas áreas com restrições na oferta de água, como no caso do semiárido nordestino que deverá concentrar a maior parte da expansão da fonte.

As evoluções tecnológicas citadas são apenas exemplos da capacidade da indústria fotovoltaica de se reinventar e encontrar novas soluções com impressionante velocidade. Desta maneira, embora não seja possível prever a rota que será trilhada, o setor espera manter a trajetória de queda no custo da energia produzida com o aproveitamento da radiação solar, aumentando sua competitividade e seu potencial de inserção na matriz elétrica mundial.

Desafios Principais:

1. *Preparar-se para uma matriz com grande percentual de geração variável não controlável*

O mundo no século XXI terá que lidar com a grande penetração de fontes solar fotovoltaica e eólica, que introduzem maior variabilidade e menor previsibilidade na geração elétrica de curto prazo. O Brasil também terá que superar esse desafio, otimizando a operação da sua matriz existente (predominantemente hidrelétrica), com novos investimentos necessários para garantir a adequabilidade de suprimento, assegurada a devida neutralidade tecnológica na expansão requerida.

Adicionalmente, o aumento da participação da geração não-controlável na matriz elétrica brasileira, traz cada vez mais a necessidade da adequação dos modelos de simulação setoriais, concebidos inicialmente para um sistema puramente hidrotérmico e que hoje não representam adequadamente as incertezas relativas as outras fontes. Fontes como a solar atualmente são representadas de forma determinística. Logo, aprimoramentos nos modelos de precificação da energia elétrica, planejamento e operação do sistema elétrico são necessários para representar as características e incertezas inerentes a cada fonte primária, trazendo maior segurança operativa e previsibilidade no curto e médio prazo.

2. *Lidar com o descarte e reciclagem de equipamentos*

O crescimento da tecnologia fotovoltaica é relativamente recente, sendo ainda uma questão a ser equacionada o tratamento dos equipamentos que não possuem mais utilidade para produção de energia. Na prática, a vida útil dos módulos fotovoltaicos tende a ser maior que os 25 anos declarados por seus fabricantes, já que este é o tempo após

o qual a potência do equipamento atinge 80% de seu valor nominal. Independente da data de ocorrência, contudo, o grande volume de equipamentos (da ordem de dezenas de bilhões de módulos fotovoltaicos) faz com que o impacto ambiental deste descarte seja relevante.

Exercícios Quantitativos

Os exercícios qualitativos relacionados às perspectivas de expansão centralizada da Solar PV dizem respeito aos seguintes aspectos no horizonte do PNE 2050:

1. Qual a competitividade da geração centralizada solar fotovoltaica no horizonte de 2050 nos casos estudados? Em particular, como sua participação relativa está relacionada com a expansão da capacidade instalada de hidrelétricas?
2. Como seria a evolução da matriz elétrica se a fonte solar tiver qualquer impedimento que restrinja sua expansão?

1. A competitividade relativa da geração solar fotovoltaica

Assim, como no caso da fonte eólica, espera-se uma expansão significativa da fonte solar fotovoltaica por conta da perspectiva de evolução de sua competitividade no horizonte do PNE 2050. Na maior parte dos casos rodados e, levando em conta apenas a geração centralizada, a fonte solar fotovoltaica atinge aproximadamente entre 27 a 90 GW em termos de capacidade instalada e entre 8 a 26 GW médios em termos de energia em 2050 (Figura 43), denotando sua crescente importância na matriz elétrica no horizonte (em torno de 5% a 16% da capacidade instalada total ou de 4% a 12% em termos de energia total em 2050, sem contar a parcela de GD FV na matriz).

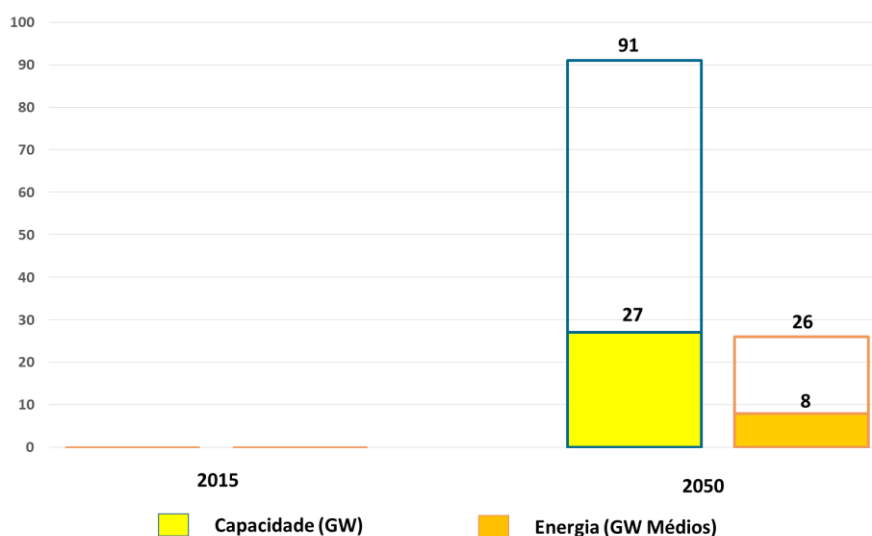


Figura 43 - Evolução esperada da expansão (centralizada) da solar PV no Cenário Desafio da Expansão

Tal expansão ocorre predominantemente nas últimas décadas do horizonte, quando esta apresenta maior competitividade. Adicionalmente, ao comparar a expansão da fonte solar fotovoltaica com a de UHEs (Ver também seção de Hidrelétricas), fica claro que restrições à expansão destas últimas, quer seja por questões legais, por efeitos de mudanças climáticas ou por outras razões, fazem com que a fonte solar acabe por preencher a limitação na expansão das UHEs em termos de capacidade instalada (Figura 44).

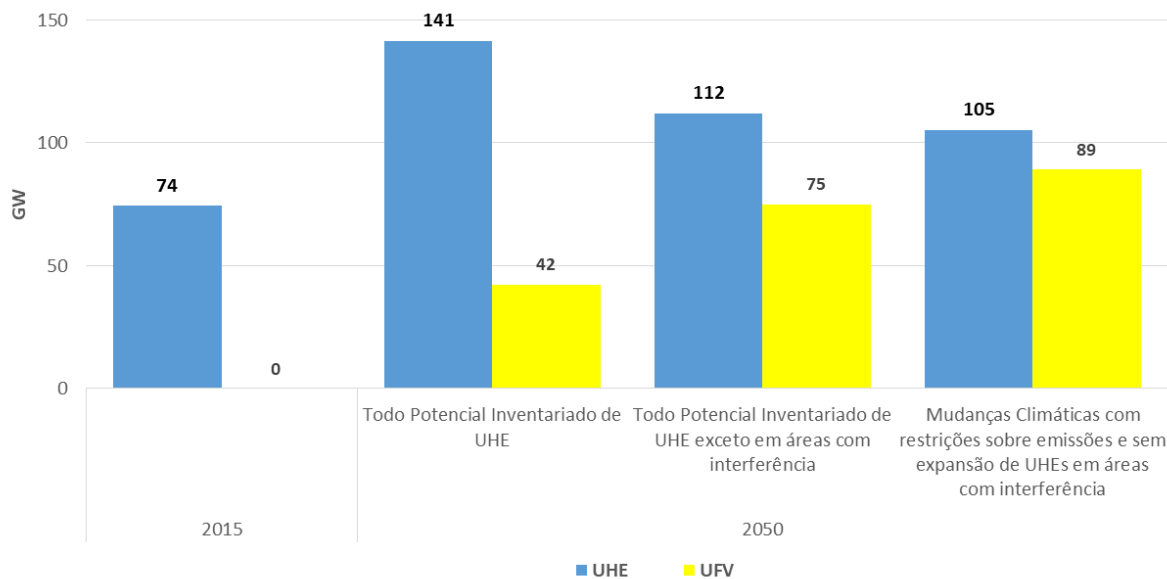


Figura 44 - Análise Comparada da Expansão da Capacidade Instalada de Solar PV e UHE em casos selecionados

Além disso, a capacidade instalada total centralizada de solar PV em 2050 pode ser superior a 100 GW se considerarmos alguns casos especiais, tais como: em substituição à expansão da eólica (no caso analisado, alguma eventual restrição que impeça sua capacidade instalada total ultrapassar 50 GW em 2050) ou quando a expansão da transmissão estiver limitada (no caso extremo analisado, aos leilões até 2019). Nesses dois casos, a capacidade instalada referente aos projetos fotovoltaicos na geração centralizada atinge em torno de 95 GW e 190 GW, respectivamente. Tais valores correspondem a uma participação da solar PV centralizada entre 18% e 30% da capacidade instalada total do sistema em 2050, com pouca variação entre os casos em que a cesta de UHEs em áreas de proteção está disponível ou não.

Por outro lado, caso todo o potencial hidrelétrico inventariado esteja disponibilizado, a expansão da geração solar perde parte da competitividade, se houver o aumento do fator de capacidade das usinas a biomassa de cana, com a utilização do seu parque o ano todo (UTE a Biomassa no ano inteiro) ou uma combinação de repotenciação com usinas a biomassa de cana com geração o ano inteiro (Figura 45).

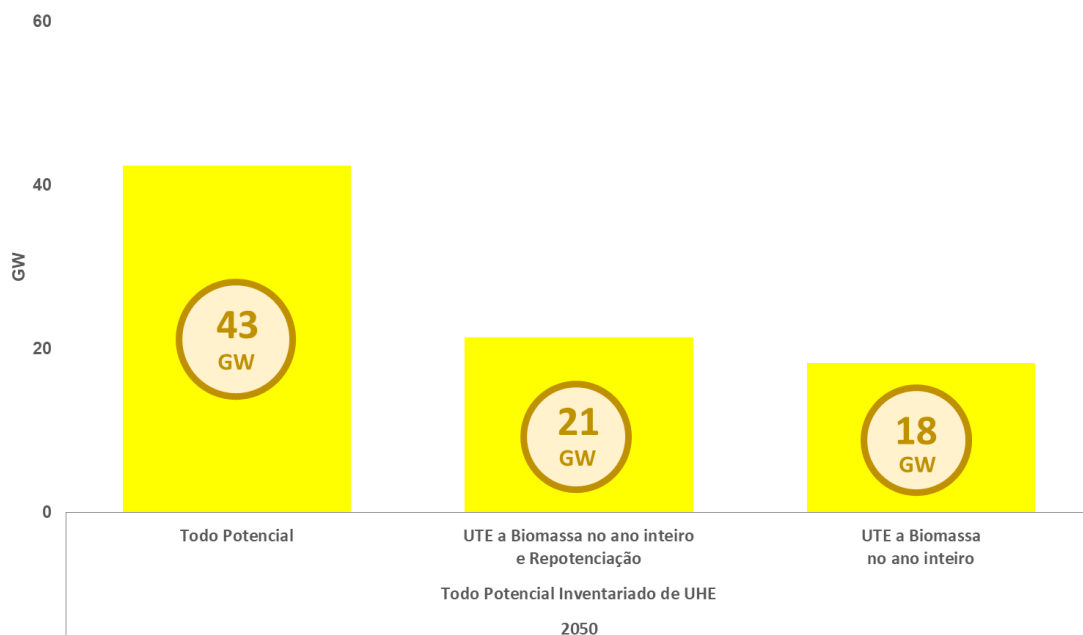
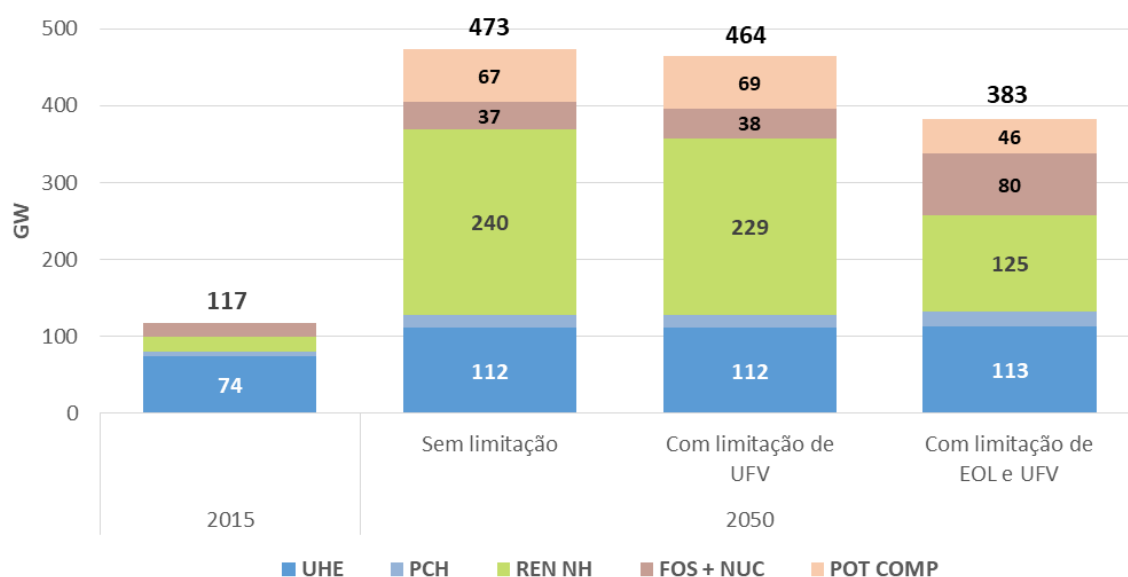


Figura 45 - Expansão da Capacidade Instalada de Solar PV em casos selecionados quando Todo Potencial Inventariado de UHE está disponível à expansão

2. Impactos de uma expansão da geração solar limitada a 50 GW no horizonte de 2050

No outro extremo, quais seriam os impactos de alguma limitação na expansão da solar PV na evolução da matriz elétrica? De modo a analisar uma possível frustração na expectativa de forte expansão das fontes renováveis não controláveis, também foi considerada, no caso da solar PV centralizada, uma limitação da expansão da capacidade de geração solar fotovoltaica, tendo como base de comparação os casos em que a cesta de projetos de UHEs com interferência em áreas de proteção não está disponível para a expansão: além do caso hipotético com a limitação da capacidade instalada total de eólicas e solar fotovoltaica a 50 GW cada uma em 2050, já apresentado na discussão sobre a fonte eólica, considerou-se uma limitação de 50 GW no horizonte apenas na capacidade instalada centralizadas de usinas solares PV em 2050 com o intuito de verificar seu impacto na matriz resultante. Neste último caso, vê-se que principalmente a fonte eólica ocupa, em termos relativos, um maior espaço na matriz resultante final em 2050, com crescimento significativo da capacidade instalada total no fim do horizonte em comparação com o caso em que a limitação ocorre tanto na capacidade instalada de eólicas e solar PV (Figura 46).



Casos	Sem limitação: Sem imposição de limitação na expansão da capacidade instalada de Eólica e de PV Solar no horizonte	Com limitação de UFV: Capacidade Instalada de Solar PV limitada a 50 GW no horizonte	Com limitação de EOL e UFV: Capacidade Instalada de Eólica e de PV Solar limitadas a 50 GW (cada uma) no horizonte
VPL do Custo Total da Geração Centralizada (R\$ bilhões)	742	746	801

Figura 46 - Efeitos da Limitação na Expansão das Fontes Renováveis não Controláveis em 2050, quando a cesta de projetos de UHEs em área de interferência não está disponível

Recomendações:

1. Desenvolver novas ferramentas, tecnologia e modelos de negócios para previsão da geração solar e gestão da operação do sistema elétrico.

A perspectiva de aumento significativo da participação da geração não-controlável na matriz elétrica brasileira, como a solar e eólica, torna a previsão de geração dessas fontes um elemento central na sua integração ao SIN. Assim, como no caso da fonte eólica, tem havido um esforço no estudo e aprimoramento de modelos de previsão de curto prazo (dia seguinte) da geração dessas fontes, no sentido de otimizar os recursos do sistema e trabalhar com menores quantidades de reservas operativas.

2. *Incorporar melhorias aos estudos socioambientais relativos à fonte solar.*

Dadas as perspectivas da expansão da fonte, os estudos socioambientais devem seguir padrões de qualidade que visem ao embasamento coerente da matriz dos impactos ambientais identificando a equação completa de benefícios e ônus dos empreendimentos. Dessa forma, será possível garantir uma definição consistente dos planos, programas e medidas socioambientais para monitoramento, mitigação ou compensação dos impactos, bem como dos custos para a adequada expansão da fonte. Diante do potencial de expansão associado a usinas híbridas, merece destaque a importância da avaliação do conjunto de empreendimentos que também considere cumulatividades ou sinergias de impactos. É necessário que todas as instituições engajadas no processo de licenciamento ambiental estejam comprometidas na construção de avaliações de impactos ambientais com metodologias robustas que proporcionem clareza e qualidade técnica na identificação das questões socioambientais prioritárias

3. *Integrar as perspectivas de expansão da geração solar e o planejamento da expansão da transmissão.*

Os prazos de implantação da fonte solar, muito inferiores aos prazos de implantação de projetos de transmissão, permanecerão sendo elementos desafiadores para o planejamento da expansão da transmissão, o que corrobora a necessidade contínua de antecipação das etapas desse planejamento por meio da realização dos estudos prospectivos. Esses estudos, elaborados com base na perspectiva de implantação de futuros projetos de geração e na necessidade de aumento de confiabilidade para atendimento ao crescimento de mercado, deverão dotar o sistema de flexibilidade suficiente para fazer frente à alta granularidade espacial desse tipo de fonte, às incertezas inerentes ao planejamento indicativo da geração e à variabilidade na produção de energia tanto em escala sazonal quanto escala horária.

4. *Articular com atores governamentais e setoriais para endereçar a regulação relativa à reciclagem dos componentes do sistema fotovoltaico.*

A reciclagem dos componentes não é um processo tecnologicamente desafiador, mas é necessário haver articulação com órgãos ambientais e instituições governamentais para a regulamentação de descarte que gere incentivos ao desenvolvimento de uma cadeia industrial voltada à logística de descarte e reciclagem de tais componentes.

Mapa do Caminho - Energia Solar

Desafios	Recomendações		
	2020 - 2030	2030 - 2040	2040 - 2050
Preparar-se para uma matriz com grande percentual de geração variável não controlável	Desenvolver novas ferramentas, tecnologias e modelos de negócios para previsão da geração solar e gestão da operação do sistema elétrico		
	Incorporar melhorias aos estudos socioambientais desenvolvidos para projetos de geração solar em uma perspectiva de questões ambientais decorrentes de efeitos cumulativos		
	Integrar as perspectivas de expansão da geração solar e o planejamento da expansão da transmissão		
Lidar com o descarte e reciclagem de equipamentos	Articular com diferentes atores governamentais e setoriais para endereçar a regulação relativa à reciclagem dos componentes do sistema fotovoltaico.		

Bioenergia

O Brasil é reconhecidamente beneficiado pelas suas condições de solo e clima (características edafoclimáticas), que permitem diversas fontes de biomassa prosperarem de forma abrangente. Diante de tão profícua oferta, a bioenergia é vista como uma das alternativas mais promissoras para o futuro energético sustentável, para o qual seu cultivo deve continuar ocorrendo em áreas que respeitem a preservação das florestas nativas e que estejam de acordo com o arcabouço legal de proteção ao meio ambiente.

A utilização da biomassa ocorre através de rotas tecnológicas diversas, nas quais são consideradas características dos insumos, como poder calorífico, estado físico e aplicação. Tradicionalmente, o país aproveita energeticamente, de forma direta, a lenha, o bagaço da cana-de-açúcar, a lixívia, resíduo do setor de papel e celulose, e cascas de arroz através da combustão e, através da transformação em biocombustíveis, os açúcares da cana dão origem ao etanol e os óleos de culturas oleaginosas, como a soja e o algodão, e os sebos ou gorduras animais são insumos para o biodiesel e diesel renovável. Além destas, há diversas biomassas alternativas disponíveis para o aproveitamento energético no país, como resíduos da cana-de-açúcar (palhas e pontas, vinhaça e torta de filtro), resíduos da indústria madeireira (cavaco), palhas das culturas de soja e milho, cascas de arroz e café, resíduos de coco, feijão, amendoim, mandioca e cacau, resíduos agroindustriais e pecuários de confinamento, lodo de estação de tratamento de esgoto e resíduos sólidos urbanos (RSU), entre outros, que podem ser utilizadas para combustão direta ou produção de biogás. Como muitas biomassas são sazonais em seus processos de produção, sobretudo as do setor agrícola, seu aproveitamento energético deve considerar, portanto, estas variações mensais na oferta do recurso.

O potencial nacional para incremento da produção de biomassa é bastante significativo e o País tem condições de aumentar a participação de biocombustíveis no mercado doméstico e internacional de maneira sustentável. Além disso, a sinergia entre inteligência artificial, internet das coisas (IoT), robótica, *drones*, *blockchain*, realidade aumentada, realidade virtual e impressoras 3D podem aumentar a produção de biocombustíveis, e conseqüentemente, seu consumo. Contudo, mais especificamente para o etanol, o crescimento do mercado externo pode ser impulsionado caso haja maior número de países produtores. Atualmente, cerca de 80% da produção global é atendida por apenas dois países: Brasil e Estados Unidos. Fomentar a diversificação desta produção poderá fortalecer o mercado interno e externo.

De um modo geral, o aproveitamento energético pode se dar para atender ao setor de transportes ou para o setor elétrico. No setor elétrico, a participação da biomassa atinge 8,5%, enquanto supera os 23% no setor de transportes, alcançado parcela superior a 30% da demanda energética nacional em 2018.

No setor de transporte, espera-se que a demanda por biocombustíveis aumente progressivamente, devido à implementação da Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio), que entrou em vigor no início de 2020, e visa contribuir para a regularidade do abastecimento, assim como para a participação competitiva dos diferentes biocombustíveis no mercado nacional de combustíveis. Esta política cria um mercado de créditos de carbono (CBIO) para o setor de transportes, onde a parte obrigada a adquiri-los é a distribuidora de combustíveis. Atualmente, discute-se a flexibilização da sistemática de comercialização de combustíveis excluindo a necessidade da intermediação do distribuidor na venda de etanol hidratado com o revendedor (Venda Direta de Etanol). Os impactos decorrentes desta implementação neste mercado ainda necessitam de estudos mais aprofundados sobre tributação, regulação, assim como em aspectos logísticos e contratuais. Os biocombustíveis considerados no RenovaBio são: etanol anidro e hidratado (de primeira e de segunda geração); biodiesel; biometano, bioquerosene de aviação (bioQAV), além de biocombustíveis alternativos. Através de seus mecanismos de funcionamento, juntamente com as políticas vigentes de misturas obrigatórias, é esperado um incremento da participação do etanol de 1ª geração e do biodiesel na matriz de transportes, assim como o desenvolvimento da produção competitiva dos demais biocombustíveis considerados nesta política. Nesse contexto, novas matérias-primas deverão surgir como opção no processo produtivo, diversificando ainda mais o *mix* de insumos e contribuindo para a interiorização da produção nacional de biocombustíveis, manutenção do emprego e da renda no campo, assim como para a redução das emissões no transporte de combustíveis. Dessa forma, o aumento da produção e do uso de biocombustíveis poderá aumentar proporcionalmente a oferta de coprodutos e, com isso, levar ao aumento da oferta de biomassa como matéria-prima como insumo para geração de energia elétrica.

Já no setor elétrico, o aumento da produção de biomassa levará a uma maior oferta de insumos energéticos renováveis que podem ser direcionados para geração elétrica. Assim, passa a ser relevante analisar a utilização da palha da cana e de outras culturas para ampliação do fator de capacidade das UTEs que fazem uso desta fonte. Para tanto, faz-se necessário implementar sistemas de coleta que preservem as condições agronômicas e apresentem custos competitivos, além do desenvolvimento de alternativas para o armazenamento de biomassa até a entressafra e/ou de energia e outras rotas tecnológicas.

Perspectivas Tecnológicas

No caso do setor energético, os insumos e tecnologias ainda não utilizados em larga escala e que contam com perspectivas para penetração na matriz energética estão apresentados na Figura 47.

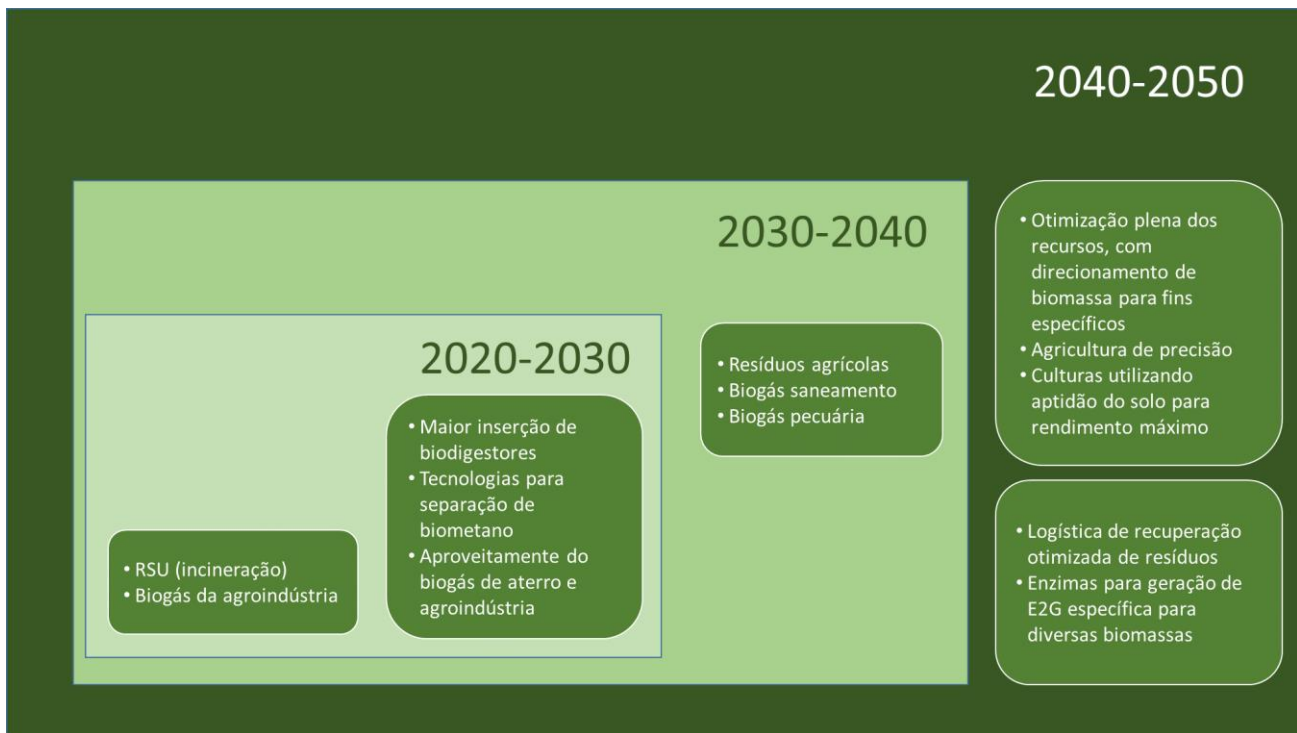


Figura 47 - Perspectivas tecnológicas ligadas à biomassa

A biotecnologia poderá proporcionar um ganho de eficiência na produção de biocombustíveis, tanto na parte agrícola quanto industrial, aumentando a produtividade global deste segmento. Destacam-se o desenvolvimento de variedades transgênicas e enzimas, assim como a adaptação das etapas de processo para oferta de novos produtos.

Novas tecnologias podem vir a utilizar biomassas heterogêneas com elevada eficiência, aumentando a oferta de energia desta fonte. Alternativas atuais ainda são pouco competitivas, mas, a longo prazo, espera-se que o consórcio de biomassas diversas seja otimizado, reduzindo ao máximo os resíduos deste processo. Nesse aspecto, a remoção das barreiras técnicas para a maior produção de etanol de segunda geração de cana-de-açúcar contribui para maior oferta desta fonte. O Brasil já possui duas plantas em operação, com capacidade de produção de 100 milhões de litros anuais deste biocombustível.

O biometano pode ser usado em frotas de veículos leves e pesados, de forma análoga ao gás natural. Seu uso contribuiria ambiental e economicamente, podendo reduzir as emissões de gases de efeito estufa e poluentes locais, fomentar a interiorização do gás, gerando mais empregos e renda, assim como minimizar a dependência de combustíveis fósseis. No entanto, o potencial técnico-econômico de sua produção comercial depende da escala de produção e se torna mais atrativo em arranjos em que o produtor de resíduos conta com alto consumo energético. Existem ainda algumas iniciativas em âmbito estadual para incentivar o seu uso.

Os novos biocombustíveis, tais como o etanol lignocelulósico, a gasolina verde, o diesel verde, o bioquerosene de aviação e os biocombustíveis para uso marítimo se apresentam como possíveis substitutos aos seus similares de origem fóssil por serem *drop-in*. O diesel verde encontra-se em processo de regulamentação. O bioquerosene de aviação também desponta como uma opção para o futuro, dados os acordos internacionais, como o CORSIA (*Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation*), aprovado pela ICAO (*International Civil Aviation Organization*). Este instrumento baseado em condições de mercado reforça a obrigação da indústria de aviação em mitigar as emissões de CO₂e (ou GEE) de suas operações internacionais. A IMO (Organização Marítima Internacional), trata de questões relativas à segurança e eficiência energética, dando ênfase à proteção ambiental no transporte marítimo internacional. Tais ações fazem parte da Agenda 2030 da ONU, cujo principal objetivo é o desenvolvimento sustentável (IMO, 2020). Esta agência estabeleceu novos limites de emissão de enxofre para o meio ambiente, que vigoram desde o início de 2020. Para atender esses novos limites de emissão e ainda minimizar custos de novos processos, o setor de transportes marítimos tem buscado várias soluções, dentre as quais se incluem o emprego de sistema de “scrubbers” (lavadores de gases de exaustão), o uso de biocombustíveis, além do uso de embarcações movidas a diesel e baterias, ou diesel e gás natural liquefeito (GNL), ou mesmo a adoção de combustíveis sintéticos.

Ainda existem ações a realizar para a disseminação e o desenvolvimento desses novos biocombustíveis como regulamentação, desenvolvimento tecnológico e competitividade de preços frente aos substitutos fósseis.

Desafios Principais

1. *Concentração da produção de biocombustíveis em poucos países no mundo*
Brasil e Estados Unidos são responsáveis por mais de 80% da produção mundial de etanol e são os dois maiores produtores de biodiesel (37%). O crescimento e diversificação de países na produção e no consumo de biocombustíveis é uma condição necessária para que haja aumento do comércio internacional e eventual formação de um mercado internacional de biocombustíveis.
2. *Diversificação das biomassas para biocombustíveis e desenvolvimento de novos biocombustíveis*
A diversificação das biomassas e o desenvolvimento de novos biocombustíveis podem trazer soluções alternativas para auxiliar na descarbonização de segmentos do transporte como a navegação e o transporte aéreo ou em bioplásticos e biomateriais. Dadas as condições edafoclimáticas favoráveis, a diversificação da produção da biomassa pode contribuir para alavancar o desenvolvimento regional do Brasil. Por exemplo, a produção de outras oleaginosas como a macaúba e palma, além do uso de biomassas residuais, pode ampliar a produção de biocombustíveis, tanto os tradicionais quanto os novos: biodiesel base éster, diesel verde e bioQAV, etanol e biogás. Ainda existem ações a realizar para a disseminação e o desenvolvimento desses novos biocombustíveis como regulamentação, desenvolvimento tecnológico, competitividade de preços frente aos substitutos fósseis. Dessa forma, o aproveitamento de outros insumos e mesmo a expansão de biomassa já utilizada para a produção de biocombustíveis deve ser direcionada para regiões de maior aptidão agrônômica, respeitando a legislação ambiental.
3. *Diversidade de qualidade do produto e assimetria de informação*
Uma das barreiras para a ampliação do aproveitamento de biomassa é a diversidade na qualidade do combustível gerado. Por exemplo, na cogeração industrial a inexistência de padronização sobre o combustível, de modo que facilite a utilização e a validação do preço, impede seu maior aproveitamento. O mesmo vale para os biocombustíveis veiculares e sua aplicação internacional. A diversidade de qualidade leva a uma significativa assimetria de informação, aumentando os custos de transação da fonte.
4. *Diversidade de atores estabelecendo políticas públicas para o setor de transportes*
Diversas políticas públicas concorrem para o crescimento do setor de transportes de modo mais eficiente, limpo, confiável e economicamente sustentável, tais como a Política Nacional de Biocombustíveis, o Rota 2030, o Proconve, o PNPB, PBEV e a PNMU, estabelecido por ministérios, governos locais ou reguladores distintos. Adicionalmente, existem avanços para a regulação de biocombustíveis alternativos, como o diesel verde. Outras iniciativas relativas ao uso de biometano e bioQAV são registradas em âmbito nacional e algumas apenas estaduais. Mas nota-se que há um amadurecimento nesse sentido, e é esperado que no longo prazo o arcabouço legal para seu uso esteja mais robusto. Estabelecer um sistema efetivo de governança dessas políticas, do compartilhamento de estatísticas e de informações é uma tarefa complexa e que exige coordenação e estratégia de comunicação entre as diferentes partes interessadas.

Exercícios Quantitativos

Os exercícios qualitativos relacionados às perspectivas de expansão centralizada de termelétricas a biomassa dizem respeito aos seguintes aspectos no horizonte do PNE 2050:

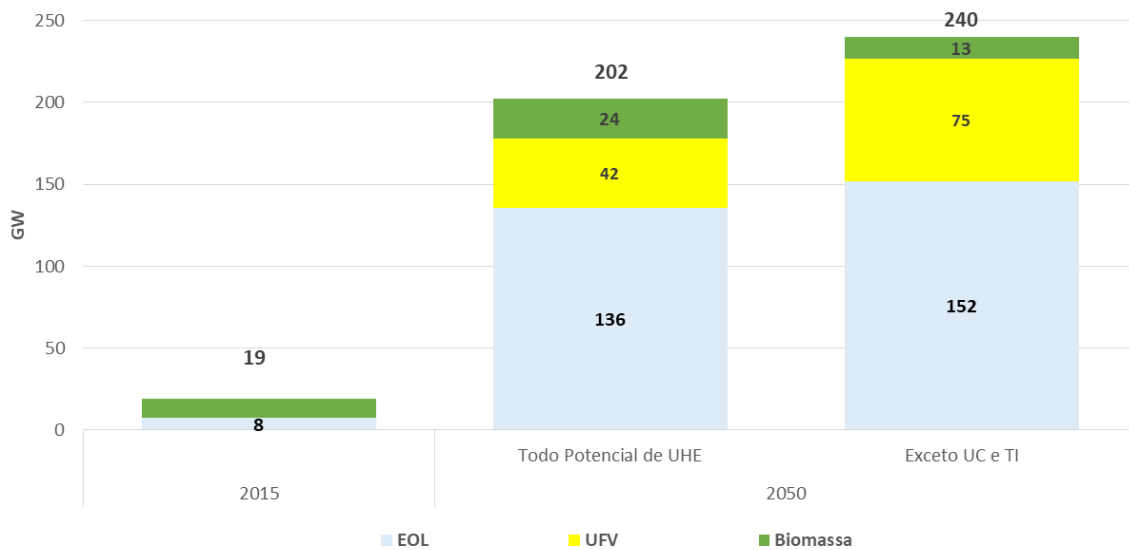
1. Como a participação relativa das UTEs a biomassa na capacidade instalada total está relacionada com a expansão da capacidade instalada de hidrelétricas?
2. Qual o efeito do aumento do fator de capacidade das UTEs a bagaço usando o insumo na entressafra? Qual a sensibilidade desse efeito em relação ao custo deste insumo?

1. Como a participação relativa das UTEs a biomassa na capacidade instalada total está relacionada com a expansão da capacidade instalada de hidrelétricas?

Em relação à melhor compreensão do papel da fonte bioenergia na expansão do setor elétrico, merece destaque que foram disponibilizadas duas tecnologias de combustão para a otimização por minimização de custos, uma movida a bagaço de cana, durante a safra, e outra a cavaco de madeira, com elevado fator de capacidade.

Enquanto esta última foi considerada dispendiosa para o atendimento da expansão na maior parte dos exercícios considerados, em função da necessidade de custeio do combustível e do investimento na usina, a cogeração com bagaço de cana no mínimo dobra sua potência instalada relativa ao ano base nos casos simulados, ainda que reduza sua participação relativa na matriz elétrica no fim do horizonte.

A maior expansão da bioenergia, por sua vez, parece estar ligada à maior expansão da hidrelétrica (Figura 48): A UTE a biomassa tradicional tende a entrar mais quanto maior a oferta de UHE, por conta da complementaridade sazonal.



Casos	Todo Potencial de UHE: Inclui todo potencial inventariado de UHE acima de 30 MW	Exceto UC e TI: Considera na expansão apenas UHEs acima de 30 MW sem interferência em áreas protegidas
VPL do Custo Total da Geração Centralizada (R\$ bilhões)	723	742

Figura 48 - Participação das Fontes Renováveis Não Hidrelétricas, com destaque para biomassa, nos casos comparados relativos à complexidade socioambiental das UHEs

Contudo, quando a alternativa de repotenciação de UHEs existentes é incluída nas simulações, a expansão da capacidade instalada de UTE a biomassa no horizonte não é muito diferente daquela sem repotenciação. Ou seja, embora haja um acréscimo da capacidade instalada de UHE via repotenciação, este não parece estar associado a uma expansão adicional de UTE a biomassa.

2. Qual o efeito do aumento do fator de capacidade das UTEs a bagaço obtido usando-se o insumo na entressafra?

Nas simulações para o **Cenário Desafio da Expansão**, a geração das UTEs a biomassa de cana fica concentrada no período da safra da cana-de-açúcar, de 7 meses por ano. Assim, mesmo levando em conta a manutenção anual da usina termelétrica (prazo típico de 1 mês), existe a possibilidade de o parque instalado funcionar por mais 4 meses, caso haja combustível disponível. Por conta da existência de palhas e pontas dispostas no campo em quantidade superior aos requisitos agrônômicos, há potencial para ser utilizado durante o período de ociosidade das usinas, mas esse aproveitamento requererá adequações de coleta, transporte e armazenamento.

Para simular todos esses custos, considerou-se alternativamente a utilização do cavaco de madeira no período de entressafra da cana, pois parte das usinas já está acostumada a esse tipo de combustível e seu custo é conhecido. Estimou--se, então, o custo mensal de combustível das UTEs a biomassa como a média ponderada entre os custos do

bagaço de cana e do cavaco de madeira, tomando como pesos os períodos de disponibilidade no ano. Os resultados em termos de energia gerada a partir de tais usinas com maior fator de capacidade aumentam de forma significativa com sua melhor utilização, além de menor custo total do que as alternativas anteriores, pois há uma melhor utilização da capacidade instalada das termelétricas a bagaço, complementadas por um combustível relativamente barato.

A Figura 49 apresenta uma possível distribuição da exportação de eletricidade por usinas a bagaço de cana e por usinas a bagaço de cana consorciada a cavaco de madeira ao longo do ano, supondo que a produção dentro do trimestre é uniforme. Vale destacar que a maior oferta de biomassa leva ao aumento da capacidade instalada durante a safra e que, na entressafra, a ociosidade da parte industrial da usina permite aumentar a exportação de eletricidade.

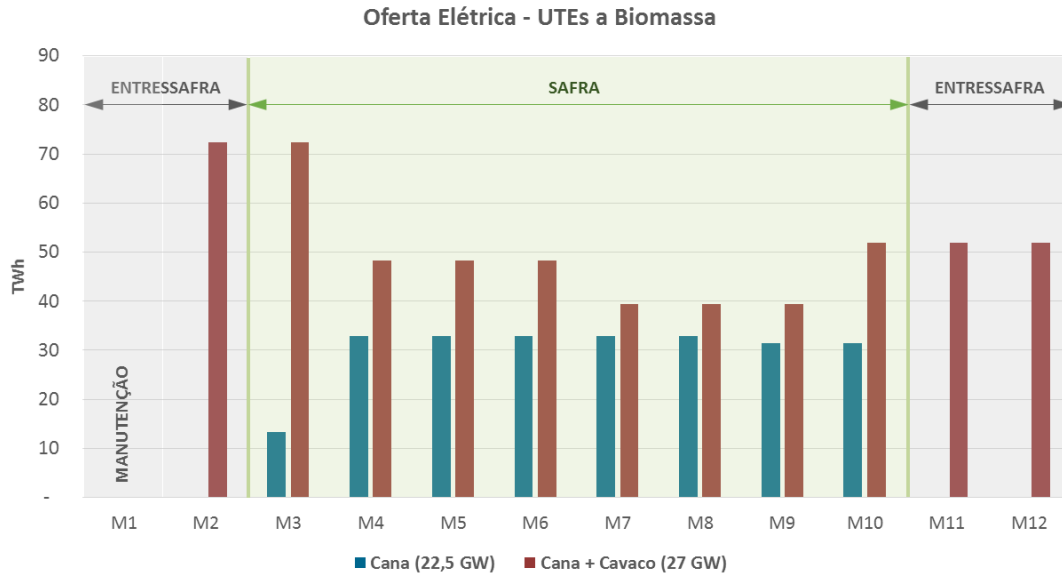
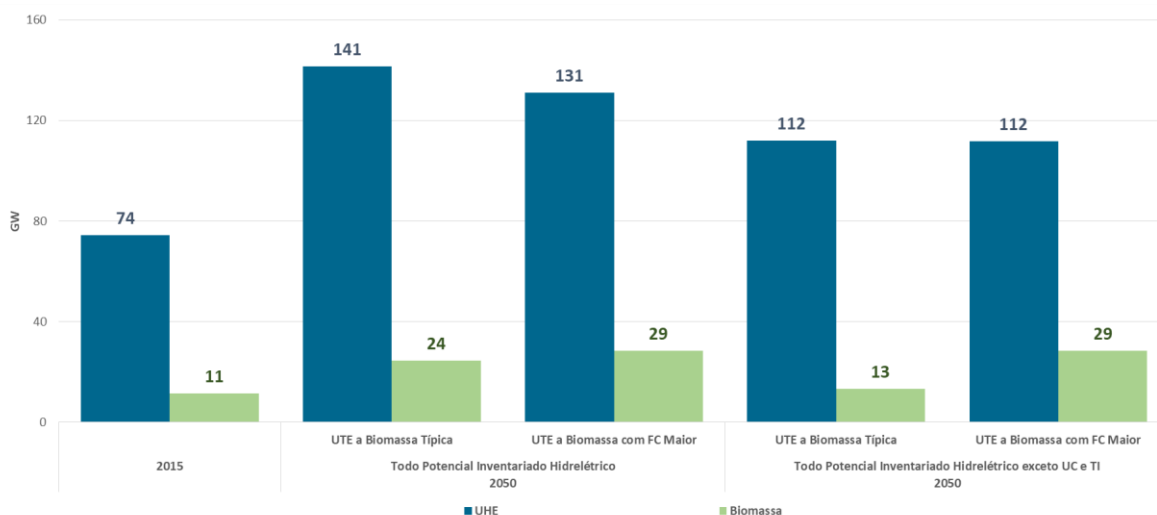


Figura 49 - Comparação entre exportação de eletricidade por usinas a bagaço de cana e por usinas a bagaço de cana consorciado a cavaco de madeira

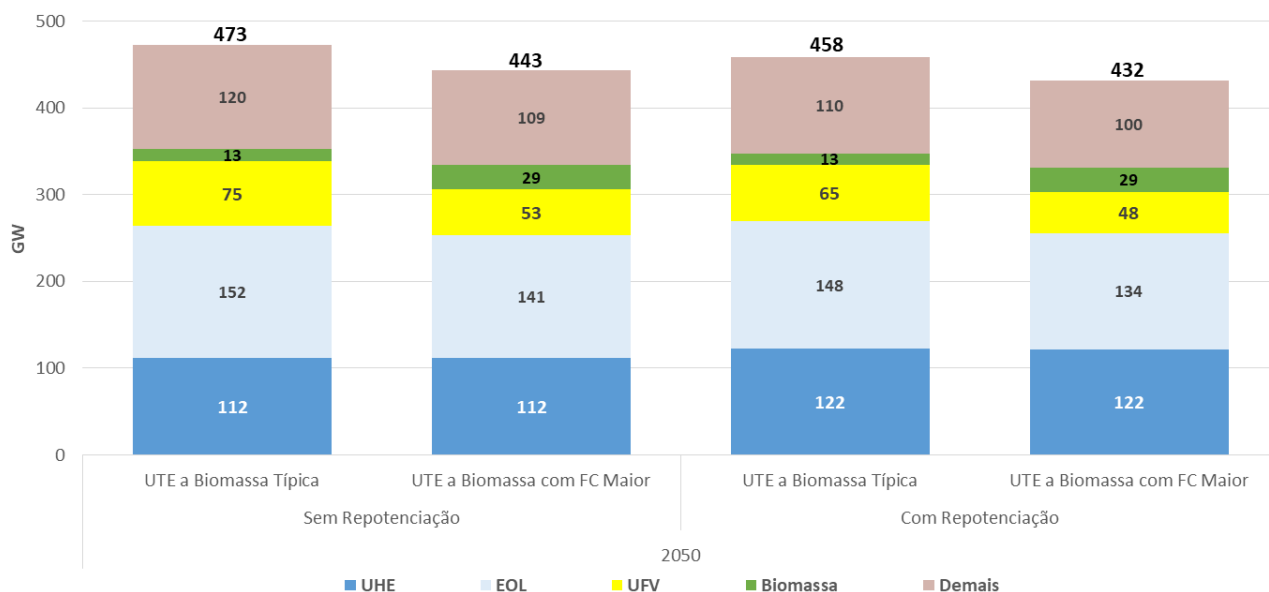
Entretanto, ao aumentar seu fator de capacidade por meio de utilização de insumo durante a entressafra, a UTE a biomassa perde a complementaridade com o parque hidrelétrico que a UTE a biomassa típica tem por conta da sua geração sazonal. Como se vê na Figura 50, no caso em que apenas a alternativa da UTE a bagaço de cana típica se apresenta, há uma relação direta entre sua expansão e a da UHEs. Por outro lado, quando a alternativa de aumento do fator de capacidade (FC) se apresenta, a menor expansão de UHE não parece alterar as perspectivas de inserção da UTE a bagaço de cana em termos de capacidade instalada. Esse efeito também ocorre perante a oferta de repotenciação.



Casos relativos a todo o potencial inventariado de UHEs acima de 30 MW	Todo Potencial Inventariado Hidrelétrico: <i>Ofertado todo potencial de UHE acima de 30 MW</i>		Todo Potencial Inventariado Hidrelétrico exceto UC e TI: <i>Ofertado apenas os projetos de UHE acima de 30 MW sem interferência com áreas protegidas</i>	
	UTE a Biomassa Típica: <i>Opera apenas durante a safra</i>	UTE a Biomassa com FC maior: <i>Opera com insumo durante a entressafra, aumentando seu fator de capacidade (FC)</i>	UTE a Biomassa Típica: <i>Opera apenas durante a safra</i>	UTE a Biomassa com FC maior: <i>Opera com insumo durante a entressafra, aumentando seu fator de capacidade (FC)</i>
VPL do Custo Total da Geração Centralizada (R\$ bilhões)	723	691	742	702

Figura 50 - Complementaridade na expansão das UHEs e das UTE a Biomassa: usina típica vs. usina com fator de capacidade maior

A combinação de aumento do fator de capacidade das UTEs a biomassa com a repotenciação do parque hidrelétrico (quando esta for vantajosa) pode levar a reduções ainda maiores do (valor presente líquido do) custo total da geração centralizada no horizonte do PNE 2050 e da capacidade instalada total em 2050. Na Figura 51, observam-se as reduções de capacidade instalada e de custo total no contexto em que a expansão de UHEs está limitada apenas às áreas sem interferência. A conclusão é análoga no caso quando todo o potencial inventariado de UHE está ofertado.



Casos relativos à repotenciação	Sem Repotenciação		Com Repotenciação: <i>Repotenciação de parte do parque hidrelétrico brasileiro</i>	
	UTE a Biomassa Típica: <i>Opera apenas durante a safra</i>	UTE a Biomassa com FC maior: <i>Opera com insumo durante a entressafra, aumentando seu fator de capacidade (FC)</i>	UTE a Biomassa Típica: <i>Opera apenas durante a safra</i>	UTE a Biomassa com FC maior: <i>Opera com insumo durante a entressafra, aumentando seu fator de capacidade (FC)</i>
VPL do Custo Total da Geração Centralizada (R\$ bilhões)	742	702	729	598

Figura 51 - Efeito combinado da repotenciação e da utilização da biomassa no período de entressafra no caso em que a expansão de UHEs está restrita àquelas sem interferência em áreas protegidas

2.1 Qual a sensibilidade do efeito a um maior custo deste insumo?

Avaliou-se também a sensibilidade da geração da UTE a biomassa quando ela produz o ano inteiro a custos do insumo disponível na entressafra mais elevados. A Figura 52 mostra que no caso em que há apenas as UTEs a biomassa típicas (isto é, as que só produzem durante os 7 meses de safra), observa-se a relação de complementaridade com a expansão de UHEs. Já a expansão das UTEs a biomassa que produzem o ano interior (portanto, com fator de capacidade mais alto) pouco varia se o potencial sem interferência com áreas protegidas está ou não disponível para a expansão. Ademais, ainda que o CVU aumente 50% e a potência instalada de UTEs a biomassa caia para cerca de 20 GW em 2050 (comparando-se com o caso em que há apenas UTEs típicas a biomassa: inferior (19 GW contra 24 GW) no caso em todo o potencial inventariado de UHE está disponível, mas, mesmo assim, maior (22 GW contra 13 GW) do que no caso em que o potencial inventariado de UHEs com interferência em áreas protegidas não está disponível), a geração no período médio continua superior ao caso com apenas UTEs a biomassa típicas, com melhor utilização da capacidade instalada. Entretanto, a custos de insumos excessivamente elevados, a expansão dessas usinas pode naturalmente, a partir de algum patamar, se mostrar pouco competitiva.

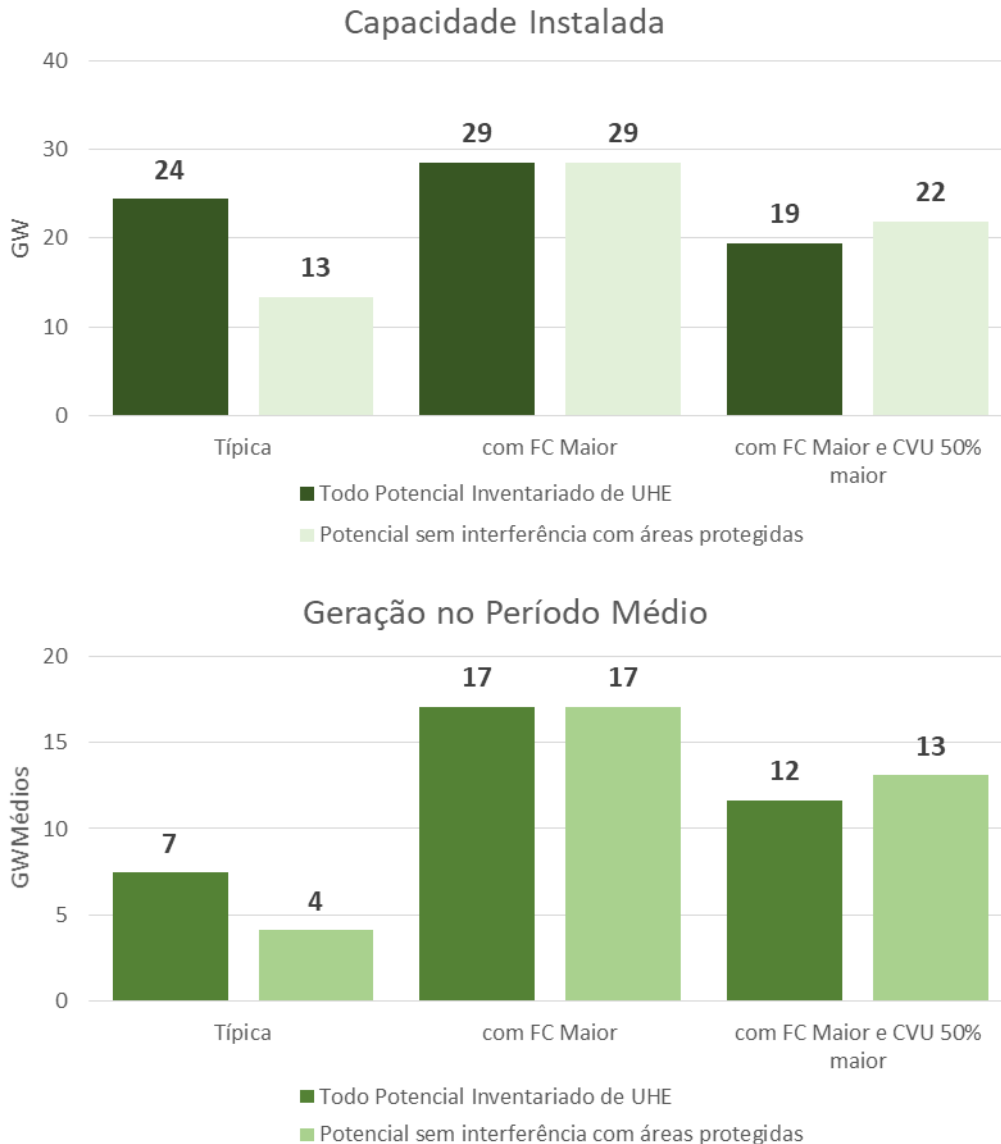


Figura 52 - Comparação da Capacidade Instalada e Geração no período médio do parque termelétrico a biomassa em 2050: Usinas Típicas e Usinas com Fator de Capacidade (FC) maior a custos diferentes

O expressivo acréscimo estimado de energia aliado à redução do custo total de geração indica a necessidade de se identificar as eventuais barreiras que impedem a utilização desse recurso energético, que ora decompõe-se no campo, bem como do ativo industrial, de modo a aumentar sua contribuição ao setor elétrico nacional.

Recomendações

1. *Articular, junto com autoridades competentes, a participação em iniciativas para aumentar a diversificação de produtores de etanol no mundo.*
 Articular com os órgãos responsáveis a proposição de padrão (especificação) internacional de biocombustíveis. Fomentar a participação do País em cooperações que fomentem a produção o e uso do etanol. O Brasil já participou de iniciativas neste sentido na África, objetivando aumentar a renda, emprego e melhora nas condições de vida no continente. A cooperação bilateral técnica e tecnológica promoveu o uso de biocombustíveis, especialmente durante 2003-2010.

2. *Aumentar a atratividade dos biocombustíveis em segmentos de transportes com maior dificuldade de descarbonização por meio de ampla articulação nacional e internacional com governos, instituições e sociedade.*
Articular-se nacional e internacionalmente no sentido de ampliar a visibilidade do papel dos biocombustíveis em segmentos mais complexo de descarbonizar, promovendo o estímulo em P&D e regulamentação especialmente voltadas às áreas de navegação, aviação e bioplásticos/biomateriais. Além disso, deve-se priorizar rotas tecnológicas cujos ganhos de produtividade permitam ampliar a produção e diversificação de biocombustíveis sem o respectivo aumento de área plantada, respeitando a legislação ambiental.
3. *Articular, junto com autoridades competentes, a divulgação do cumprimento da legislação de proteção ao meio ambiente na cadeia de produção dos biocombustíveis.*
A redução de GEE associada ao maior consumo de biocombustíveis no lugar de combustíveis fósseis é um resultado expressivo nas políticas de mitigação associadas à produção de biocombustíveis. Por outro lado, é necessário articular, com autoridades competentes, melhor divulgação de que o País cumpre a legislação de proteção ao meio ambiente na cadeia de produção de biocombustíveis.
4. *Aumentar a convergência entre as políticas correlatas aos biocombustíveis.*
Diversas políticas públicas (RenovaBio, Rota2030, Proconve, etc.) concorrem para o crescimento de mercado para biocombustíveis mais eficiente, limpo, confiável e economicamente sustentável. Desta forma, é necessário estabelecer um sistema efetivo de governança dessas políticas, do compartilhamento de estatísticas e de informações, que exige coordenação e estratégia de comunicação entre as diferentes partes interessadas. Especificamente para o biodiesel, é necessário adequar a evolução da mistura BX ao atendimento ao Proconve, considerando as mudanças previstas na fase P8/Euro 6. Alguns estudos apontam que estes motores não se encontram preparados para receber misturas com teores de éster acima de 7%. Observa-se que o diesel verde pode ser adicionado em quaisquer teores.

Mapa do Caminho - Bioenergia

Desafios	Recomendações		
	2020 - 2030	2030 - 2040	2040 - 2050
<i>Concentração da produção de biocombustíveis em poucos países no mundo</i>	<i>Articular, junto com autoridades competentes, a participação em iniciativas para aumentar a diversificação de produtores de etanol no mundo</i>		
<i>Diversificação das biomassas para biocombustíveis e desenvolvimento de novos biocombustíveis</i>	<i>Aumentar a atratividade dos biocombustíveis em segmentos de transportes com maior dificuldade de descarbonização por meio de ampla articulação nacional e internacional com governos, instituições e sociedade</i>		
<i>Diversidade de qualidade do produto e assimetria de informação</i>	<i>Articular, junto com autoridades competentes, a divulgação do cumprimento da legislação de proteção ao meio ambiente na cadeia de produção dos biocombustíveis</i>		
<i>Diversidade de atores estabelecendo políticas públicas para o setor de transportes</i>	<i>Aumentar a convergência entre as políticas correlatas aos biocombustíveis</i>		

Energia Nuclear

Conforme pode ser verificado no *Power Reactor Information System (PRIS)* da *International Atomic Energy Agency - IAEA*, a energia nuclear teve forte crescimento no mundo a partir dos anos 1950 até alcançar o patamar em torno de 400 reatores em operação no final dos anos 1980 e uma capacidade operacional superior a 300 GW, muito impulsionada por políticas de segurança energética para lidar com os choques do petróleo. Nos anos 1990 e 2000, verificou-se uma relativa estagnação do total de reatores em operação (de 418 em 1989 até um máximo de 438 em 2002), ainda que a capacidade operacional permanecesse se ampliando até o patamar de 370 GW. Tal estagnação da indústria nuclear no mundo encontra-se relacionada, em boa medida, aos efeitos sobre a aceitabilidade social decorrentes dos acidentes de Three Mile Island (nos EUA em 1979) e Chernobyl (na extinta União Soviética, hoje Ucrânia, em 1986), mas também do contrachoque do petróleo (1986) e da maior competitividade do gás natural (anos 1990, na Europa e nos EUA). Já nos anos 2010, o acidente de Fukushima (no Japão, em 2011) e o desligamento temporário de todas as usinas nucleares japonesas fez com que o patamar de reatores em operação no período caísse para um nível abaixo de 400 reatores, o qual só foi novamente alcançado em 2016. Em março de 2020, havia 443 reatores em operação e uma capacidade operacional de 391 GW, distribuídos por 31 países. Em 2019, 6 novas usinas foram conectadas à rede. Nos últimos dez anos, os novos empreendimentos termonucleares têm se localizado majoritariamente na Ásia.

A tecnologia nuclear pode ter papel destacado nos serviços de abatimento de emissões de gases de efeito estufa, bem como ampliar a resiliência e a robustez dos sistemas elétricos na transição energética, dadas as perspectivas progressivamente significativas de participação de fontes renováveis não-despacháveis ou com alta variabilidade de fornecimento. Atualmente a energia nuclear é responsável por 10% da produção global de energia elétrica e é a segunda maior fonte de energia de baixo carbono no mundo, atrás apenas da hidroeletricidade. Adicionalmente, ainda que seja imediatamente associada à geração de eletricidade (seu uso comercial em maior escala), tem um amplo leque de produtos e serviços relevantes para outros setores, tais como: medicina nuclear, radioisótopos, irradiação de alimentos, controle de pragas, monitoramento de erosão de solos, marcadores industriais, fornecimento de vapor residual (calor de processo), dessalinização, geração de hidrogênio, defesa (submarino com propulsão nuclear), etc.

Apesar da ocorrência restrita de eventos de falhas e danos associados ao uso dessa tecnologia, observou-se a ampliação das regulações de segurança de construção e a operação de usinas termonucleares em todo mundo. Por um lado, existe uma comunidade internacional voltada ao aprimoramento regulatório e à fiscalização mútua entre países (através de *peer review*), e observa-se um crescente aperfeiçoamento da gestão operacional das usinas. Além disso, a tecnologia de reatores e de segurança das usinas teve significativa evolução. Ainda cabe citar a perspectiva de continuidade da evolução tecnológica durante as próximas décadas, abarcando as dimensões de segurança, eficiência e adaptação à operação conjunta às fontes variáveis. Por outro lado, a complexidade dos novos projetos e as novas normas de segurança e licenciamento resultaram na ampliação do tempo de construção e ao crescimento dos custos de investimento de novos projetos termonucleares (*cost escalations*). Ademais, tais condicionantes também conduziram os projetos termonucleares a custos efetivos de projeto superiores aos previstos (*cost overruns*), dificultando, por isso, o acesso ao financiamento para novos projetos de energia nuclear. Parte desses sobrecustos é atribuída à construção das unidades “*first of a kind*” (FOAK), isso é, as primeiras usinas de determinado tipo a serem construídas. Nesse caso, enquadram-se as usinas AP-1000 construídas nos USA (4) e China (4), as usinas EPR construídas na França, Finlândia e China (uma em cada um desses países).

Ressalte-se que se observa uma tendência internacional de construção em paralelo de duas usinas lado a lado, defasadas em 18 a 24 meses, o que contribui para economias no custo de construção (CAPEX), pelo uso compartilhado de toda a infraestrutura de canteiro e mão de obra, bem como para a evolução ao longo da curva de aprendizagem. Isso consiste na aplicação do conceito de construção de reatores em série ou “*nth-of-a-kind*” (NOAK).

Recentemente, o setor elétrico também tem assistido em todo o mundo a um processo de inovações tecnológicas na geração elétrica a fontes renováveis como a eólica, a solar e a biomassa (incluindo biogás, biometano e rejeitos sólidos urbanos), bem como em armazenamento de energia. Esses fatos acrescentam pressão competitiva sobre novos empreendimentos termonucleares, face aos custos associados às respectivas tecnologias, mas também trouxeram oportunidades para a indústria nuclear, ao oferecer uma alternativa de atendimento da demanda dos sistemas elétricos por capacidade. Assim, quando mercados de capacidade e de carbono forem estruturados (o que já ocorre em alguns

países), as usinas termonucleares poderão vender serviços de capacidade e de abatimento de carbono, o que contribuirá para melhorar as análises custo-benefício de novos empreendimentos. O mesmo se aplica a toda a cadeia industrial nuclear, sendo necessário desenvolver e ampliar outros mercados associados à tecnologia nuclear como medicina nuclear, radioisótopos, controle de pragas, irradiação de alimentos, marcadores de erosão, defesa (submarino com propulsão nuclear), dessalinização, geração de hidrogênio, etc.

No Brasil, esses condicionantes internacionais também se verificaram, tornando desafiadora a expansão termonuclear e a consolidação de um complexo industrial que proveesse os amplos serviços da tecnologia nuclear. Não obstante, o Brasil possui consideráveis recursos de urânio, ainda que grande parte do território nacional não tenha sido prospectado. O País domina toda a tecnologia do ciclo do combustível nuclear, desde a mineração até a montagem do elemento combustível. Atualmente, uma única etapa do ciclo do combustível (a conversão e parte do enriquecimento) tem sido realizada no exterior por questões de escala. Adicionalmente, se desenvolvem no Brasil pesquisas em reatores e aplicações da energia nuclear, tais como o Reator Multipropósito Brasileiro (RMB) e o submarino com propulsão nuclear (SN-BR).

O País tem duas usinas nucleares (Angra I e Angra II) em operação e uma em construção (Angra III), com previsão de início da operação comercial em janeiro de 2026. Apesar dos condicionantes desafiadores para a geração termonuclear no mundo e no Brasil, com incertezas sobre o aproveitamento de seu potencial, há também novas perspectivas para a energia nuclear associadas a seu papel em um cenário com significativa restrição de carbono e alta participação de fontes renováveis não despacháveis, bem como ao desenvolvimento de novos negócios (inclusive no setor elétrico) e outras aplicações da tecnologia nuclear.

Políticas em Vigor para o Setor de Energia Nuclear

A Política Nuclear Brasileira (PNB), estabelecida pelo Decreto nº 9.600, de 5 de dezembro 2018, consolida um conjunto de diretrizes norteadoras, com a finalidade de orientar o planejamento, as ações e as atividades nucleares e radioativas no País, em observância à soberania nacional, com vistas ao desenvolvimento, à proteção da saúde humana e do meio ambiente. Adicionalmente, elenca 19 objetivos gerais para a área nuclear, 5 objetivos específicos do setor de mineração nuclear e 7 objetivos específicos relativos à indústria do setor nuclear.

Entre esses objetivos destaquem-se:

- *preservar o domínio da tecnologia nuclear no País;*
- *atender às decisões futuras do setor energético quanto ao fornecimento de energia limpa e firme, por meio da geração nucleoeletrica;*
- *garantir o uso seguro da tecnologia nuclear e fortalecer as atividades relacionadas com o planejamento, a resposta a situações de emergência e eventos relacionados com a segurança nuclear e a proteção física das instalações nucleares;*
- *promover a conscientização da sociedade brasileira, de forma transparente, a respeito dos benefícios do uso da tecnologia nuclear e das medidas que permitam o seu emprego de forma segura;*
- *fomentar a pesquisa, o desenvolvimento e a inovação da tecnologia nuclear;*
- *fomentar a pesquisa e a prospecção de minérios nucleares no País;*
- *incentivar a produção nacional de minérios nucleares e de seus subprodutos, inclusive nas ocorrências associadas a outros bens minerais, com vistas ao atendimento da demanda interna e das exportações;*
- *incentivar a formação continuada de recursos humanos necessários ao desenvolvimento da tecnologia nuclear e a sua fixação nesse setor;*
- *estimular a capacitação técnico-científica e industrial compatível com as necessidades do setor nuclear;*
- *incentivar o planejamento e a execução de projetos destinados ao setor nuclear, com vistas a garantir a fixação e a otimização do capital intelectual formado no País; e*
- *garantir o gerenciamento seguro dos rejeitos radioativos.*

Outros objetivos também importantes remetem a outros usos da tecnologia nuclear que trazem benefícios socioeconômicos ao País como, por exemplo, a medicina nuclear, a produção, o fornecimento e a exportação de radioisótopos.

Perspectivas Tecnológicas

Nos próximos anos, as perspectivas tecnológicas relativas à energia nuclear serão dominadas pela consolidação da nova geração de reatores (III+) cujas primeiras unidades entraram em operação nos últimos dois anos. Também se espera o desenvolvimento e a implantação dos primeiros reatores pequenos modulares (SMR), atualmente em processo inicial de licenciamento em diversos países. Reatores da chamada geração IV ainda estão em fase de concepção, não sendo esperada uma entrada significativa dessa tecnologia no horizonte desse plano. Nas próximas décadas a expansão da geração de energia nuclear no mundo será baseada em modelos da Geração III+ e SMRs.

No Brasil, a opção tecnológica foi por reatores a água pressurizada (do inglês *pressurized water reactor* - PWR), a tecnologia mais adotada em todo o mundo, com mais de 60% das usinas em operação. Essa opção será mantida para Angra III e para novos projetos de usinas que sejam eventualmente definidos ao longo da década de 2020. Após 2030, novos projetos poderão se basear em tecnologias de PWR, SMR e reatores de quarta geração, caso essas últimas alcancem maturidade tecnológica e competitividade.

Em relação ao combustível, o Brasil possui recursos consideráveis e domínio das tecnologias do ciclo. Contudo, para ampliar seu grau de autonomia necessitará complementar a capacidade instalada nas várias etapas do ciclo. Além disso, são necessários tanto aportes em P&D das tecnologias de gerenciamento, processamento e armazenamento de combustíveis usados, bem como ações de CT&I para se obterem combustíveis de alto desempenho de Geração III+. Cabe destacar que se tratam também de oportunidades para desenvolver atividades, inclusive ao longo da cadeia de fornecedores de bens e serviços, que se caracterizam pela alta agregação de valor, pela geração de recursos humanos altamente qualificados e pela alta geração de renda.

Sobre a questão do armazenamento do combustível usado, a opção brasileira foi por não o considerar como rejeito. Isso porque há esforços mundiais no desenvolvimento de tecnologias de reaproveitamento desse combustível, que apresenta ainda teor energético (são usados apenas cerca de 5% do seu potencial energético). De tal forma que o país adotou a política de estocar o seu combustível usado no sítio das usinas no aguardo do desenvolvimento dessas novas tecnologias de reprocessamento e aproveitamento.

Uma tendência que se observa em todo o mundo é a construção em paralelo de duas usinas lado a lado, defasadas em 18 a 24 meses, o que tem trazido importantes economias no custo de construção (CAPEX), pelo uso compartilhado de toda a infraestrutura de canteiro e mão de obra.

Por fim, o Brasil deverá se beneficiar do grande desenvolvimento das tecnologias de desmantelamento por conta do expressivo número de projetos que serão descomissionados no mundo até a década de 2040.

Desafios Principais

1. Comunicar de forma efetiva o papel da energia nuclear

A comunicação do papel da energia nuclear neste contexto é particularmente desafiadora, e deve ser apresentada de forma transparente e informada para promover a conscientização da sociedade brasileira a respeito dos benefícios da energia nuclear e de seus outros usos. Em particular, é preciso aperfeiçoar a comunicação à sociedade acerca de aspectos relacionados à segurança das usinas e da armazenagem de combustível usado, visto que, mesmo com ocorrências restritas de eventos com usinas nucleares, houve o aumento da percepção de risco, sobretudo, após o acidente de Fukushima. Nesse sentido, é fundamental prover informações mais amplas ao público em geral acerca dos padrões de segurança da tecnologia nuclear, protocolos de armazenamento de combustíveis e planos de contingência a fim de que a percepção de risco se torne mais aderente ao registro de eventos da indústria. Adicionalmente, a fonte nuclear pode ter um papel relevante na redução de emissões de GEE provenientes da geração elétrica no País e no mundo, conforme tem sido apontado por diversos estudos internacionais recentes (MIT, 2018; IEA, 2019; Zappa et al., 2019). Nesse sentido, arranjos institucionais, legais e regulatórios têm sido estabelecidos no mundo para internalizar as externalidades associadas às mudanças climáticas globais, sendo um dos instrumentos relevantes a criação de mercados de certificados de abatimento de emissões de carbono. Adicionalmente, a característica de uma fonte com alto fator de capacidade a torna um importante elemento agregador de estabilidade ao sistema elétrico, contribuindo assim para compensar a entrada expressiva na matriz de fontes variáveis como eólica e solar e manter o perfil de baixo carbono da matriz elétrica do Brasil.

2. *Promover adequações institucionais, legais e regulatórias à expansão da energia nuclear*

Alguns desafios institucionais, legais e regulatórios precisam ser superados para que os empreendimentos termonucleares possam ter oportunidade de participar em um mercado competitivo. É preciso, por exemplo, resolver sobre a flexibilização de monopólios da União na cadeia nuclear, visto que compete à União explorar os serviços e instalações nucleares de qualquer natureza e exercer monopólio estatal sobre a pesquisa, a lavra, o enriquecimento e reprocessamento, a industrialização e o comércio de minérios nucleares e seus derivados (CF 1988, Art. 21, XXIII), e definir modelos de Parceria Público-Privada com arranjos comerciais, e financeiros que tornem os empreendimentos termonucleares atrativos frente às alternativas e com riscos compatíveis com sua economicidade (em especial, o tratamento da responsabilidade civil por danos nucleares após a flexibilização do exercício do monopólio da União). Há também outros desafios como: regulamentar o §6º do Artigo 225 da Constituição Federal do Brasil, o qual estabelece que *as usinas que operem com reator nuclear deverão ter sua localização definida em lei federal, sem o que não poderão ser instaladas*; e, o enquadramento em leilões de energia (Lei nº 10.848/2004) e seus normativos. A Modernização do Setor Elétrico deve avaliar a forma adequada de acolhimento da energia nuclear nas transformações em curso.

3. *Avaliar a magnitude da expansão termonuclear associada à implementação da Política Nuclear Brasileira*

A expansão da geração nuclear no Brasil tem efeitos positivos à implementação da Política Nuclear Brasileira, em função dos ganhos de economia de escala e escopo. Por exemplo, caso se alcance economia de escala suficiente, a fabricação de combustíveis pode gerar a possibilidade de exportação de combustível nuclear. Entretanto, é um desafio quantificar a magnitude desses efeitos, já que abrangem outros mercados e segmentos econômicos, como a medicina nuclear, radioisótopos, controle de pragas, irradiação de alimentos, marcadores de erosão, defesa, etc. O estabelecimento da metodologia de cálculo é passo importante, especialmente articulado com outros entes governamentais com atribuições institucionais sobre o tema, conferindo transparência, motivação e justificativa à política pública.

4. *Garantir a segurança das instalações nucleares e do ciclo do combustível*

A questão da segurança das usinas nucleares constitui-se uma das principais prioridades da geração nuclear. A Política Nuclear Brasileira elenca o objetivo de garantir o uso seguro da tecnologia nuclear e fortalecer as atividades relacionadas com o planejamento, a resposta a situações de emergência e eventos relacionados com a segurança nuclear e a proteção física das instalações nucleares. Além disso, é essencial manter os mais altos níveis de segurança nas atividades de operação das usinas e de todo o ciclo do combustível nuclear.

5. *Expandir a vida útil de reatores e definir regras de descomissionamento*

A maioria das operadoras nucleares do mundo está fazendo investimentos para garantir a operação de suas fábricas para além da vida útil original do projeto. Os reatores da Geração II têm vida útil estimada em 40 anos, porém muitos estão tendo seu período de operação prolongado em 20 anos. As licenças de extensão justificam a P&D e despesas de capital significativas para a substituição de equipamentos desgastados e sistemas de controle desatualizados. Projetos de extensão de vida útil têm se mostrado competitivo no mundo, e no Brasil, a usina de Angra 1 iniciou recentemente esse processo. Estratégias de descomissionamento deverão ser desenvolvidas, em sintonia com o avanço da experiência internacional. No caso de usinas presentes no mesmo sítio, a tendência internacional é manter a usina fechada e iniciar o descomissionamento coletivo de toda a central quando a última unidade atingir o final de sua vida útil.

6. *Ampliar o conhecimento sobre os recursos minerais nacionais aplicáveis ao ciclo do combustível nuclear*

O Brasil tem um dos maiores recursos de urânio do mundo. Entretanto, questões de natureza socioambiental e econômica têm causado a interrupção ou atrasos, como no caso da mina de Cachoeira, em Caetité, Bahia. Adicionalmente, os recursos brasileiros podem ser ainda maiores, uma vez que grande parte do país ainda não foi prospectada. O dimensionamento desse potencial é fundamental para o aprimoramento do desenho de estratégia de inserção da fonte no longo prazo, a começar pela bacia uranífera de Lagoa Real na Bahia.

Exercícios Quantitativos

Os exercícios qualitativos relacionados às perspectivas de expansão das usinas termonucleares (UTNs) foram centrados em dois aspectos no horizonte do PNE 2050:

1. O efeito de reduções de custo (CAPEX e/ou OPEX) sobre as perspectivas de inserção de UTNs
2. Uma política energética definindo a inserção de 8 GW a 10 GW de UTN.

Ambos tratam do papel da geração nuclear na matriz elétrica e suas implicações para o desenho de estratégia de longo prazo do planejador (uma das questões de interesse no longo prazo para o desenho da estratégia de longo prazo do planejador, conforme lista na página 11), no contexto da implementação da Política Nuclear Brasileira. Importante reiterar que os exercícios quantitativos deste PNE não consideraram as possíveis receitas auferidas de serviços que a fonte possa fornecer e que podem vir a ser valorados pelo setor elétrico, como oferta de potência e a emissão de GEE quase nula.

1. Qual o efeito de reduções de custo (CAPEX e/ou OPEX) sobre as perspectivas de inserção de UTNs?

A inserção da geração termonuclear está atrelada a uma redução expressiva dos atuais níveis de CAPEX ao longo das próximas décadas, podendo chegar a valores próximos de US\$ 2.400/kW. Isso representa uma redução expressiva em relação ao nível atual de aproximadamente US\$ 5.000/kW. De acordo com ETI (2018), com aperfeiçoamentos nos projetos de usinas nucleares seria possível obter uma redução de custo da ordem de 35% desde que as principais rubricas de custos dos novos projetos atingissem os valores médios mundiais obtidos em estudo de uma amostra de 33 projetos de usinas nucleares finalizados. MIT (2018), por sua vez, analisa um cenário chamado “*Extremely Low Cost*” no qual a tecnologia nuclear alcançaria uma redução de 50% no custo em relação aos valores projetados para 2050, patamar na casa dos US\$ 2.500/kW, que consistiria em um objetivo de custo no longo prazo para várias tecnologias avançadas de reator, de acordo com DOE (2016).

Considerando inicialmente apenas reduções de CAPEX, as simulações indicam que a geração termonuclear ganha participação (adicional às UTNs Angra 1, 2 e 3) na matriz elétrica para decréscimos no custo de investimento superiores a 50% nos casos em que a cesta de hidrelétricas com áreas de interferência não está disponível para expansão. Contudo, levando em conta também reduções no OPEX, (esta perspectiva deve ser igualmente considerada pelo fato de o Brasil possuir o domínio sobre o ciclo de processamento do combustível), decréscimos de 45% a 50% no CAPEX e no OPEX podem levar a potência instalada total de UTN ao patamar de 10 GW a 23 GW em 2050 (Figura 53).

No entanto, cabe destacar que o tempo requerido de licenciamento e construção de uma nova usina, a capacidade de oferta de combustível nacional e a escala da indústria de fornecimento são fatores que acabam por balizar a expansão termonuclear, além do complexo de Angra, a 10 GW no horizonte do PNE 2050. De qualquer forma, vê-se ainda que, mesmo no caso de maior expansão (isto é, próximo a 20 GW), a expansão das demais fontes não se altera de modo tão significativo no horizonte de 2050.

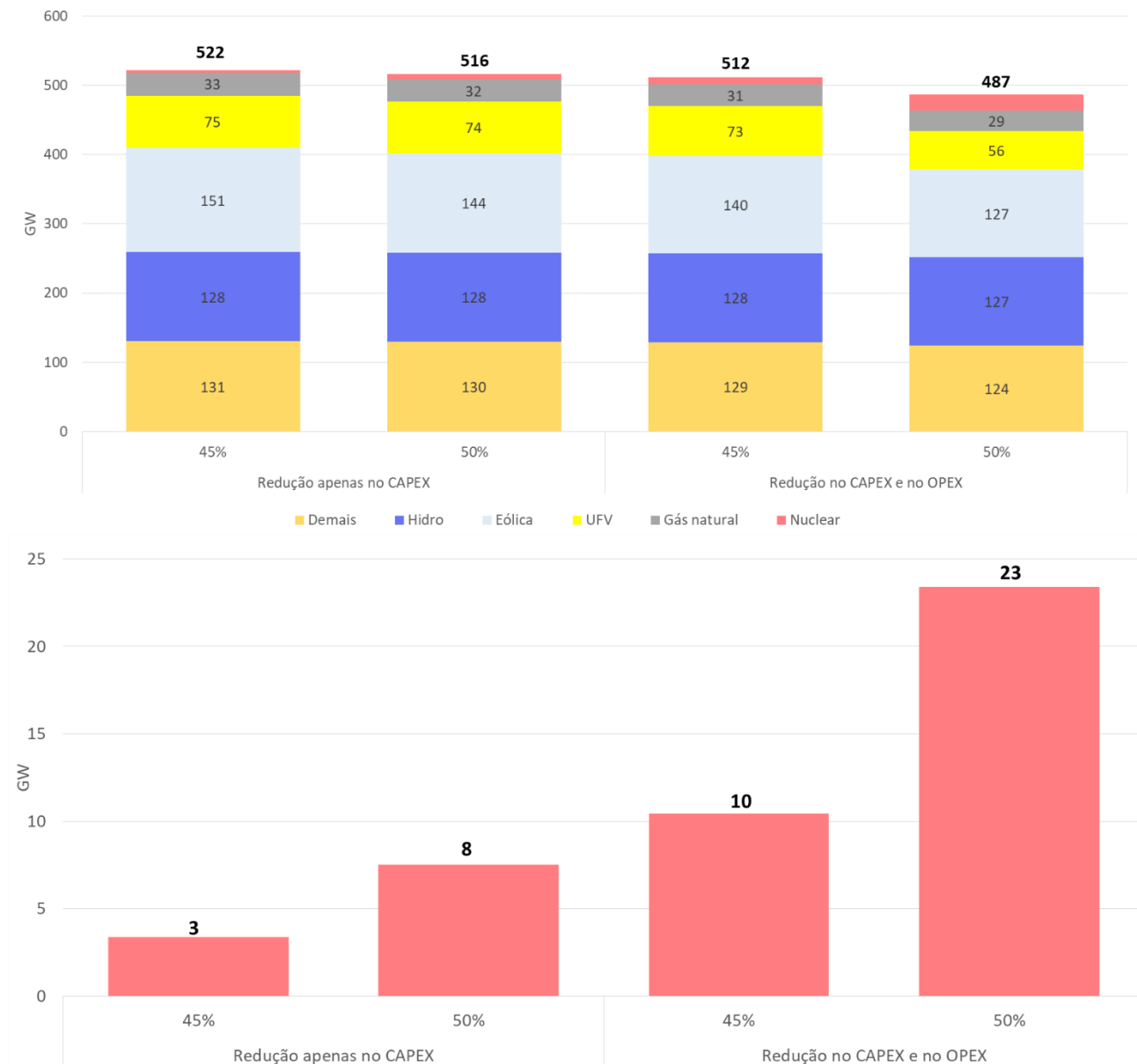


Figura 53 - Capacidade Instalada em 2050 em trajetórias selecionadas de redução de custo de novos empreendimentos no caso em que não há expansão de UHEs em áreas de interferência

Em resumo, é possível a inserção competitiva de capacidade termonuclear desde que os custos de instalação (CAPEX) e/ou operação (OPEX) se reduzam de forma significativa em relação às perspectivas atuais de evolução de custo desta fonte no horizonte do PNE 2050. Tal desafio requererá ações fundamentais na direção de padronização de projetos, redução de tempo de construção e avanço na curva de aprendizagem na construção de novos empreendimentos.

2. Qual o efeito de uma expansão de UTNs via Política Nuclear Brasileira?

É preciso avaliar a expansão da geração nuclear considerando-se igualmente aspectos relacionados a uma política energética vinculada à Política Nuclear Brasileira. Esta política energética, por sua vez, deve estar baseada em uma análise de custo-benefício mais geral não restrita apenas a seus serviços no setor elétrico (incluindo-se possíveis ganhos de escala), mas também às economias de escopo em atividades como defesa (submarino com propulsão nuclear), medicina nuclear (equipamentos de diagnósticos, radiofármacos, etc.), agricultura (controle de pragas, irradiação de alimentos, etc.), entre outros. Em outras palavras, é preciso estimar os efeitos de transbordamentos econômicos e tecnológicos

(*spillovers*) e de compartilhamento de custos do complexo nuclear, os quais poderiam justificar decisões de políticas públicas para catalisar a expansão da geração nuclear e outras atividades do complexo nuclear. Tratar-se-ia, nesse sentido, de uma lógica de minimizar o máximo arrependimento (um valor de opção, como um seguro), assegurando expertise e posicionamento estratégico nesse mercado de alto conteúdo tecnológico. Alguns países (EUA, Reino Unido e França, por exemplo) têm adotado essa estratégia, reconhecendo a relevância que a nuclear pode ter em um mundo com restrição de carbono.

Dessa forma, de modo a analisar os efeitos no perfil da matriz elétrica de uma entrada mais significativa de UTN por razões de política energética, foram realizadas as simulações com entrada de 8 GW e 10 GW no horizonte do PNE 2050 (Figura 54). A configuração da matriz elétrica em 2050 é praticamente igual nos dois casos, a menos de uma pequena retração de 6 GW na expansão de Solar PV, no caso em que a expansão de UTN (adicional ao complexo de Angra) alcança 10 GW ao invés de 8 GW.

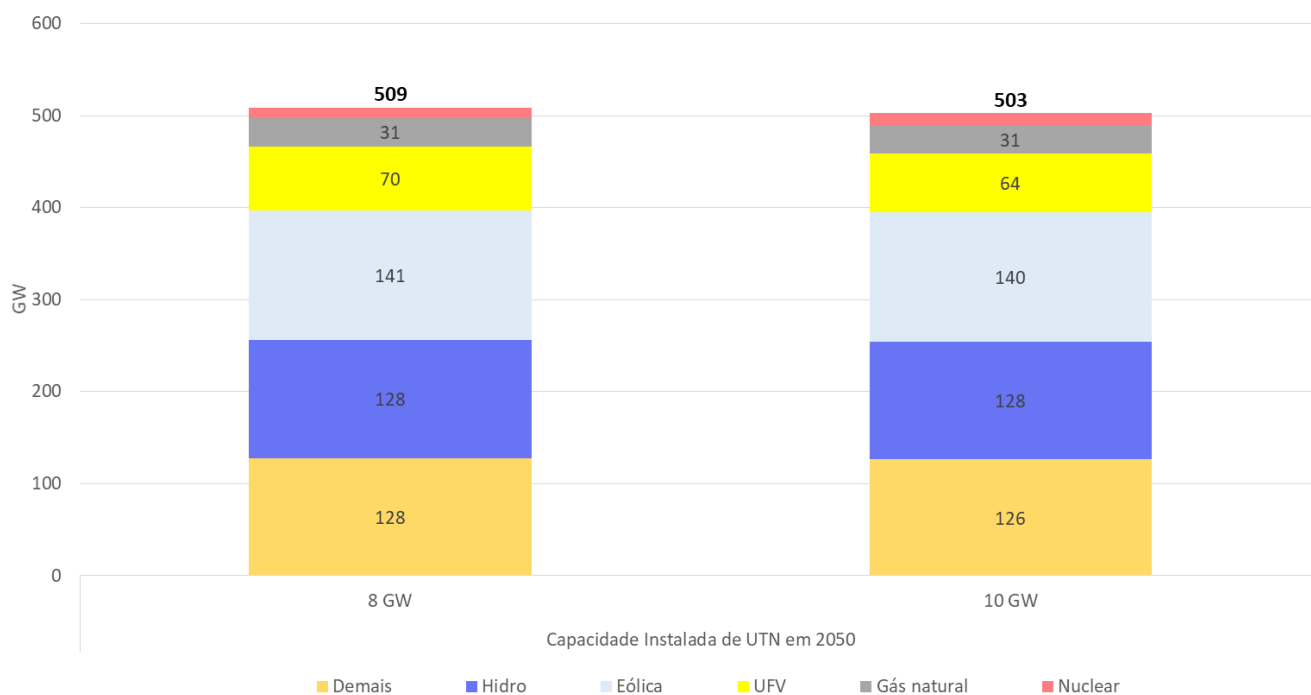


Figura 54 - Capacidade Instalada em 2050 considerando expansão de UTN via Política Nuclear Brasileira no caso em que não há expansão de UHEs em áreas de interferência

Recomendações

- Ampliar a comunicação com a sociedade brasileira, especialmente com as áreas candidatas a novos projetos, desde a mineração até o depósito de resíduos, passando pelas usinas nucleares*

O debate junto a sociedade sobre novas usinas termonucleares é primordial. Para que se alcance uma decisão de maneira estruturada e que traga confiança a todos os envolvidos, deve-se continuar a dar transparência sobre seus potenciais efeitos positivos e negativos. Assim, com o nivelamento de toda a informação, preserva-se a legitimidade do processo. Nesse sentido, uma importante ação seria montar um plano de comunicação reforçando as melhorias em relação à questão da segurança das usinas nucleares. Para isso é necessário manter um diálogo permanente com a sociedade na divulgação de informações relevantes para toda e qualquer decisão relacionada à energia nuclear, o que inclui plano de mitigação de riscos e benefícios, como segurança energética e contribuição em relação aos GEE.
- Aprimorar o marco regulatório associado à energia nuclear, passando pela flexibilização do monopólio da União, pela estrutura organizacional do setor e pela sua regulamentação*

Em relação à competência da União para explorar os serviços e instalações nucleares de qualquer natureza e exercer monopólio estatal sobre a pesquisa, a lavra, o enriquecimento e reprocessamento, a industrialização e o comércio de minérios nucleares e seus derivados, a INB detém a delegação para o exercício do monopólio da exploração do

urânio e a Eletronuclear exerce com exclusividade a geração de eletricidade com usinas nucleares. A flexibilização destes monopólios, assegurando os interesses nacionais através da devida fiscalização e regulação das instituições competentes, pode tornar o ambiente de negócios mais atraente para parcerias público-privadas, que modernizariam o setor.

A decisão de flexibilizar o monopólio da União nas atividades da cadeia da energia nuclear deve ainda ser acompanhada pela definição de modelos de negócios e estruturas de financiamento que efetivamente viabilizem a decisão de investimento do setor privado para que novos empreendimentos termonucleares sejam propostos em Parcerias Público-Privada. Nesse sentido, a aproximação formal com empresas detentoras de tecnologia e expertise, bem como com outros *stakeholders* (bancos, seguradoras, fornecedores, etc.), será fundamental para identificar os pontos críticos para o sucesso da política.

3. *Estabelecer metodologia de cálculo da magnitude da expansão da capacidade termonuclear no âmbito de análise de ganhos de economias de escopo associados à Política Nuclear Brasileira*

O desenvolvimento e a ampliação de outros mercados associados à tecnologia nuclear permitem auferir ganhos de economias de escopo relacionados a uma expansão de capacidade termonuclear de acordo com diretrizes da Política Nuclear Brasileira. A magnitude da expansão termonuclear pode ser impactada pela análise de custo e benefício mais sistêmica de todos esses efeitos que transbordam ao setor elétrico, além daqueles benefícios próprios da fonte em particular (em termos de segurança energética, emissões evitadas, serviços ancilares, etc.).

4. *Estabelecer maior padronização dos projetos para apropriação de ganhos de escala e aprendizagem*

Trata-se da elaboração de um conjunto de especificações técnicas que deverão ser atendidas pelos fornecedores das futuras usinas. Esse trabalho é constituído por critérios de requisitos de segurança, características operacionais, de projeto, etc. Tais especificações permitirão que se obtenha escala, sequência, padronização e aprendizagem nos projetos termonucleares a fim de se alcançar reduções de seus custos no País, em linha com o que vem acontecendo no mundo. Tais especificações são relevantes para o fortalecimento da cadeia produtiva no Brasil.

5. *Articular políticas nuclear, de comércio exterior, de C&TI e de formação de recursos humanos*

As iniciativas ligadas à tecnologia nuclear podem se beneficiar pela maior articulação entre diversas esferas de governo devido aos seus impactos que vão além do setor de energia. Isso perpassa o comércio exterior, C&TI e formação de recursos humanos. Por exemplo, o desenvolvimento da capacitação e da renovação de recursos humanos com expertise em tecnologia nuclear deve ocorrer em ritmo adequado à evolução requerida da indústria nuclear no Brasil. Essas ações devem abranger não apenas a construção e a operação das usinas termonucleares, mas toda a cadeia industrial, atividades de contingências e respostas em caso de acidente e de comunicação com *stakeholders* e a sociedade.

6. *Manter a garantia de segurança da gestão dos rejeitos radioativos*

O Brasil desenvolve o projeto RBMN, com objetivo de construir repositório para dar destino aos rejeitos de baixo e médio nível de atividade pelo tempo necessário até que a sua intensidade radioativa atinja o nível de isenção estabelecido pelas normas internacionais e da CNEN. O acompanhamento dessa atividade deve ser mantido ao longo das próximas décadas, até no caso da entrada de novos atores na geração termonuclear.

7. *Aprimorar a cultura de segurança nuclear*

Além do contínuo aprimoramento da garantia de qualidade e do controle de estruturas nucleares, sistemas e componentes, a cultura de segurança nuclear deve buscar a modernização frente ao surgimento de novas ameaças como a segurança cibernética e os eventos extremos. Nessa direção, a troca de informações e o compartilhamento de experiências entre os reguladores e entre os operadores de usinas nucleares pode ser um caminho proveitoso.

8. *Preservar a segurança de fornecimento de combustíveis*

O aumento da segurança do fornecimento também pode ser alcançado por meio de acordos intergovernamentais ou internacionais que tratam de *leasing* de combustível e bancos de combustível. O desenvolvimento da cadeia produtiva para que todo ciclo do combustível seja produzido no País contribuiria para preservar a segurança do fornecimento, ao reduzir a dependência externa das usinas termonucleares no Brasil.

9. *Avaliar as implicações de extensão da vida útil das usinas existentes em termos regulatórios e comerciais e adequada preparação para descomissionamento de usinas existentes*

No caso de Angra 1 e 2, ações de CT&I podem ser oportunas para melhorar as condições de extensão de vida útil por mais 20 anos, além do aumento de potência da usina, obtido com a substituição de equipamentos de melhor eficiência, e da modernização na instrumentação e no controle. Adicionalmente, devem-se proceder estudos técnicos e científicos para avaliar a integridade e a segurança de componentes e sistemas que não podem ser substituídos. Os aspectos regulatórios e comerciais também precisam ser endereçados. Em particular, é necessário rever regularmente a adequação dos fundos acumulados para o descomissionamento.

10. *Retomar a prospecção de urânio em todo o território nacional*

Com o objetivo de avaliar a extensão das reservas de urânio no país, é necessário estimular a prospecção de recursos minerais no território nacional, analisando possíveis entraves ao seu melhor conhecimento, a fim de identificar e mensurar as reservas de urânio do país.

Mapa do Caminho - Energia Nuclear

Desafios	Recomendações		
	2020 - 2030	2030 - 2040	2040 - 2050
<i>Comunicar de forma efetiva o papel da energia nuclear</i>	<i>Ampliar a comunicação com a sociedade brasileira especialmente com as áreas candidatas a novos projetos, desde a mineração até o depósito de resíduos, passando pelas usinas nucleares</i>		
<i>Promover adequações institucionais, legais e regulatórias à expansão da energia nuclear</i>	<i>Aprimorar o marco regulatório, passando pela flexibilização do monopólio, pela estrutura organizacional do setor e pela regulamentação</i>		
<i>Avaliar a magnitude da expansão da capacidade termonuclear associada à implementação da Política Nuclear Brasileira</i>	<i>Estabelecer metodologia de cálculo da magnitude da expansão da capacidade termonuclear no âmbito de análise de ganhos de economias de escopo associados à Política Nuclear Brasileira</i>		
	<i>Estabelecer maior padronização dos projetos para apropriação de ganhos de escala e aprendizagem</i>		
	<i>Articular políticas nuclear, de comércio exterior, de C&TI e de formação de recursos humanos</i>		
<i>Garantir a segurança das instalações nucleares e do fornecimento e transporte de combustíveis</i>	<i>Manter a garantia de segurança da gestão dos rejeitos radioativos</i>		
	<i>Aprimorar a cultura de segurança nuclear</i>		
	<i>Preservar a segurança de fornecimento de combustíveis</i>		
<i>Expandir a vida útil de reatores e definir regras de descomissionamento</i>	<i>Avaliar as implicações de extensão da vida útil das usinas existentes em termos regulatórios e comerciais e adequada preparação para descomissionamento de usinas existentes</i>		
<i>Ampliar o conhecimento sobre os recursos minerais nacionais aplicáveis ao ciclo do combustível nuclear</i>	<i>Retomar a prospecção por reservas de urânio em todo o território nacional</i>		

Carvão Mineral

Os recursos de carvão mineral conhecidos no Brasil estão concentrados na Região Sul. Existem indicações de outras ocorrências de linhito e carvão no País, notadamente no litoral e na plataforma continental, mas tais ocorrências não foram pesquisadas, desconhecendo-se sua magnitude e as características dos seus minérios. As reservas conhecidas, compostas de carvão sub-betuminoso, compreendem basicamente carvão coqueificável pobre e carvão energético de pobre a médio. Ressalta-se que segundo informações da Agência Nacional de Mineração, o Brasil possuía, em 2016, reservas de carvão mineral na ordem de 3,8 bilhões de toneladas na região sul do País.

O carvão mineral nacional é predominantemente utilizado para a geração de energia elétrica e para a geração de calor nos setores de papel, petroquímico, alimentos e cerâmica. Apesar de o carvão mineral nacional não ser adequado para o uso siderúrgico, devido suas características intrínsecas (alta plasticidade), pode ser usado na mistura com carvões importados, formando um *blend* e reduzindo o custo do coque. Em certas jazidas é possível retirar uma fração de carvão vapor de baixa cinza que pode ser utilizado com injeção de carvão em alto forno, o que diminui o consumo de coque. Percebe-se que, dentre os diversos usos do minério, o mercado potencial do produto nacional é delimitado devido às suas características restritivas em termos de poder calorífico e de resíduos de combustão. De maneira geral, o minério disponível no País tem seu consumo próximo ao jazimento devido ao elevado custo de transporte em relação ao poder calorífico do carvão, o que inviabiliza sua destinação ao mercado externo.

A implantação de uma indústria carboquímica (envolvendo, basicamente, a produção de metanol, fertilizantes, combustíveis e olefinas) a partir da transformação do carvão em gás de síntese (*syngas*) é outra possibilidade aberta ao carvão nacional. A porta de entrada nessa indústria é a gaseificação do carvão em larga escala, para a qual vem sendo aprimorada tecnologia adequada ao carvão com características semelhantes às do carvão brasileiro. Nesse sentido, o Rio Grande do Sul, por meio da lei 15.047/2017, criou a Política Estadual do Carvão Mineral e instituiu o Polo Carboquímico no estado.

Em outra iniciativa, o Governo Federal instituiu, em 2017, Grupo de Trabalho (GT) Interministerial para o carvão mineral nacional. Estabeleceu-se que, no âmbito do GT, medidas propositivas relacionadas ao carvão mineral deveriam ter como características: sinalização de longo prazo, de modo a viabilizar decisões de investimentos; foco na modernização do parque termelétrico a carvão mineral nacional; ausência de ônus para o Estado; medidas de cunho horizontal; adoção de tecnologias ambientalmente apropriadas na atividade de mineração; revisão de descontos tarifários para as fontes incentivadas; e não concessão de novos subsídios ao carvão mineral (e não estender os já existentes). O GT concluiu ainda pela orientação de modernização do parque termelétrico a carvão mineral nacional, centrada na substituição de usinas antigas e ineficientes que estão sendo descomissionadas pelo fim da vida útil, por plantas mais modernas, limpas e eficientes nos estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná, permitindo a recuperação ambiental de áreas carboníferas degradadas.

Por fim, a tendência de manutenção e ampliação de políticas públicas e mecanismos de mercado para incentivar fontes energéticas mais limpas e restringir fontes fósseis abre perspectiva para redução paulatina da participação do carvão na matriz elétrica mundial. De fato, a geração termelétrica a carvão mineral sofre resistência crescente à sua expansão devido às emissões de gases de efeito estufa (GEE) elevadas, o dobro das emissões de uma usina termelétrica a gás natural a ciclo combinado (EPE, 2018). Os compromissos internacionais, como as contribuições nacionalmente determinadas (NDC) na Conferência das Partes de Paris (COP21), têm motivado a substituição do carvão mineral por fontes renováveis de baixa emissão de GEE na matriz elétrica. Esse movimento se reflete de forma crescente por parte dos países, na adoção de políticas públicas de incentivo à redução de emissão. O setor privado, por sua vez, tem desenvolvido ferramentas para financiar a transição para uma economia de baixo carbono, como a criação de mercados de carbono e o fomento às finanças sustentáveis, que privilegiam projetos mais eficientes e menos intensivos na emissão de GEE. Tais mecanismos, além de diminuir a competitividade das fontes fósseis e reduzir as emissões, associam a imagem das empresas a boas práticas de responsabilidade socioambiental.

Perspectivas Tecnológicas

De acordo com IEA (2019), o carvão deverá perder participação na matriz elétrica mundial, mas, ainda assim, permanecerá como majoritário até 2040. Nesse sentido, o desenvolvimento tecnológico pode ajudar a aumentar a eficiência do aproveitamento e mitigar as emissões, com baixa elevação dos custos da eletricidade.

Como as propriedades do combustível são fator importante no projeto de usinas de carvão, muitas vezes são necessárias tecnologias diferentes para cada tipo de carvão. Nenhuma tecnologia avançada de carvão possui vantagens claras em toda a gama de seus tipos e ambientes operacionais. Adicionalmente, como as propriedades variam dependendo da região geográfica, as tecnologias devem ser analisadas caso a caso. Além das plantas de leito fluidizado circulante subcríticas e supercríticas, que deverão constituir a opção tecnológica predominante na expansão do setor nos próximos anos, as principais tecnologias apontadas para o maior e melhor aproveitamento do carvão nacional em termelétricas são:

- Carvão Pulverizado Supercrítico (SCPC): as principais dificuldades na implantação desta tecnologia referem-se às características exigidas dos materiais constituintes da caldeira e da turbina. Entretanto, há expectativa de aumento da viabilidade técnico-econômica de uso de carvão nacional beneficiado em caldeira supercrítica;
- Carvão Pulverizado Ultra-Supercrítico (USCPC): um grande ganho de eficiência virá das condições "avançadas" da USC, com vapor principal de até 760 ° C, que exigirão o desenvolvimento de novas ligas à base de níquel com maior resistência a altas temperaturas e fluência e resistência à corrosão.
- Combustão em Leito Fluidizado Circulante e Borbulhante (para usinas menores que 30MW): plantas que utilizam essa tecnologia são muito versáteis, podendo operar com variadas composições de combustíveis, incluindo misturas de carvão mineral e biomassa, como sobras da agricultura ou da indústria ou ainda resíduos sólidos urbanos. Apresenta a vantagem de emitir menos NOx, por trabalhar a temperaturas menos elevadas. Conforme a proporção de biomassa utilizada, contribuem com os esforços de redução de emissões, por CO₂ evitado.
- Ciclo Combinado de Gaseificação Integrada (IGCC): entre as tecnologias disponíveis e adequadas para o carvão nacional destaca-se a gaseificação em leito fluidizado, tanto para a geração de energia integrada em plantas de ciclo combinado, como pela sinergia possível com os demais aproveitamentos do carvão: siderurgia e carboquímica. Plantas termelétricas IGCC a carvão possuem níveis de emissões inferiores aos apresentados por plantas a carvão pulverizado e que podem ser similares às do gás natural. O foco tem sido o desenvolvimento de *expertise* em gaseificadores adequados às características do carvão nacional, exclusivo ou misturado (blendado) com carvões importados ou com biomassa. No caso da gaseificação de carvão *in situ* (UCG - *Underground Coal Gasification*), aumenta-se a disponibilidade de carvão como um recurso energético, pois viabiliza-se a exploração de jazidas não recuperáveis por métodos convencionais de mineração. Neste caso, além das vantagens inerentes ao processo de gaseificação, tem-se a eliminação do manuseio de cinzas, a redução de danos à superfície e de problemas ambientais e de saúde e segurança ocupacional de minas, a diminuição de custos de capital, de operação e de produção do syngas. Essa tecnologia depende do tipo de jazimento, da espessura da jazida de carvão e da profundidade da jazida, o que, no caso brasileiro, depende de uma avaliação geológica;
- Captura e armazenamento de carbono (CCS): é geralmente considerada uma solução tecnológica potencial para a redução das emissões de CO₂ relacionadas à combustão de carvão. Pode ser aplicada ao gás natural e à biomassa, ou biogás/biometano, quando o saldo passa a negativo e é conhecido como BioCCS. Existem três estágios principais no CCS - capturar o CO₂, transportá-lo e sequestrá-lo - cada um com seu próprio conjunto de tecnologias. Capturar o CO₂ é o primeiro estágio, o qual pode ser feito de várias maneiras. Em termos gerais, existem quatro tipos diferentes de tecnologias: pós-combustão, pré-combustão, combustão de oxcombustível e biofixação.
 - Os processos de captura pós-combustão encontram-se em diversos estágios de desenvolvimento, mas apenas a separação por absorção utilizando, por exemplo, aminas, encontra-se em estágio comercial, embora seja um processo altamente intensivo em energia. Plantas de demonstração no Canadá e nos EUA têm operado desde 2014 e contribuem com a curva de aprendizado para a implantação em larga escala desta tecnologia. Processos de adsorção utilizando zeólitas ou carvão ativado estão em estágio de desenvolvimento e se mostram muito promissoras. Outras tecnologias em desenvolvimento incluem processos de separação por membranas e o uso de criogenia. Como estas tecnologias podem ser utilizadas em qualquer processo de combustão, desde que economicamente viáveis, o seu

- desenvolvimento apresenta grande potencial para *retrofit* de plantas em operação ou novas plantas, além de refinarias, petroquímicas, siderúrgicas e cimenteiras;
- A tecnologia de pré-combustão é amplamente aplicada em uma variedade de indústrias, incluindo a fabricação de fertilizantes;
 - No caso de combustão de oxí-combustível, há no mundo vários projetos de demonstração e pesquisas relacionadas;
 - Na captura de CO₂ por biofixação há várias propostas, tais como: plantio de florestas energéticas para exploração de biomassa, cultivo de hortaliças ou plantas ornamentais em estufas com crescimento acelerado em ambiente enriquecido com CO₂ e cultivo de microalgas em reatores alimentados com os gases de combustão, para posterior produção de biocombustíveis (essa possibilidade de uso do CO₂ capturado amplia o conceito de CCS para CCUS). Ainda há necessidade de comprovação da real eficiência na redução de emissões em larga escala e, especialmente no caso das microalgas, mais pesquisas são necessárias para o domínio dos parâmetros do processo em escala industrial e para a viabilização econômica. Também é possível realizar o BioCCS capturando o CO₂ com alta concentração disponível nas dornas de fermentação de etanol e em usinas de tratamento de biogás para obtenção de biometano;
 - *Cofiring* ou coqueima: Apesar de só haver um projeto deste tipo em UTE a carvão (Jorge Lacerda utilizando palha de arroz pulverizada), há várias aplicações de coqueima para fins energéticos em andamento na indústria siderúrgica no Brasil, utilizando bagaço de cana, cama de aviário etc, que podem ser reproduzidos no setor carbonífero. Nestes casos, além do aumento da eficiência, tem-se a redução do CO₂ por utilização de combustível com ciclo de carbono neutro, o que pode ser uma solução para as termelétricas atualmente em operação, na sua maioria de baixo rendimento energético e, portanto, valores altos de emissões de CO₂ por unidade de energia gerada;
 - Aproveitamento de coprodutos da combustão: O aproveitamento dos coprodutos da combustão e gaseificação do carvão refere-se à aplicação das cinzas volantes e de fundo, bem como do gesso resultante do processo de lavagem dos gases para dessulfurização como matérias primas em outros setores. Eles são utilizados na construção civil, para a produção de cimento, tijolos, gesso e material para preenchimento estrutural e aterro, em substituição à brita. No caso da produção de cimento, pode-se considerar o cômputo das emissões evitadas na produção de cimento por outras rotas como créditos na planta térmica a carvão. Nas minas de carvão as cinzas são utilizadas para preenchimento de cavas mineradas e que podem ser úteis na recuperação de áreas degradadas pela mineração bem como no controle de subsidência de minas subterrâneas. Na agricultura, são utilizadas para remineralização e correção da acidez dos solos, bem como para melhoria das características de permeabilidade. As cinzas são matéria prima para a produção de zeólitas, que são poderosos adsorventes, podendo ser usados para descontaminação de águas servidas e para controle da drenagem ácida de mina (DAM). No Brasil, há pesquisas para a produção de zeólitas em estágio experimental. A utilização das cinzas como fonte de metais é uma alternativa possível, embora ainda pouco explorada no mundo. Entre os metais que têm sido estudados em termos de recuperação estão o alumínio e o germânio, elemento muito importante para semicondutores, produtos de altíssimo valor agregado.

Desafios Principais:

1. Descomissionamento e efeitos sobre socioeconomia local

O impacto do descomissionamento de uma termelétrica (UTE) a carvão mineral sobre a economia local está intimamente relacionado ao nível de dependência dos municípios às atividades inseridas na cadeia (mineração, transporte, geração termelétrica e produção de cimento). Os principais impactos socioeconômicos são a redução da arrecadação tributária e a redução do número de empregos diretos e indiretos. A perda da arrecadação tributária específica incide diretamente sobre os serviços públicos prestados e sobre o potencial de investimento em estruturas sociais, econômicas e ambientais do município. Embora a Compensação Financeira por Exploração de Recursos Mineráveis sinalize uma queda forte, trata-se de uma compensação financeira que normalmente não ultrapassa um percentual significativo da receita corrente dos municípios.

2. *Implantar tempestivamente as medidas relativas ao Programa de Modernização do parque termelétrico a carvão natural.*

O Programa de modernização do parque termelétrico a carvão nacional consiste na substituição do parque existente (a ser descomissionado ao longo da década de 2020) por usinas termelétricas mais eficientes e com menor emissão de gases de efeito estufa. Conforme análise do GT Interministerial do Carvão Mineral nacional, as medidas propositivas para a modernização do parque termelétrico a carvão mineral nacional deveriam levar em conta os seguintes aspectos:

- i. Apoiar-se na sinalização de preços de longo prazo de modo a viabilizar decisões de investimentos;
- ii. Ter foco na modernização do parque termelétrico à carvão mineral nacional;
- iii. Não implicar qualquer ônus para o Estado;
- iv. Serem medidas de cunho horizontal;
- v. Incentivar a adoção de tecnologias ambientalmente apropriadas na atividade de mineração;
- vi. Revisar descontos tarifários para as fontes incentivadas;
- vii. Não conceder novos subsídios ao carvão mineral, ou estender os já existentes.

A implantação das medidas acima deve ocorrer de forma tempestiva de modo a estar coerente com a previsão de descomissionamento das centrais do parque existente.

3. *Formular regramento de segurança para captura e sequestro de CO₂*

A adequação do CCS depende fortemente da disponibilidade de condições apropriadas, como formações geológicas estáveis e meios de transportes. Em muitos casos, locais geológicos adequados para o armazenamento de CO₂ podem estar em localidades distantes das instalações onde o CO₂ é produzido e capturado. Consequentemente, serão necessárias instalações de transporte para mover o CO₂ para seu local de armazenamento. O CO₂ normalmente será comprimido para um estado supercrítico antes do transporte por tubulação ou navio. Existem muitos gasodutos que transportam CO₂ para uma variedade de finalidades comerciais, embora os volumes de CO₂ do CCS da usina a serem transportados sejam muito maiores do que os experimentados até o momento. O armazenamento permanente de CO₂ em larga escala requer técnicas e instalações capazes de armazenar de forma confiável e segura grandes volumes de CO₂ indefinidamente. Os campos de petróleo e gás natural esgotados, que geralmente têm armadilhas geológicas, reservatórios e selos comprovados, são locais potencialmente excelentes para armazenar CO₂ injetado.

4. *Reduzir a emissão de poluentes atmosféricos*

O setor tem evoluído significativamente na redução das emissões de poluentes atmosféricos. O desenvolvimento das tecnologias limpas do carvão (*clean coal technologies*), a utilização de ferramentas de modelagem de dispersão atmosférica e a instalação de equipamentos de abatimento e monitoramento têm sido importante para atender as exigências legais e minimizar os impactos na qualidade do ar. Entretanto, no país, ainda são necessárias medidas adicionais para controle e redução das emissões de mercúrio de modo a atender Convenção de Minamata, promulgada pelo Decreto nº 9.470/2018. A questão vem sendo tratada por um grupo de trabalho permanente com o objetivo de acompanhar e implementar as medidas necessárias.

Exercícios Quantitativos

Os exercícios qualitativos relacionados às perspectivas de expansão das usinas termelétricas a carvão mineral nacional centraram-se na questão de se o teto de sua oferta no Brasil foi atingido, para além do programa de modernização do parque termelétrico a carvão mineral nacional.

Conforme análise do GT Interministerial do Carvão Mineral nacional, as medidas propositivas para a modernização do parque termelétrico a carvão mineral devem estar baseadas, entre outros, na ausência de ônus para o Estado ou de novos subsídios ou extensão do já existentes. Nesse sentido, as simulações apontam para dois fundamentos para maior competitividade das UTEs a carvão mineral: condições de financiamento equivalentes aos das demais fontes e perspectiva de valores de CAPEX pelo menos 20% menores do que os considerados (US\$2.100/kW). Quando essas 2 condições estão presentes, a participação das UTEs a carvão mineral nacional atinge 1% da geração total em 2050, mantidas as demais premissas de evolução de custos das demais fontes.

Importante destacar que nos casos simulados, a intensidade de emissão de carbono por conta do parque termelétrico a carvão mineral nacional em 2050 reduz de maneira significativa em relação ao ano base do estudo (de 0,07 tCO₂/MWh

em 2015 para 0,03 tCO₂/MWh em 2050), com maior geração média de energia (1,6 GW médios em 2050 contra 1 GW médio em 2015, conforme a Figura 55).

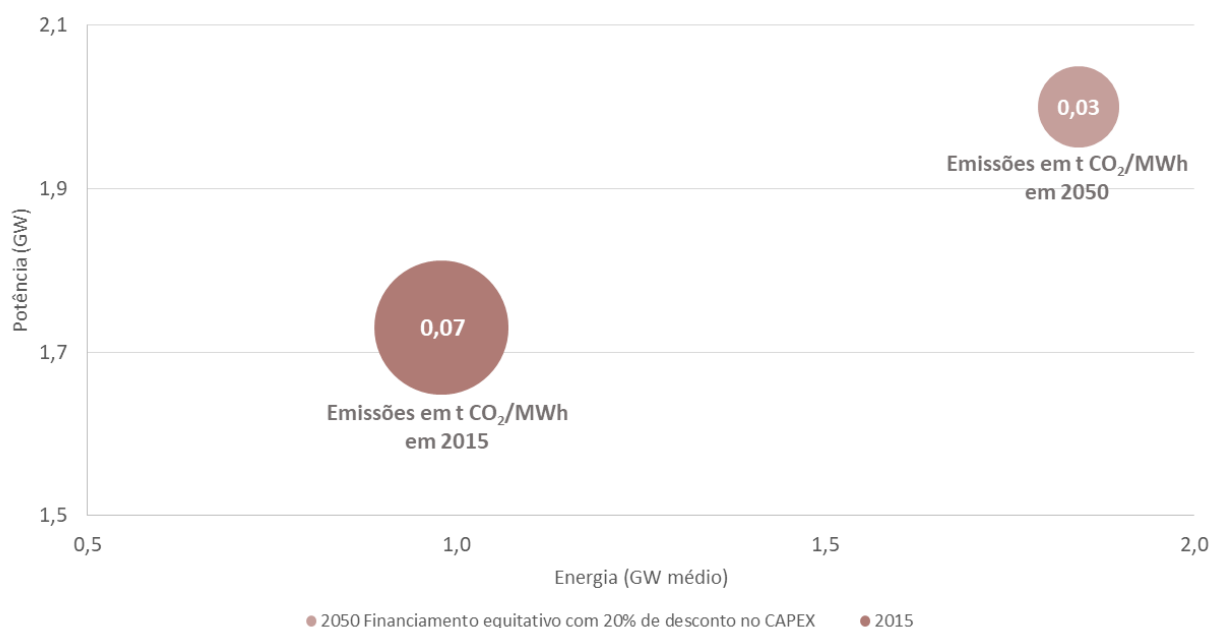


Figura 55 - Intensidade de emissão de carbono do setor elétrico e expansão da geração termelétrica a carvão nacional no caso em que há restrição à expansão de UHEs com interferência em áreas protegidas.

Recomendações

- Promover maior articulação com instituições federais e locais para endereçar a questão socioeconômica do descomissionamento com efeitos locais significativos.*

É essencial debater e criar soluções para a necessidade de diversificação das atividades econômicas das regiões hoje dependentes economicamente da mineração e da geração de energia elétrica. A instauração de outras atividades relevantes, que possam vir da produção de carvão para outros usos além da geração de energia elétrica, ou decorrentes de outras vocações econômicas regionais, garante a manutenção do desenvolvimento local independentemente do setor elétrico. É necessário que os tomadores de decisão em conjunto com a sociedade civil (população local, empregadores e investidores) compartilhem responsabilidades que deem garantias ao desenvolvimento social sustentável nas regiões onde pode ocorrer a redução ou perda de atividades ligadas ao carvão mineral. Essa integração permitirá valorizar as vocações e potenciais locais. É necessário criar mecanismos que condicionem e monitorem a transição no curto, médio e longo prazos.
- Promover as medidas do Programa de Modernização que estejam no rol das atribuições do MME e articular as que estejam fora da sua alçada com autoridades competentes.*

Os esforços do MME devem estar concentrados em medidas do Programa de Modernização que estejam dentro do rol das suas atribuições (por exemplo, estabelecer a diretriz para a adoção de tecnologias ambientalmente apropriadas na atividade de mineração) e articular com demais autoridades competentes aquelas medidas que estejam além da sua alçada institucional (por exemplo, garantir que não haja ônus para o Estado ou consumidores por meio de subsídios à fonte).
- Definir as regras de segurança e operacionalização para captura e sequestro de CO₂ ou possível adoção de mecanismos de compensação de emissões de CO₂.*

O processo de captura e sequestro de CO₂ (e outros gases) com utilização de estruturas geológicas requer, além do desenvolvimento tecnológico e viabilidade econômica, um desenho regulatório e de fiscalização apropriado para lidar com a operacionalização do processo e com questões de segurança do armazenamento e riscos socioambientais, por tipo de reservatório (de campos depletados ou de aquíferos e cavernas de sal), o que requererá

interação com diversas instituições governamentais que lidam com o tema. Paralelamente, sugere-se a discussão para definição de possíveis mecanismos de compensação de emissões como medida alternativa à captura do carbono.

4. *Articular com o respectivo grupo de trabalho permanente e definir, implementar e monitorar medidas de controle das emissões de mercúrio em conformidade com a Convenção de Minamata.*

No curto prazo, recomenda-se articular com o grupo de trabalho permanente da Convenção de Minamata o desenvolvimento de plano de ação para definição e implementação medidas de controle das emissões de mercúrio para usinas existentes e futuras. Em seguida, é importante definir mecanismos para monitorar a sua implementação e efetividade no longo prazo.

Mapa do Caminho - Energia Termelétrica a Carvão Mineral

Desafios	Recomendações		
	2020 - 2030	2030 - 2040	2040 - 2050
<i>Descomissionamento e efeitos sobre economia local</i>	<i>Promover maior articulação com instituições federais e locais para endereçar a questão socioeconômica do descomissionamento com efeitos locais significativos</i>		
<i>Implantar tempestivamente as medidas relativas ao Programa de Modernização do parque termelétrico a carvão natural.</i>	<i>Promover as medidas do Programa de Modernização que estejam no rol das atribuições do MME e articular as que estejam fora da sua alçada com autoridades competentes.</i>		
<i>Formular regramento de segurança para captura e sequestro de CO₂.</i>	<i>Definir regras de segurança e operacionalização para captura e sequestro de CO₂.</i>		
<i>Reduzir da emissão de poluentes atmosféricos</i>	<i>Articular com o respectivo grupo de trabalho permanente e definir, implementar e monitorar medidas de controle das emissões de mercúrio em conformidade com a Convenção de Minamata</i>		

Potência Complementar

A oferta adicional para o atendimento à demanda máxima, denominada genericamente como Potência Complementar no relatório do PNE 2050, é definida como o montante de potência necessário no momento em que o sistema precisa de complementação. Em outras palavras, a Potência Complementar seria composta por um conjunto de tecnologias que contribuem, de forma segura, para o balanço de potência instantâneo considerando seus custos (inclusive de emissão de gases de efeito estufa) e a baixa probabilidade de despacho, dentre as quais podemos destacar:

- i. Usinas termelétricas flexíveis;
- ii. Repotenciação ou instalação de unidades geradoras adicionais em usinas hidrelétricas existentes;
- iii. Usinas hidrelétricas reversíveis;
- iv. Armazenamento químico de energia (baterias, hidrogênio gasoso comprimido, hidrogênio líquido, amônia líquida e hidretos).

Contudo, as seguintes limitações se impuseram quanto à representação tecnológica para os exercícios quantitativos apresentados ao longo do relatório:

1. Metodologia de projeção de demanda horária por subsistema durante todo o horizonte do PNE;
2. Metodologia de projeção de oferta horária por fonte (em particular, previsão de disponibilidade dos recursos para as renováveis não controláveis) e por subsistema durante todo o horizonte;
3. Preço (horário) dos serviços prestados por cada fonte ao sistema;
4. Ferramenta computacional associada a uma maior desagregação temporal e espacial no horizonte do problema.

Em relação à metodologia de projeção de demanda a cada instante, há uma dificuldade inerente em se estimar a curva de carga no longo prazo em uma perspectiva de mudanças de preferências e hábitos de consumidor, novos equipamentos e impactos regulatórios associados a um sistema de preços horários (ou eventualmente sub-horários) sobre o consumo de energia elétrica. Desse modo, a opção foi considerar um modelo que atenda apenas à demanda de energia média e máxima (ponta). Além disso, outra complexidade para a modelagem consiste no fato de que o armazenamento configura-se também uma carga para o sistema, o que requer uma representação mais detalhada das diferentes tecnologias, com seus prazos de abastecimento e disponibilização da carga, além de tempos de resposta e possíveis serviços que possam prestar ao sistema.

No caso da metodologia de projeção de oferta a cada instante, o desafio está relacionado à estimativa da geração (ou disponibilidade de oferta de energia) no futuro. Nesse sentido, há que se considerar que os atuais padrões não necessariamente serão mantidos, especialmente para as renováveis. Por exemplo, uma das questões pertinentes está relacionada a possíveis alterações dos padrões atuais de disponibilidade desses recursos ao longo do dia e do território nacional em decorrência dos efeitos das mudanças climáticas.

Outro aspecto que traz complexidade para a avaliação da efetiva disponibilidade de recursos para o atendimento à necessidade de potência complementar está relacionado ao fato de que, pela estrutura atual de formação de preços no mercado de energia elétrica, não se tem clareza sobre a efetiva resposta a momentos de escassez relativa ao longo do dia (mais críticos para o suprimento de potência). A expansão dessa oferta de potência complementar pode estar associada tanto à implementação dos chamados mecanismos de capacidade quanto de mecanismos de mercado baseados em preços de curto prazo, desde que estes sejam eficazes na sinalização de decisões de investimento e de financiamento.

Por questões ligadas à dimensionalidade da modelagem computacional, a metodologia utilizada para o longo prazo nos exercícios quantitativos adotou base trimestral, aceitando que sua função seja identificar as tendências, oportunidades e desafios estratégicos para, então, passar à análise tática, de menor prazo, com modelagem específica e mais apropriada para valorizar as oportunidades de cada tecnologia de suprimento.

Portanto, o modelo utilizado para o exercício de simulação de longo prazo somente considera dois patamares de carga (média e máxima) por trimestre, nos quais o serviço de potência complementar é atendido pela tecnologia representativa de usinas termelétricas de partida rápida. Dessa forma, a solução do exercício de simulação pode ser interpretada como o mercado potencial para a potência complementar, sendo que, na prática, tal serviço será predominantemente oferecido pela tecnologia mais competitiva. No entanto, é bem provável que, dadas as dimensões territoriais do País e suas diferenças regionais, as 4 alternativas listadas coexistam ao longo do horizonte do PNE 2050. De qualquer modo, as demais alternativas de tecnologia são consideradas em outras seções do relatório do PNE 2050 de modo qualitativo. Cabe destacar que, para cada possível solução tecnológica, diferentes desafios se apresentam.

As soluções de armazenamento apresentam desafios que extrapolam a representação matemática apresentada acima. O atual marco regulatório do setor elétrico brasileiro dificulta a participação desse tipo de recurso ao comercializar como único produto a energia produzida. Ainda que a precificação horária seja um primeiro passo para a inserção desses recursos, a remuneração apenas pela variação do preço entre as horas pode ser insuficiente em um parque gerador com forte presença de hidrelétricas, que tendem a atenuar essa variação pela sua flexibilidade operativa. Nesse sentido, a modernização do modelo do setor elétrico e a remuneração adequada pelos serviços prestados é importante para que as diferentes tecnologias de armazenamento se desenvolvam plenamente, cada uma prestando o serviço que melhor lhe caiba.

Em relação à expansão por usinas termelétricas de ciclo aberto a gás natural os principais desafios estão relacionados à (expansão da) infraestrutura de gasodutos, visto que este deve estar disponível para transportar o equivalente à demanda máxima de todos os setores – o que requer a remuneração pela disponibilidade e tende a inviabilizar a alternativa. Entretanto, esse fato pode ser minimizado com a existência de um mercado de gás natural mais líquido, com mercados secundários e uma maior participação de agentes de suprimento e consumo.

As termelétricas a combustíveis líquidos (por exemplo, a óleo diesel) são bastante competitivas para ofertar esse tipo de serviço, de potência complementar, tendo em vista seu baixo custo de implantação e baixo fator de capacidade, sendo, portanto, pouco influenciado pelo seu maior custo de operação. Contudo sendo um combustível fóssil, a inserção de UTE a óleo diesel na geração elétrica foi considerada não desejada, principalmente levando-se em conta a disponibilidade de combustível com menor emissão de poluentes locais e globais, como o biodiesel, que dispõe de produção nacional com fácil acesso, preços conhecidos internacionalmente e rede de abastecimento em todo o território nacional. Tomando-se como alternativa de referência para o suprimento de Potência Complementar o grupo motogerador de combustão interna com explosão através de compressão, abastecido com biodiesel, conclui-se que o volume de combustível necessário para esse serviço é pouco significativo diante do potencial de produção nacional.

Em conclusão, importante reiterar que a Potência Complementar é apenas uma representação das alternativas de atendimento ao balanço de potência, dadas as restrições de longo prazo, e que o gerador ciclo diesel consumindo biodiesel também é uma representação das alternativas existentes de tecnologias flexíveis, com o objetivo de identificar o potencial a ser atendido. Essa solução pode ser substituída por qualquer tecnologia mais barata, ou conjunto de tecnologias que prestem o serviço a contento e convivam em função de suas especificidades.

Exercícios Quantitativos

O mercado potencial para tecnologias que atendam o requisito de Potência Complementar está contemplado na expansão definida pelo modelo de otimização.

Não parece haver dúvida de que a capacidade de o parque hidrelétrico brasileiro suprir a demanda de ponta vai decrescendo ao longo do tempo em função de eventual restrição à expansão de hidrelétricas. Com a maior expansão de renováveis variáveis não controláveis (REN NH), que apresentam maior vocação para o suprimento médio de energia e não instantâneo, há maior necessidade de expansão de tecnologias para esse serviço, como pode ser vista na Figura 56, em que a expansão da potência complementar está inversamente relacionada à expansão de hidrelétricas (quando todo potencial inventariado de UHE está disponível a expansão de potência complementar é menor) e diretamente relacionada com maior quantidade de renováveis não controláveis, como no caso em que a expansão está limitada apenas a fontes renováveis (caso 100% renovável).



Figura 56 - Expansão da Potência Complementar em casos selecionados

Recomendações:

- Desenvolvimento do desenho de mercado criando serviços aderentes as novas necessidades sistêmicas*

A modernização do marco regulatório do setor elétrico brasileiro, principalmente no que diz respeito a criação de novos produtos de forma aderente às necessidades e que traga dinamismo para um setor que tende a apresentar requisitos variados ao longo do tempo, é importante para que o mercado consiga prover as soluções mais eficientes, de acordo com os avanços tecnológicos.
- Maior integração entre o setor de energia elétrica e gás natural*

O gás natural tende a ser um importante recurso para o suprimento de potência complementar ao sistema. Porém, as necessidades do setor elétrico exigem uma maior flexibilidade operativa, enquanto o mercado de gás natural carece de uma demanda mais firme. Nesse sentido, o desenvolvimento conjunto dos dois setores (energia elétrica e gás natural) é fundamental também para que esse combustível desempenhe, na plenitude, seu papel no atendimento energético, aumentando, conseqüentemente, sua participação na matriz de energia no longo prazo. A criação de um mercado secundário de gás natural no Brasil ajudaria a equacionar esses diferentes pontos de vistas.

Recursos Energéticos Distribuídos

Recursos Energéticos Distribuídos (RED) são definidos como tecnologias de geração, armazenamento de energia elétrica e redução do consumo localizados dentro dos limites da área de uma determinada concessionária de distribuição, normalmente junto a unidades consumidoras, atrás do medidor. De acordo com a Figura 57, podem ser incluídos nesse conceito:

- Geração distribuída (GD);
- Veículos elétricos (VE) e estrutura de recarga;
- Armazenamento de energia;
- Resposta da demanda (RD);
- Eficiência energética.

Por ser um transportador de energia com grande flexibilidade de uso, o hidrogênio energético tende a ser levado em conta nas tecnologias de geração distribuída, para edifícios, na indústria e para a recarga de veículos com motorização elétrica, assim como no armazenamento de energia química, seja como gás comprimido, como hidrogênio líquido, na amônia líquida ou em hidretos, podendo ser prontamente transformado em energia elétrica com elevada eficiência energética por meio de pilhas a combustível.



FONTE: Adaptado de IRENA (2019)

Figura 57 - Recursos Energéticos Distribuídos

Nos últimos anos, tem-se observado uma aceleração da inserção dos RED, justificada principalmente pela redução nos custos de investimentos e transação, pela maior disseminação das tecnologias de telecomunicação e controle, bem como pelo papel mais ativo dos consumidores. A difusão dessas tecnologias apresenta um elevado potencial disruptivo, capaz de transformar profundamente os sistemas elétricos que hoje são predominantemente operados com recursos de maior porte e gerenciados centralizadamente.

Essas transformações demandarão novas práticas de planejamento da expansão e operação das redes elétricas e da geração de energia. Nesse sentido, a construção de um modelo de mercado inclusivo e inovador, além da implementação do conceito de redes elétricas inteligentes, passa pela modernização dos aparelhos de medição do setor elétrico. A substituição de todo o parque irá requerer grande volume de investimentos e anos para sua conclusão. No entanto, ao mesmo tempo que os RED impõem desafios, podem haver diversos benefícios associados à sua integração ao sistema.

A contribuição mais evidente dos RED, além da energética, refere-se à redução de perdas elétricas, decorrente da proximidade entre geração e consumo. As demais contribuições exigem condições específicas, como as localizações ideais e operações nas horas certas para oferecer confiabilidade aos operadores do sistema em situações extremas. Tal fato pode reduzir o custo sistêmico de atendimento à demanda, caso usinas mais caras não precisem ser acionadas, e substituir ou postergar investimentos convencionais em infraestrutura. Além disso, mecanismos “inteligentes” de integração e gerenciamento desses recursos estão em intenso desenvolvimento e isso deve contribuir para ampliar os potenciais ganhos de eficiência obtidos a partir da inserção de mais RED. Como exemplo, pode-se citar a figura dos “agregadores” de recursos energéticos distribuídos, que formam plantas virtuais e as despacham no mercado de eletricidade. Há, inclusive, a possibilidade de que estes agregadores utilizem a tecnologia *blockchain* para integrar informações locais, otimizar redes locais, oferecendo serviços energéticos a baixo custo com a utilização de *smart contracts*.

Desafios Principais

1. Dilema entre maior desagregação versus custos de transação:

Por um lado, há um interesse em desagregar cada vez mais as tarifas e preços, de modo a refletir os custos reais do sistema em cada instante e local. Por outro lado, devem ser levados em conta os custos computacionais, administrativos e a resposta comportamental dos consumidores aos incentivos, para avaliar em que casos os benefícios de desagregação superam os custos. Serão necessários avanços nas tecnologias de controle, comunicação e medição para permitir uma precificação que reflita melhor os custos.

2. Garantir a qualidade das instalações:

Instalações de geração distribuída estão se tornando cada vez mais populares. O número de empresas e profissionais liberais que fornecem tais serviços tem crescido rapidamente. A maior competição traz o benefício de redução dos preços, mas em alguns casos também leva a uma piora na qualidade das instalações. Casos de incêndios, destelhamentos e desabamentos já foram relatados com sistemas fotovoltaicos no Brasil. São acidentes que colocam vidas em risco, trazem danos patrimoniais e à imagem do segmento, podendo impactar sua aceitação futura perante a sociedade. O exemplo dado foi de geração distribuída, mas o desafio é válido para todos os RED ao se conectarem à rede elétrica.

3. Maior incerteza no planejamento:

A inserção dos RED adiciona uma fonte adicional de incerteza para o planejamento. Essas incertezas são explicadas pelo dinamismo na evolução dos preços de equipamentos de GD e armazenamento, mas também por se tratar de uma expansão com base em decisões individuais, nem sempre associadas apenas a questões financeiras. Ou seja, fatores socioculturais e comportamentais fazem parte do processo decisório e, por isso mesmo, tornam mais complexas as ferramentas de planejamento para lidar com as incertezas nas projeções de avanço dos RED.

4. Disponibilidade de dados com segurança:

Os RED e unidades consumidoras do futuro vão gerar milhões de dados que podem ser utilizados em estudos, operação do sistema, modelos de negócios, aplicativos, etc. Há um desafio de disponibilizar esses dados com alta granularidade de modo a possibilitar inovações no setor sem afetar a privacidade e a segurança dos indivíduos.

Recomendações:

1. *Desenho de mercado com alocação de custos e riscos mais apropriada para expansão sustentável dos RED*
O desenho de mercado com alocação de custos e riscos mais apropriada para inserção e expansão sustentável dos RED envolve uma série de avaliações que vão desde o modelo de *net metering* e os subsídios cruzados associados, diferenciação tributária e de encargos, além da estrutura tarifária mais apropriada (tarifa multipartes, cobrança de tarifa de demanda, tarifa com diferenciação horária para BT, sinais locais entre outros).
2. *Definição de transição para modelo mais descentralizado*
O caminho de abertura ao mercado livre pode evoluir, com opções ligadas à digitalização do setor, para a possibilidade dos consumidores, independentemente do seu porte, poderem escolher seu fornecedor de eletricidade, inclusive seu vizinho que possui geração própria. A definição de transição para modelo mais descentralizado pode auxiliar o sistema a reduzir possíveis custos enclafados.
3. *Estabelecer padrões mínimos de qualidade das instalações e de desempenho energético para produtos, serviços, processos e edificações.*
Para mitigar possíveis riscos associados à baixa qualidade de produtos e serviços será necessário estabelecer padrões mínimos de qualidade.
4. *Definição de metodologia para levantamento e tratamento de dados*
Deve ser buscado o acesso a dados granulares de geração, operação e consumo dos RED de forma a facilitar estudos e a dinamizar o mercado. Como ação, é recomendado o convênio entre instituições (distribuidoras, fabricantes de inversores, empresas de monitoramento de sistemas de geração e consumo) para o compartilhamento de dados.
5. *Definição de protocolos de segurança*
O maior acesso aos dados dos consumidores e geradores faz parte das condições para o aprimoramento do planejamento e operação do sistema. Nesse contexto, crescem as preocupações acerca de temas como invasão de privacidade e segurança da informação.

Mapa do Caminho - Recursos Energéticos Distribuídos

Desafios	Recomendações		
	2020 - 2030	2030 - 2040	2040 - 2050
<i>Dilema entre maior desagregação vs. custos de transação</i>	<i>Desenho de mercado com alocação de custos e riscos mais apropriada para expansão sustentável dos RED</i>		
	<i>Definição de transição para modelo mais descentralizado</i>		
<i>Garantir a qualidade das instalações</i>	<i>Estabelecer padrões mínimos de qualidade das instalações</i>		
<i>Maior incerteza no planejamento</i>	<i>Definição de metodologia para levantamento e tratamento de dados</i>		
<i>Disponibilidade de dados com segurança</i>	<i>Definição de protocolos de segurança</i>		

Eficiência Energética

A eficiência energética é um recurso efetivo e prioritário para o atendimento à demanda de energia, tanto pelos seus já tradicionais predicados positivos (ganhos de competitividade, redução do uso de recursos naturais e de emissão de poluentes locais e globais), quanto pelo o que sua maior penetração neste atendimento representam elemento fundamental para a transição do setor energético mundial, conjuntamente com as fontes renováveis de energia, mudança de padrões de consumo e tecnologias de captura e uso de CO₂.

No âmbito dos estudos do PNE 2050, estima-se que no cenário “desafio da expansão”, os ganhos de eficiência elétrica contribuam para reduzir a necessidade de 321 TWh de consumo de eletricidade (cerca de 17% do consumo total) em 2050, o que corresponderia a evitar mais de duas vezes o consumo de energia do setor industrial brasileiro em 2019 ou ainda, evitar a necessidade de expansão de capacidade instalada de geração equivalente a mais de 2,5 usinas de Itaipu em sua capacidade total (partes brasileira e paraguaia). Quando considerados os ganhos totais de eficiência energética incluindo combustíveis, estima-se que essa contribuição se situe em torno de 77 milhões de tep (13% do total de consumo de energia estimada em 2050), montante da mesma ordem de grandeza de toda a energia consumida no transporte rodoviário de carga e passageiros em 2019. Cabe destacar adicionalmente que os cenários do PNE 2050 não possuem qualquer caráter determinativo, o que significa dizer que avanços em direções com maior contribuição da eficiência energética são desejáveis.

A inserção da eficiência energética de forma mais acelerada no longo prazo, contudo, *per se* traz desafios que se relacionam às características específicas desse recurso, que incluem, entre outras, o elevado grau de dispersão da oferta potencial, menor porte dos projetos (quando comparados àqueles ofertados por geração centralizada) com ritmo mais lento de entrada e cuja decisão de implementação é sensível, em parte desses consumidores, a aspectos comportamentais.

Nesse ambiente, a promoção de iniciativas voltadas à eficiência energética exigirá o contínuo processo de melhoria dos mecanismos vigentes no país (além da introdução de práticas inovadoras), a atenção à governança do setor energético, a coordenação entre as várias políticas setoriais (econômicas, fiscais/tributárias, financiamento, C&T&I, industrial, educação etc.) nas diversas esferas institucionais (e.g., federal, estadual e municipal), o engajamento dos consumidores finais e a existência de um ambiente regulatório e financeiro para seu efetivo funcionamento. Nesse sentido, articulação e coordenação de uma engrenagem composta de diversos agentes, públicos e privados, são necessárias para que se promova um ambiente de aproveitamento acelerado dos ganhos de eficiência energética em todos os setores da economia.

No Brasil, a introdução de voltadas à promoção da eficiência energética remonta ao início da década de 80, com a implantação do Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE). Além do PBE, o rol de programas oficiais na área de eficiência energética inclui diversas iniciativas, listadas mais à frente. Também progressos advindos de ações autônomas (ou seja, não diretamente relacionadas à existência de políticas públicas na área energética) dos consumidores finais têm contribuído para o aproveitamento dos ganhos de eficiência energética no Brasil ao longo dos anos, motivado por questões de competitividade (caso da indústria), economicidade das alternativas (exemplo da penetração da lâmpada LED) ou mesmo por questões comportamentais (o que se vincula mais aos consumidores residenciais).

Pode-se dizer que as oportunidades de aproveitamento dos potenciais de eficiência energética estão distribuídas por todos os setores da economia, e tal visão é corroborada nos estudos de longo prazo que indicam forte contribuição da indústria, transportes e edificações em termos de volume total de ganhos de eficiência energética. O aproveitamento destas oportunidades requer a elaboração de planos de ação que contemplem as diversas facetas inerentes à aceleração do uso deste recurso, passando tanto pelo aperfeiçoamento/reforço de mecanismos existentes bem-sucedidos, quanto pela promoção de novos mecanismos de política pública no Brasil na área de eficiência energética. Nesse sentido, ações e medidas podem contribuir de forma diferenciada:

- (i) Nas edificações, através de agenda de índices mínimos de eficiência energética, englobando equipamentos, envoltórias e índices de desempenho operacional;

- (ii) Na indústria, através de penetração de equipamentos e processos mais eficientes e sistemas de gestão de energia, entre outros;
- (iii) Em transportes de carga e passageiros, através de incentivo a sistemas de tração mais eficientes, redução de demanda por mobilidade e transformação da estrutura modal de transportes;
- (iv) Na promoção de instrumentos transversais como leilões de eficiência energética e revisão de estrutura de remuneração de ativos de distribuição de eletricidade que incentivem a promoção de projetos de eficiência energética.

Destaque-se que parte do arcabouço necessário a estes avanços encontra-se já em curso atualmente, podendo-se citar os estudos em andamento referentes ao Plano Decenal de Eficiência Energética (PDEF), a Consulta Pública para realização do Leilão de Eficiência Energética em Roraima, a agenda de projetos do Programa de Aplicação do PROCEL (PAR/PROCEL), a agenda de atualização de Índices Mínimos de Eficiência Energética (no âmbito do CGIEE), entre outros.

Cabe ressaltar ainda, o potencial que a digitalização do setor energético pode desempenhar para a promoção de ganhos de eficiência energética. Isso se concretiza, por exemplo, a partir de uso massivo de sensores em pontos específicos de instalações industriais, comerciais e residenciais, provendo grande quantidade de dados e informações relevantes sobre uso de energia nestes diversos pontos, o que, através do processamento destes grandes volumes de informação, permite extrair insumos para melhor gerenciamento do consumo, informando as possibilidades de melhoria neste perfil.

O fomento ao aproveitamento dessas oportunidades, contudo, traz desafios, correlato à confluência de ações relacionadas a identificar:

- (i) onde estão localizadas as oportunidades, em que setores da economia;
- (ii) quais os custos envolvidos para viabilizar o aproveitamento dessas oportunidades;
- (iii) como essas oportunidades se tornam realidade (identificação das barreiras existentes, uso de instrumentos para superá-las e quais as etapas necessárias para sua implementação);
- (iv) quais os desenhos de governança e instrumentos de política podem potencializar os aproveitamentos dessas oportunidades.

É importante ressaltar que a complexa governança, o elevado número de partes envolvidas e a lenta inserção dos projetos de eficiência energética tornam necessária uma perspectiva de longo prazo. Dessa forma, o fomento ao aproveitamento do potencial de ganhos de eficiência energética torna necessária a implantação de uma agenda de longo prazo, já que há a necessidade de envolvimento de distintos elos desta cadeia de aproveitamento, desde a formulação e regulamentação de mecanismos no âmbito governamental em suas diversas esferas (federal, estadual e municipal) e políticas setoriais (industrial, transportes, saneamento etc.), até a efetiva implantação pelos consumidores finais, cuja adoção da alternativa deve fazer sentido dentro de uma racionalidade econômica ou comportamental, mas também tributária de condições de contorno adequadas para tal (disponibilidade de financiamento, por exemplo).

Principais Instrumentos de Promoção da Eficiência Energética em vigor

1. *Programa Brasileiro de Etiquetagem*: instituído em 1984 e conduzido pelo INMETRO e PROCEL, estabelece a Etiqueta Nacional de Conservação de Energia (ENCE) voluntária ou compulsória. Este instrumento tem como objetivo principal informar o consumidor final, buscando induzir escolhas por produtos mais eficientes;
2. *Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL)*: instituído em 1985, executado pela Eletrobrás, no âmbito do Programa de Aplicação de Recursos do PROCEL (PAR/PROCEL), são direcionados recursos para aplicação em projetos que realizem investimentos em estudos, capacitação e programas de eficiência energética;
3. *Programa Nacional de Racionalização de Uso de Derivados do Petróleo e do Gás Natural (CONPET)*: criado em 1991, seu principal objetivo é incentivar o uso racional de combustíveis em setores como residências, comércio, indústria, transportes e agropecuária;
4. *Plano Nacional de Eficiência Energética (PNEf)*: indica ações e diretrizes específicas direcionadas à promoção da eficiência energética, orientando políticas públicas voltadas para essa finalidade nos setores finais de consumo (indústria, transportes, setor público, saneamento etc.) e programas de governo tais como o PROCEL e o CONPET;

5. *Programa de Eficiência Energética (PEE/ANEEL)*: criado a partir da Lei 9.991/2.000 e conduzido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o PEE estabelece destinação percentual da Receita Operacional Líquida (ROL) da atividade de distribuição de eletricidade no país, para investimentos em P&D e em eficiência energética. Entre esses investimentos, o PEE/ANEEL orienta a aplicação de recursos para as duas classes com maior consumo presentes em cada área de concessão;
6. *Lei da Eficiência Energética (10.295/2.001)*: estabelece índices mínimos de eficiência energética para equipamentos comercializados no Brasil e em edificações, a ser realizada a partir de regulamentação específica. Estes níveis mínimos de eficiência energética são definidos pelo Comitê Gestor de Indicadores de Eficiência Energética (CGIEE), coordenado pelo MME e composto por representantes de instituições governamentais e da sociedade civil;
7. *Instrução Normativa SLTI n.º 02/2014/MPOG*: torna a Etiqueta Nacional de Conservação de Energia (ENCE) de eficiência energética (nível A) obrigatório para edifícios públicos federais novos e reformados com recursos federais para exercício de atividade administrativa ou prestação de serviços públicos;
8. *Portaria Interministerial n.º 1007/2010*: estabeleceu cronograma de implementação de índices de desempenho energético para lâmpadas incandescentes, visando bani-las do mercado brasileiro.

Desafios Principais

1. *Baixa disponibilidade de informação sobre o potencial e custos das oportunidades de eficiência energética*
A disponibilidade de dados quanto ao perfil de consumo final, seus usos e potencial de eficiência energética e seus custos exige informações com grau de estratificação em nível setorial, para que possam prover insumos para a avaliação periódica de políticas e mecanismos de promoção à eficiência energética e, portanto, de sua efetividade como instrumento de fomento à inserção desse recurso como alternativa de atendimento à demanda de energia, inclusive contribuindo para avaliação da efetividade da aplicação de recursos financeiros dos programas de eficiência energética no país. Isso é fundamental para orientar as áreas de esforço prioritárias bem como mapear as barreiras existentes, de modo a delimitar ações a serem empreendidas para destravar o aproveitamento dos potenciais de eficiência energéticas existentes no país.
2. *Coordenação institucional e integração das diferentes iniciativas relacionadas à eficiência energética*
A implementação de políticas e mecanismos de eficiência energética envolve uma cadeia complexa que demanda a coordenação entre diversas políticas setoriais, com objetivos distintos das políticas de eficiência energética, porém correlacionados, como, por exemplo, aqueles voltados para a atividade de transportes de cargas, com sinergia evidente entre os objetivos de eficiência logística e de eficiência energética. Adicionalmente, há situações onde se requer a coordenação de políticas e ações envolvendo as esferas federal, estadual e municipal ou a articulação entre agentes distintos, tais como o poder público, consumidores finais de energia e agentes de financiamento. Aspecto relevante na governança do setor de eficiência energética refere-se ao fato de que, com a crescente integração entre cadeias energéticas de combustíveis e eletricidade, é necessário que os programas relacionados a estas fontes também sejam integrados, de modo a garantir a adequada coordenação entre as ações e melhor aplicação dos recursos financeiros oriundos de percentuais sobre tarifas de energia.
3. *Criação de cultura de eficiência energética na sociedade*
Além do desenho de instrumentos setoriais específicos e transversais para promoção de eficiência energética, mecanismos que incentivem ações de gestão ativa da demanda por parte dos consumidores são parte importante da equação de redução de consumo de energia via uso eficiente da mesma. Nesse sentido, o componente de educação contribui para que a instalação de equipamentos eficientes, normas e regulações tenham perenidade através do comportamento de uso eficiente de energia por parte dos consumidores finais.

Recomendações

1. *Garantir o levantamento necessário de dados e informações sobre o mercado de eficiência energética*
Além de reforçar e aperfeiçoar sistemas de coleta de dados e informações existentes, com atualização periódica de dados e informações, deve-se ampliar o alcance de levantamento dos mesmos, de forma a facilitar os estudos e avaliações sobre a penetração de ganhos de eficiência energética no país. A disponibilidade de uma base robusta de dados dessa natureza é um instrumento fundamental que permite o reconhecimento da contribuição potencial

(passada, presente e futura) dos ganhos de eficiência energética no país e realizar análises comparativas de indicadores de renda, geração de empregos e redução de poluição com outras alternativas de atendimento. Para isso, é fundamental assegurar recursos financeiros periódicos para pesquisas de campo como o Balanço de Energia Útil, Pesquisas de Posse e Hábito em consumidores finais, por exemplo. Nesse sentido, ações recomendadas incluem: (i) Definir atualização periódica de pesquisas de campo dentro da agenda coordenada de utilização de recursos do PAR/PROCEL, PEE/ANEEL e P&D/ANEEL; (ii) Realizar adequações em regulamentos desses programas, quando necessário, para permitir esse arranjo; (iii) Buscar sinergias com estruturas institucionais existentes, como o IBGE, de modo a reduzir custos com essas pesquisas. Adicionalmente, a maior digitalização do setor elétrico tem potencial de aumentar a disponibilidade de dados e informações sobre consumo de energia nos consumidores finais, como também ampliar as possibilidades de gestão desse consumo, podendo contribuir significativamente para criar oportunidades para maior eficiência energética. Compreender a abrangência do impacto da digitalização sobre o setor energético e os instrumentos que ajudam a pavimentar a penetração de “*smart devices*”, redes elétricas inteligentes, entre outros, a custos acessíveis aos consumidores e atraentes para os investidores, é uma etapa importante nesse processo.

2. *Revisar o marco institucional relativo à eficiência energética*

Na energia elétrica, é necessário revisar o modelo no sentido de incentivar a participação da concessionária de distribuição no mercado de eficiência energética. Ao mesmo tempo em que se trata de um agente com maior número de informações para identificar oportunidades de eficiência energética nos consumidores dentro de sua área de concessão, o atual modelo de concessão remunera a atividade de distribuição pela energia consumida, desincentivando reduções de consumo, já que estas afetam a receita da concessão. Dessa forma, em articulação com a ANEEL, é necessário realizar diagnóstico de alternativas para revisão do atual modelo de remuneração de ativos da distribuidora, visando configurações que incentivem projetos de eficiência energética em sua área de concessão. No setor energético como um todo, tendo em vista a crescente integração de cadeias energéticas (eletricidade e combustíveis) e a necessidade de coordenação setorial, as seguintes ações são recomendadas: (i) realizar diagnóstico da atual governança do setor de eficiência energética e sua adequação, tendo em vista os desafios e contexto institucional futuros; (ii) avaliar a integração de programas como CONPET e PROCEL, bem como outros programas oficiais; (iii) estabelecer governança que garanta a coordenação entre diversas políticas setoriais (transportes, C&T&I, educação, meio ambiente, emprego, indústria etc.); (iv) aperfeiçoar mecanismos existentes e introduzir novos de natureza transversal (padrões mínimos e etiquetagem, leilões de eficiência energética, mercado de ESCOs etc.); (v) estabelecer e publicar agenda de longo prazo de aplicação de recursos de programas como, por exemplo, PROCEL e PEE/ANEEL, porém não restrito a esses em um contexto de maior coordenação institucional e integração das iniciativas de eficiência energética e (vi) reforçar a atuação do MME na coordenação setorial de políticas voltadas ao fomento à eficiência energética.

3. *Fomentar ações de informação e educação sobre a contribuição da eficiência energética no País*

A redução de assimetrias de informação quanto ao desempenho e importância do setor de eficiência energética no País tem as seguintes ações recomendadas: (i) realizar a avaliação de resultados históricos de programas de eficiência energética; (ii) implantação de portal de eficiência energética, que permita visualização abrangente deste setor; (iii) introdução de ementas de eficiência energética em todos os níveis de educação, em profundidade aderente com cada curso; (iv) realização de campanhas educativas periódicas. A divulgação de resultados históricos obtidos devido a programas vigentes bem como a promoção de debate de novas propostas de mecanismos contribui para trazer transparências aos esforços já realizados, compartilha resultados de desempenho e possui potencial de engajamento da sociedade, alimentando o processo de planejamento energético, tornando-a partícipe do mesmo.

Mapa do Caminho - Eficiência Energética

Desafios	Recomendações		
	2020 - 2030	2030 - 2040	2040 - 2050
<i>Baixa disponibilidade de informação sobre potencial e usos de eficiência energética</i>	<i>Garantir o levantamento necessário de dados e informações sobre mercado de eficiência energética de forma periódica</i>		
<i>Coordenação institucional e integração das diferentes iniciativas relacionadas à eficiência energética</i>	<i>Revisar o marco institucional relativo à eficiência energética</i>		
<i>Criação de cultura de eficiência energética na sociedade</i>	<i>Fomentar ações de informação e educação sobre a contribuição da eficiência energética no país</i>		

Tecnologias de Armazenamento

As tecnologias de armazenamento de energia auxiliam no preenchimento das lacunas temporais e geográficas entre a oferta e a demanda de energia elétrica. Podem ser classificadas em função de sua natureza como mecânicas (usinas hidrelétricas reversíveis (UHR), ar comprimido e volantes de inércia), químicas (hidrogênio e gás natural sintético), eletroquímicas (baterias), elétricas (supercapacitores e supercondutores magnéticos) ou térmicas (ar liquefeito, bombas de calor e sais fundidos). De acordo com suas aplicações, são capazes de prestar serviços à rede de forma centralizada ou distribuída, com variações na capacidade e na velocidade de carga e descarga.

Os sistemas de armazenamento possuem múltiplas funcionalidades, podendo ser utilizados em conjunto com os mecanismos de geração (compensando, por exemplo, os efeitos da intermitência de fontes renováveis não despacháveis na geração global do Sistema Elétrico), ou com as instalações de distribuição e transmissão (conferindo melhor gestão dos ativos da rede); além disso, podem ser utilizados para a prestação de serviços ancilares; para o fornecimento de potência elétrica sob demanda (aumentando a capacidade do Sistema Elétrico e atuando como reserva operativa do sistema); podem atuar como serviços de *backup* em caso de *blackout*; fornecimento de energia elétrica (em motores elétricos) para movimentação de veículos leves ou pesados; ou ainda para aumentar o autoconsumo da Geração Distribuída (GD), entre outros.

Embora as soluções de armazenamento não agreguem energia firme, elas podem ofertar potência em momentos de maior necessidade, para tanto, precisam consumir energia a fim de estarem disponíveis nos momentos em que são exigidas. Os principais atributos requeridos dos sistemas de armazenamento são a alta disponibilidade e a flexibilidade. Na utilização junto com a GD, as tecnologias de armazenamento, em especial as baterias, podem reduzir a injeção do excesso de eletricidade na rede elétrica, aumentando o “autoconsumo” e o percentual de simultaneidade. Além disso, estas soluções podem auxiliar a deslocar o consumo de eletricidade da rede de acordo com as necessidades do Sistema Elétrico e do consumidor, desde que sinais tarifários sejam eficientes. Outra alternativa está relacionada à substituição do uso de motogeradores a diesel nos horários de ponta para consumidores industriais e comerciais atendidos em média e alta tensão no Sistema Elétrico, apesar de seu custo hoje ainda ser muito superior se comparado aos motogeradores. Além das vantagens econômicas, a substituição da geração a diesel também traz outros importantes ganhos de naturezas diversas, tais como a redução do ruído, a eliminação da etapa de logística de transporte deste combustível para a garantia do contínuo abastecimento (sujeita a alterações no preço) e a queda na emissão de poluentes, ajudando a descarbonizar o sistema.

Uma perspectiva para a aplicação das tecnologias de armazenamento em um país de dimensões continentais como o Brasil é a sua utilização combinada com fontes renováveis de geração variável e não controlável no setor rural e em regiões remotas, que incluem comunidades isoladas não interligadas ao SIN, ilhas e regiões de difícil acesso. Com a aplicação do conceito de microgrids conectados à rede os sistemas de armazenamento também podem servir de *backup* em caso de desconexão da rede principal, proporcionando autonomia e independência a estas regiões. O prognóstico de desenvolvimento de materiais cada vez mais leves e robustos em termos de capacidade energética, reduções expressivas nos custos da cadeia de produção e a necessidade de descarbonização da matriz energética abrirão espaço para alguns setores e usos, como o de cocção e climatização, sejam atendidos no futuro por tecnologias de armazenamento de forma disseminada.

Adicionalmente, a disseminação de medidores inteligentes é fundamental para permitir a interface das tecnologias de armazenamento com a rede elétrica e demais dispositivos, enviando e recebendo sinais a todo instante, que permitirão gerenciar de forma eficiente esses recursos e fornecer dados granulares dos seus respectivos usos, a cada instante, para os agentes do mercado interessados, em especial instituições de planejamento, regulação e operação. É importante destacar que os medidores inteligentes estarão integrados a grandes bancos de dados (big data), com processamento em tempo real (*smart grids*). Cabe mencionar também que aspectos de segurança de rede e privacidade devem ser considerados durante o processo de instalação e operação desta classe de medidores para evitar problemas desta natureza.

Por fim, é importante ressaltar que a viabilidade das soluções de armazenamento depende das aplicações propostas, das regulamentações existentes e dos seus mecanismos locacionais e temporais de remuneração.

Perspectivas Tecnológicas

As formas de armazenamento que terão impacto efetivo na distribuição de energia elétrica serão aquelas que têm dinâmica rápida e flexibilidade de operação como: volantes de inércia, Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR), armazenamento de ar comprimido (*Compressed Air Energy Storage Systems* – CAES) e as baterias. Estas últimas se apresentam como a melhor opção para várias aplicações, devido à portabilidade, escalabilidade e velocidade de atuação, podendo ser instaladas em praticamente qualquer ponto da rede, inclusive no interior da instalação do consumidor (INT/MCTIC, 2017).

Em relação à maturidade comercial dessas tecnologias de armazenamento de energia, as UHR, o armazenamento de água, o armazenamento de energia térmica subterrânea e os aquecedores de água quente residenciais com armazenamento estão atualmente em sua fase de comercialização, classificados com menor exigência de capital e risco de tecnologia.

Dessas tecnologias, a UHR é a mais madura, compreendendo mais de 99% da capacidade instalada global de tecnologias de armazenamento de energia, avaliadas em mais de 141 GW (IRENA, 2017). O armazenamento de energia de ar comprimido (CAES) é considerado próximo ao final da fase de demonstração e implantação e, portanto, perto da plena comercialização (DECOURT e DEBARRE, 2013 apud LANDRY e GAGNON, 2015).

No Brasil, o uso de sistemas de armazenamento de energia ainda é incipiente, com projetos de pesquisa conduzidos entre concessionárias, institutos de pesquisa e a academia. O desenvolvimento e implementação de tecnologias de armazenamento de energia de grande porte requer um esforço conjunto de P&D, além de ações regulatórias e a aplicação de políticas industriais para desenvolver o mercado (INT/MCTI, 2017).

CGEE (2017) apresenta uma ordem de prioridade das rotas tecnológicas para os investimentos em P&D no Brasil, levando-se em conta a necessidade do desenvolvimento de baterias de alta densidade de energia, com elevadas taxas de carga (carregamento rápido) e descarga (capacidade de atender a elevados picos de demanda) e longa vida útil, com baixa perda de capacidade ao longo da vida útil, e utilização de materiais inertes ou de baixa agressividade ao meio ambiente. A Tabela 9 mostra a sugestão de prioridade para investimentos de P&D em tecnologias de armazenamento de energia.

Tabela 9. Rotas prioritárias dos investimentos em P&D de tecnologias de armazenamento de energia

Prioridade	Rota Tecnológica
1	BMS – Battery Management Systems
2	Baterias
3	Bombeamento Reverso
4	Supercapacitores
5	Armazenamento energético em forma de gás
6	Volante de inércia
7	Armazenamento térmico com e sem transformação de fase
8	Termoquímicos (reatores)
9	CAES - armazenamento de energia de ar comprimido
10	LAES - armazenamento de energia de ar liquefeito
11	Supermagnetos

Fonte: CGEE (2018).

Uma das tecnologias em evolução é o armazenamento de hidrogênio como gás comprimido, hidrogênio líquido, amônia líquida ou em hidretos. A conversão em eletricidade é instantaneamente realizada através de seu uso em pilhas a combustível, contribuindo para a equalização e a normalização da energia produzida por fontes de geração variável ou não. Caso não seja viável a produção local de hidrogênio em casos específicos, o seu transporte já foi viabilizado por dutos, através de reservatórios de hidrogênio comprimido ou de hidrogênio líquido, por meios de transportes terrestre ou naval e, ainda, sob a forma de amônia líquida ou em hidretos.

Desafios Principais:

1. *Preparar-se para uma matriz energética com grande percentual de geração variável não controlável*
A tendência é que o mundo no século XXI tenha que lidar com a grande penetração das fontes solar e eólica, que introduzem maior variabilidade e menor previsibilidade na geração elétrica global. O Brasil também terá que superar esse desafio, otimizando a operação da sua matriz energética existente, com novos investimentos necessários para garantir a adequabilidade de suprimento. A diversificação da matriz elétrica nacional requererá sistemas de armazenamento de energia, integrados de forma harmônica, para mitigar os efeitos causados pela intermitência das fontes renováveis não despacháveis e para garantir a qualidade do fornecimento de energia elétrica em grandes escalas, de modo seguro, eficiente e econômico.

Análise dos Exercícios Quantitativos

O mercado potencial para tecnologias de armazenamento está contemplado na expansão da chamada potência complementar no modelo. No entanto, como o armazenamento configura-se uma carga para o sistema, pois disponibiliza menos energia que recebe, independentemente da tecnologia utilizada, seria necessária uma representação mais detalhada das tecnologias, com seus prazos de abastecimento e disponibilização da carga e suas curvas de evolução de custos, em desagregação maior do que o escopo deste estudo.

Recomendações:

1. *Mudanças na contabilização da garantia física de usinas hidrelétricas reversíveis. Essa recomendação deve estar alinhada com um desenho de mercado adequado para a remuneração de sistemas de armazenamento no SIN.*
Como a contribuição de uma UHR em termos de energia é em média negativa, não é possível atribuir uma garantia física seguindo a metodologia atual aplicada às hidrelétricas convencionais.
2. *Regulamentação do uso de sistemas de armazenamento na Geração, Transmissão, Distribuição e Atrás do Medidor*
A integração de sistemas de armazenamento pode reduzir efeitos adversos da integração de fontes variáveis e suavizar picos de demanda, melhorando a operação do sistema elétrico.
3. *Adequação dos modelos de planejamento, programação e despacho*
A representação adequada dos sistemas de armazenamento nos modelos de planejamento, programação e despacho é essencial para a solução otimizada do Sistema Elétrico. Um importante tópico nesse tema é a menor discretização horária dos modelos de planejamento, fazendo com que a valoração dessa tecnologia seja melhor realizada.

Mapa do Caminho - Tecnologias de Armazenamento

Desafios	Recomendações		
	2020 - 2030	2030 - 2040	2040 - 2050
<p><i>Preparar-se para uma matriz energética com grande percentual de geração variável não controlável</i></p>	<p><i>Mudanças na contabilização da garantia física de UHR</i></p>		
	<p><i>Regulamentação do uso de sistemas de armazenamento junto à Geração, Transmissão, Distribuição e Atrás do Medidor</i></p>		
	<p><i>Adequação dos modelos de planejamento, programação e despacho</i></p>		

Geração Distribuída

No Brasil, o instrumento que viabilizou a conexão de pequenos e médios geradores ao sistema de distribuição foi a Resolução Normativa (REN) nº 482/2012 da ANEEL, que instituiu o modelo de *net-metering* no País. Este regulamento criou as figuras do micro e do minigerador distribuído (MMGD). Em 2015, o regulamento foi aprimorado, de modo a tornar o processo de conexão mais célere e ampliar o acesso à geração distribuída para um número maior de unidades consumidoras. Atualmente, a resolução permite a conexão de geradores de até 5 MW na rede de distribuição, a partir de fontes renováveis de energia ou cogeração qualificada.

A qualidade dos recursos energéticos nacionais, as elevadas tarifas finais de eletricidade e o modelo de compensação de créditos extremamente favorável tornaram o investimento de geração própria bastante rentável no Brasil. Adicionalmente, alguns modelos de negócios inovadores, como o de aluguel de sistemas e cooperativas, em conjunto com o lançamento de algumas linhas de financiamento específicas têm contribuído para criar um ambiente favorável para o desenvolvimento da geração distribuída (GD) no País. Isso levou não apenas consumidores residenciais, mas também grandes redes varejistas, bancos e indústrias a investirem em sistemas de MMGD, locais e remotos.

De fato, a modalidade de micro e minigeração distribuída (MMGD) cresceu e não se pode mais dizer que representa um mercado pequeno no País. Em junho de 2019 a marca de 1 GW foi atingida, superando as expectativas que o setor tinha para a modalidade.

No entanto, o modelo de *net-metering*, em conjunto com o uso de tarifas monômias, também traz um problema para o equilíbrio das tarifas de energia elétrica. A justificativa é a de que a distribuidora tem custos fixos e variáveis embutidos na sua tarifa, e que o gerador, ao reduzir sua conta, deixa de contribuir com as duas parcelas, embora não reduza os dois custos. Logo, os custos fixos devem ser cobertos pelos demais consumidores através de aumentos na tarifa. Por outro lado, quando posicionada em lugares adequados, a GD pode reduzir perdas de energia e aliviar a carga das redes de transmissão e distribuição, postergando novos investimentos de reforço. Portanto, o desafio para os próximos anos é criar condições que estimulem a difusão da GD nos locais que tragam maior valor ao sistema, e que ao mesmo tempo não onerem outros consumidores e que não prejudiquem as atividades da distribuidora (fundamental para otimizar o funcionamento dos REDs).

Levando-se em conta a revisão do mecanismo de compensação para MMGD no início da década de 2020, com aplicação de tarifa binômica para novos micro e minigeradores, bem como determinantes econômicos (como o crescimento da renda das famílias e a perspectiva de queda dos custos das tecnologias), a GD alcançaria um valor entre 28 GW a 50 GW em 2050 (Tabela 10), o que representaria um valor entre 4% a 6% da carga total.

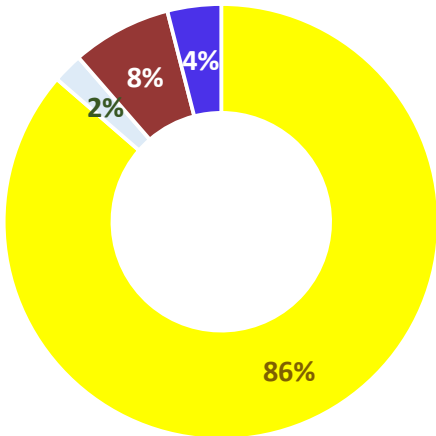
Tabela 10. Projeção de MMGD no horizonte de 2050

Indicador	2030		2040		2050	
	Estagnação	Desafio da Expansão	Estagnação	Desafio da Expansão	Estagnação	Desafio da Expansão
Potência Instalada (MW)	3.180	13.669	5.525	27.728	8.395	49.888
Energia Gerada (MWmédio)	1.146	2.720	2.092	5.729	3.664	10.452
% da Carga Total	1,6	2,5	2,8	3,9	4,8	5,6

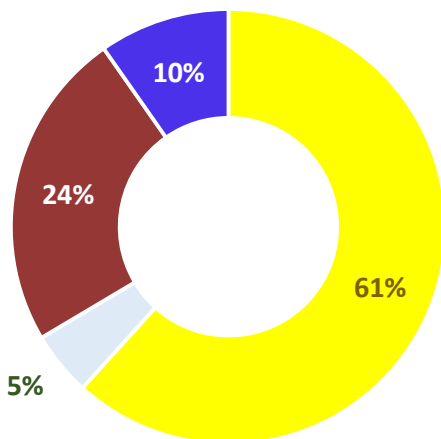
Basicamente, o perfil tecnológico seguiria concentrado na solar fotovoltaica, representando pouco mais de 85% da capacidade instalada no fim do horizonte, por conta da sua modularidade, custo decrescente e difusão da tecnologia entre a sociedade. No entanto, principalmente através do modelo de autoconsumo remoto e geração compartilhada se enxerga grande potencial para a geração eólica, termelétrica à biomassa e hidrelétrica. São fontes que podem apresentar custos menores do que a fotovoltaica e, portanto, ganhar espaço da fonte solar (Figura 58).

Desafio da Expansão

Capacidade Instalada em 2050

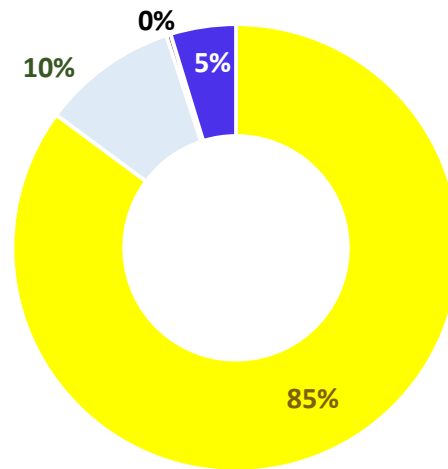


Energia Gerada em 2050



Estagnação

Capacidade Instalada em 2050



Energia Gerada em 2050

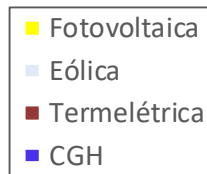
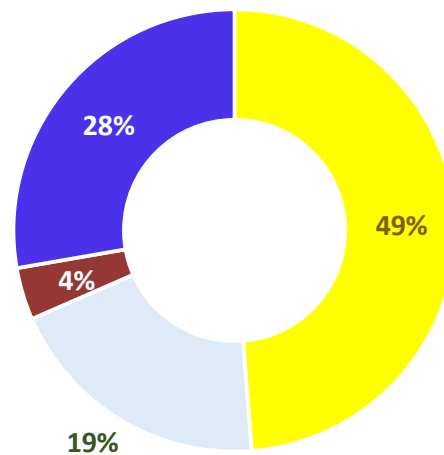


Figura 58 - Composição tecnológica da matriz de MMGD

Desafios Principais:

1. *Endereçar a questão do modelo de compensação líquida integral com tarifas volumétricas*

Considera-se que no longo prazo o modelo de compensação líquida integral com tarifas volumétricas não é sustentável, tendo que ser revisto em algum momento. Adicionalmente, apesar da importância da revisão da REN 482, esse processo resolve apenas parte do problema de transferência de custos entre os consumidores. A simples mudança do modelo de compensação não é suficiente para representar o quanto o consumidor exige em capacidade da rede e o quanto é realmente reduzido com a instalação do sistema de geração.

Análise dos Exercícios Quantitativos

De modo a ter uma melhor compreensão em relação ao deslocamento da GD sobre a expansão centralizada foram feitos dois exercícios em comparação ao caso com expansão das hidrelétricas sem utilização do potencial em áreas protegidas: uma em que a capacidade instalada da GD é 50% menor em 2050 e outra com expansão 50% maior em 2050.

Nos exercícios propostos, fica claro que as fontes com maior variação em termos de capacidade instalada em 2050 são a eólica e solar fotovoltaica em resposta a maior ou menor expansão de GD. Além disso, em função da diferença nos fatores de capacidade, a expansão da geração centralizada total em termos de capacidade não substitui na mesma razão a expansão de GD. Em outras palavras, a capacidade instalada total do sistema é menor (maior) quando a expansão de GD é menor (maior) para atendimento de uma determinada quantidade de energia demanda (Figuras 59 e 60).

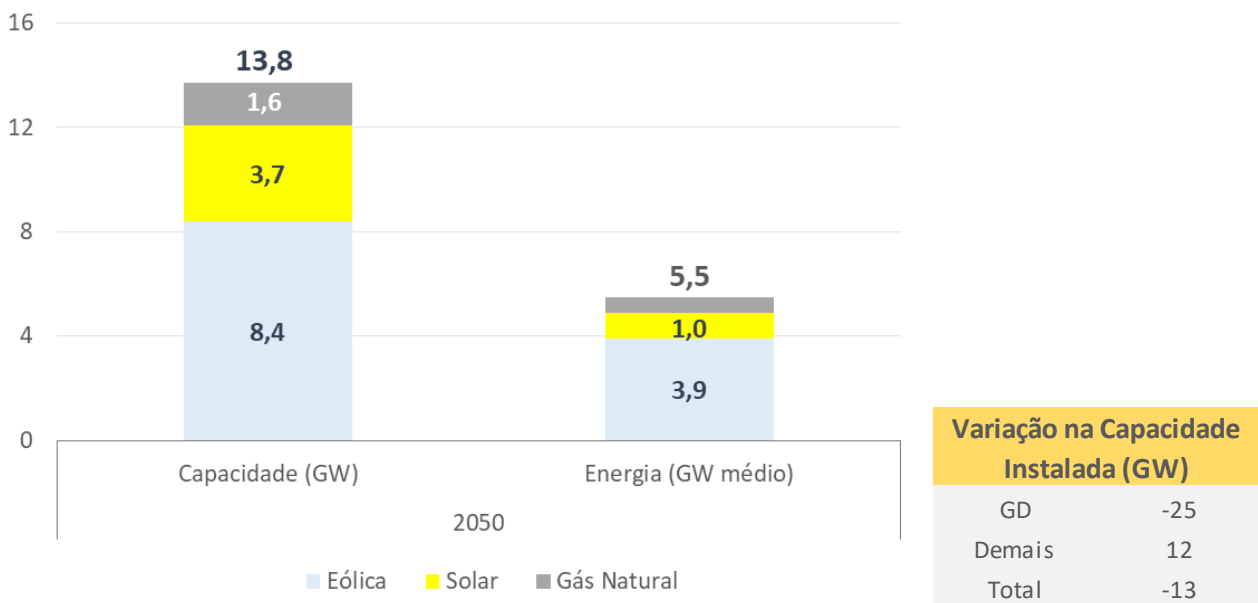


Figura 59 - Acréscimo de capacidade de geração centralizada no caso de menor expansão de GD

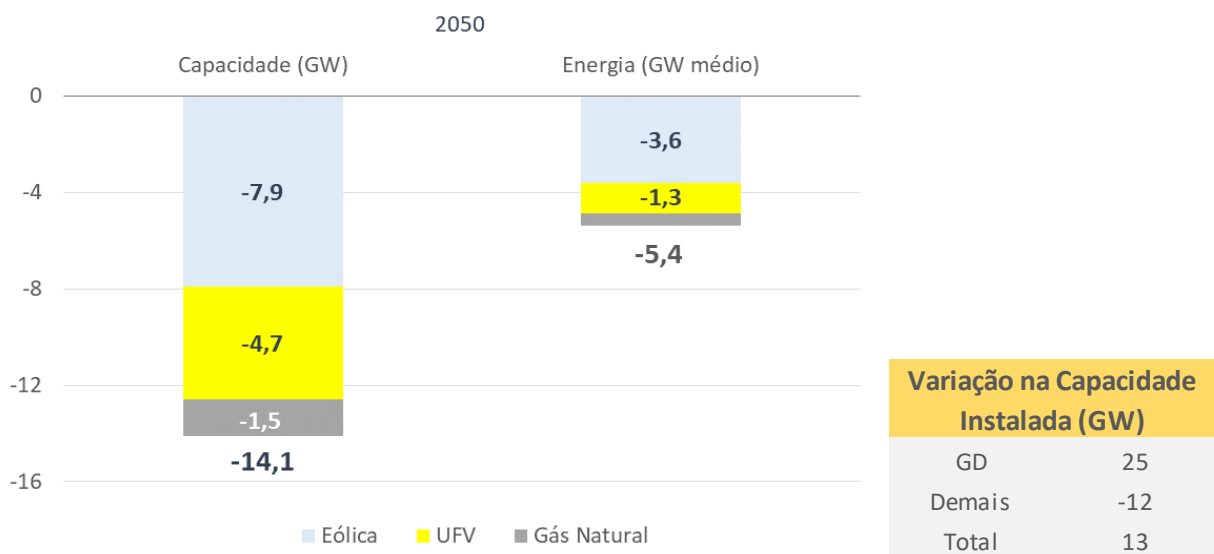


Figura 60 - Decréscimo de capacidade no caso de maior expansão de GD

Recomendações:

Além das recomendações gerais para a inserção sustentável das RED, seguem as recomendações para GD:

1. *Estabelecer transição de modelo de compensação integral para modelo com correta sinalização dos custos associados à expansão da GD*

A adequada cobrança pelo uso da rede dos micro e minigeradores passa pela correta sinalização de custos associados à expansão da GD, em substituição ao modelo de compensação integral com cobrança volumétrica. Além disso, se, por um lado, o ajuste do modelo de compensação deve reduzir a atratividade financeira do investimento para os geradores, por outro lado, a remuneração relativa ao valor locacional e demais serviços ancilares podem mais do que compensar tal movimento. Por fim, a venda de excedentes do gerador distribuído no mercado livre, a entrada do preço horário, a possibilidade de competição no varejo de eletricidade, a participação em mercados de serviços ancilares, por exemplo, trariam um novo cenário para a expansão da geração distribuída no setor elétrico brasileiro.

Mapa do Caminho - Geração Distribuída

Desafios	Recomendações		
	2020 - 2030	2030 - 2040	2040 - 2050
<i>Endereçar a questão do modelo de compensação líquida integral com tarifas volumétricas</i>	<i>Estabelecer transição de modelo de compensação integral para modelo com correta sinalização dos custos associados à expansão da GD</i>		

Resíduos Sólidos Urbanos (RSU)

A falta de tratamento ou a disposição final precária dos resíduos provocam impactos de abrangências locais a global, envolvendo aspectos sanitários, ambientais e sociais, sobretudo em países em desenvolvimento, onde os lixões são responsáveis pela poluição do ar, do solo e das águas, tais como a disseminação de doenças, a contaminação do solo e das águas subterrâneas e superficiais e a poluição do ar pelo gás metano.

Segundo a Associação Brasileira das Empresas de Limpeza Pública (ABRELPE), em 2018 a produção de resíduos sólidos urbanos no País foi de 79,7Mt e cerca de 60% das cidades brasileiras encaminham anualmente 30 milhões de toneladas de resíduos para locais inadequados, uma quantidade que vem crescendo a cada ano, apesar da proibição e da penalização de ações que causem poluição vigorar desde 1981.

Os quase 3.000 lixões identificados no Brasil em junho de 2017 afetam a vida de 76,5 milhões de pessoas e trazem um prejuízo anual para os cofres públicos de mais de R\$3,6 bilhões, valor gasto para cuidar do meio ambiente e para tratar dos problemas de saúde causados pelos impactos negativos dos lixões (ABRELPE, 2018).

Por outro lado, o aproveitamento energético de resíduos, além de mitigar todos os impactos citados, reduz custos de produção de alimentos e produtos industrializados, expande a vida útil das reservas de matéria-prima e energia, na medida em que reduz a demanda por esses recursos, reduz consumo e importações de diesel, melhora a balança comercial.

Estimativa dos Recursos

No tocante ao aproveitamento energético do RSU, considerando a composição típica de 50% de Fração Orgânica (FO), 40% de embalagens e 10% de inertes (EPE, 2014b), estão disponíveis 40 Mt/a de matéria orgânica e 32 Mt/a de embalagens, cuja estimativa energética requer descontar metais e vidros. Esse setor movimentou R\$ 28 bilhões em 2018, com 71,5% de participação da iniciativa privada na operação, por diversos meios de atuação (EPE, 2019).

Já no caso do esgotamento sanitário, sua operação é majoritariamente realizada por empresas estaduais, que enfrentam dificuldades para suplantam a marca de 52% no nível de atendimento, para o quê são necessários cerca de R\$ 400 bilhões no decorrer das duas próximas décadas (FGV CERI, 2019).

Perspectivas Tecnológicas

Como visto, diversas são as formas de aproveitamento de RSU, entre elas algumas energéticas, que, além de gerar receita ou redução de custos, podem contribuir em aspectos sociais e ambientais.

Sobre as tecnologias para o aproveitamento dos resíduos sólidos urbanos (RSU), nota-se a existência de duas grandes linhas: reciclagem e transformação. A primeira visa o reaproveitamento do material para fins similares ou iguais aos originais e a segunda um direcionamento e transformação para finalidades distintas dos originais.

Apesar do maior potencial de oferta de energia estar vinculado à conservação proporcionada pela reciclagem, o que se encontra na primeira linha de gestão dos resíduos, sua baixa efetividade pode acarretar aumento na quantidade de material a dispor junto aos restos alimentares e materiais com pouca demanda para reciclagem. Por isso, as análises adiante serão concentradas nas principais tecnologias e rotas de aproveitamento energético dos RSU, que os transformam em combustíveis ou diretamente em eletricidade.

O aproveitamento energético dos RSU já apresenta hoje alternativas tecnológicas maduras. Algumas das tecnologias disponíveis e diferentes de aterros datam da década de 1960, dentre as quais as primeiras usinas implantadas na Europa,

na China e na Índia. Já, no Brasil, mesmo nos dias atuais, o aproveitamento energético dos RSU ainda é muito incipiente e grande parte tem lixões ou aterros como suas destinações finais.

Os principais energéticos que podem ser obtidos através do aproveitamento dos RSU são: o biogás, de aterro e conhecido como gás de lixo ou de digestão anaeróbica, e que ainda pode sofrer um processo de purificação para ser utilizado como substituto (ou complemento) ao gás natural, que é chamado de biometano ou gás natural renovável – por atender à Resolução 685 da ANP (2017); a eletricidade, gerada a partir da queima do biogás ou da incineração (Existem ainda outras possibilidades de geração de energia elétrica como a gaseificação e ciclo combinado integrado, a queima através do plasma e através de energéticos derivados da pirólise); e o calor, utilizado nos próprios processos ou podendo ser exportado caso haja demanda, inclusive de frio. As rotas de biodigestão, gaseificação e plasma produzem gases ricos em hidrogênio, que pode ser muito relevante no futuro.

A incineração e o processamento biológico são as duas das formas de aproveitamento energético dos RSU mais utilizadas internacionalmente, que reduzem drasticamente a área necessária para aterros sanitários. No primeiro caso, há riscos ambientais, caracterizados nas emissões de dioxinas e furanos, que já dispõem de tecnologia para controle, mas se converte em desafio financeiro. Nos últimos anos, os avanços no desenvolvimento de sistemas de filtros capazes de reduzir substancialmente essas emissões recolocaram a alternativa na agenda das discussões. Evidência disso é o número crescente de licenciamentos que vêm sendo concedidos na Alemanha para usinas que utilizam a técnica da incineração. Por outro lado, ao nível do conhecimento atual, os processos biológicos agridem menos a natureza, mas precisam escoar a produção de adubo ou composto orgânico.

Potencial de Oferta de Biometano

De acordo com EPE (2019), para a matéria orgânica, o Fator de Metanização utilizado é de 100 Nm³/t FO, o que representa 4.000 Mm³ de metano por ano ou 4 Mm³ por ano em diesel equivalente.

No caso do esgoto sanitário, segundo Pacheco e Jordão (1995) são produzidos 200 L/pessoa-dia, com 99,98% de água. Logo, os 203 milhões de brasileiros geram 8.120 t por dia de material orgânico, ou cerca de 3 Mt por ano. Considerando o mesmo fator de metanização que a fração orgânica de resíduos sólidos urbanos (FORSU) e a equivalência ao óleo diesel, todo esgoto brasileiro pode disponibilizar 0,3 Mm³ de metano/ano. Uma vez que a coleta e o tratamento do esgoto só atendem a 52 e 46%, respectivamente, da população (TrataBrasil, 2019), a efetiva disponibilidade de processamento e obtenção é de até 0,13 Mm³/ano.

Vale ressaltar que a codigestão, realizada de maneira controlada e otimizada entre os substratos, é capaz de ampliar a produção de gás. De modo conservador, será utilizado, nesse momento, a simples soma entre as partes, que totaliza 4,1 Mm³/a de biometano.

Potencial de Oferta de eletricidade dos resíduos

Ainda que a Política Nacional de Resíduos Sólidos (PNRS) priorize o aproveitamento da parcela de resíduos proveniente de embalagens para a reciclagem, foi elaborada uma estimativa do potencial energético para o material plástico e papel, além de terem sido descontados os metais e vidros. Isso encontra respaldo na Portaria Interministerial 274 (Brasil, 2019), publicada pelos Ministérios do Meio Ambiente, de Minas e Energia e de Desenvolvimento Regional.

Com base na composição dos recicláveis (EPE, 2014a), os papéis representam 51% da composição das embalagens presentes no RSU, enquanto os plásticos atingem 34%. Tais valores implicariam um potencial anual de 12,5 TWh, ou 3,2 Mm³ de óleo diesel equivalente.

Desafios Principais

A avaliação do aproveitamento energético abrangeu os mercados elétrico e de combustíveis, com base em referências internacionais.

Por conta da grande disponibilidade de fontes elétricas baratas e baixa demanda incremental por calor para cogeração, o mercado de eletricidade, regido por sistema de leilões, é pouco atrativo para essa fonte. Nesse caso, caberia avaliar a substituição das fontes tradicionais de energia térmica para a demanda existente e, face à sua valorização, a competitividade da eletricidade coproduzida. Há, ainda, a opção no setor de geração distribuída, cuja remuneração é maior e os contratos são por prazos menores.

Por outro lado, a atratividade percebida no mercado de combustíveis esbarra na característica de mercado sem contratos, “spot”, situação que dificulta os financiamentos para as instalações dos sistemas de biodigestão e processamento do biometano. Para ampliar a previsibilidade do setor, foi aprovada a Lei nº 13.576/2017, que versa sobre a Política Nacional de Biocombustíveis e estabelece metas de descarbonização da matriz energética do setor de transportes.

1. *Cumprimento da Política Nacional dos Resíduos Sólidos*

A Política Nacional de Resíduos Sólidos (PNRS) foi aprovada em 2010, mas sua implementação caminha a passos lentos. O fim dos lixões, por exemplo, já sofreu algumas prorrogações com base na alegação de falta de recursos financeiros por parte das prefeituras. A inexistência de um Plano Nacional de Resíduos Sólidos atualizado e válido, mesma situação que ocorre com alguns estados e municípios, impede a efetiva resolução do problema, inclusive do interesse em buscar o aproveitamento energético dos RSU.

2. *Estruturação de negócios multiprodutos (energéticos e não-energéticos) e multiagentes*

a. Setor elétrico

O aproveitamento comercial da eletricidade de RSU exige que sejam formulados negócios que explorem conjuntamente a produção de biometano para fins veiculares e o resíduo térmico para cogeração industrial. Portanto, em primeiro lugar, há o desafio de estruturar um negócio que garanta a receita das três fontes. Adicionalmente, cabe ressaltar que possivelmente haverá diferentes clientes interessados em cada energético. As prefeituras, por exemplo, podem estimular que suas concessionárias utilizem o combustível para abastecer suas frotas (de ônibus urbano e de coleta de lixo, prioritariamente), enquanto o calor seria de interesse de uma indústria e a eletricidade poderia atender desde as distribuidoras a consumidores finais, dependendo da capacidade instalada. Logo, há a dificuldade de construir contratos de longo prazo com diferentes agentes e que garantam as receitas para que o projeto se sustente.

b. Setor de combustíveis

Nas rotas que produzem biometano, há o desafio de valoração dos coprodutos de processo, como o digestato, que precisa contar com uma regulação e ações que promovam seu uso adequado com fertilizante orgânico, o que aumenta a receita do aproveitamento do RSU e contribui para a competitividade do biometano, frente ao diesel.

Resultados dos Exercícios Quantitativos

Devido às perspectivas do seu custo relativo, as simulações quantitativas não indicaram competitividade para as plantas de RSU nos casos estudados. No entanto, em função das externalidades positivas oriundas do aproveitamento energético dos resíduos, foi indicado a partir de política energética uma entrada entre 20 e 40 MW/ano de plantas termelétricas a partir de RSU entre 2020 e 2050. Cabe ressaltar que tal aproveitamento pode vir a ser realizado através de mecanismos de mercado, desde que sejam explorados modelos de negócio que conjuguem a exploração da eletricidade com a produção de biocombustível e, se possível, a cogeração térmica.

Recomendações:

1. *Aproveitamento energético nas concessões públicas*

As concessões municipais para coleta de lixo e transporte coletivo (ônibus) devem prever o potencial econômico do aproveitamento energético dos resíduos. Tal exigência pode inclusive reduzir a taxa cobrada pela coleta e/ou pela “passagem de ônibus”, uma vez que gerará uma receita adicional ao empreendedor. A produção de eletricidade, por exemplo, poderia ter como cliente as próprias unidades consumidoras finais, públicas e/ou privadas, ou as distribuidoras. Concomitantemente, a concessão de coleta pode vir acompanhada de interfaces com outras concessões, como a do transporte público municipal, mediante contratos de fornecimento por prazo capaz de viabilizar o empreendimento. Essas interfaces, portanto, criam um link entre oferta e demanda que tende a reduzir as incertezas com a venda do produto.

2. *Precificação das externalidades negativas da inadequada destinação do lixo*

Os problemas relacionados com a destinação inadequada dos RSU são explicados, em parte, pela falta de uma cobrança do poluidor (famílias e empresas) pelas externalidades negativas geradas ao meio ambiente e à saúde da população. A aplicação do consagrado princípio de “poluidor-pagador” é prevista no artigo 4º da Lei Federal nº 6.938, de 31 de agosto de 1981, que estabelece a Política Nacional do Meio Ambiente. Portanto, uma cobrança de indenização pelas externalidades negativas possibilitaria um recurso adicional que poderia ser destinado para remunerar as empresas responsáveis pela coleta e aproveitamento energético de tais resíduos. A cobrança poderia ser realizada através de multa pela falta de separação do lixo, ou através da instituição ou aumento da taxa de coleta de lixo, para incluir também os custos com a correta destinação. No caso dessas cobranças serem viabilizadas, a cobrança pelos energéticos provenientes do tratamento dos resíduos deve ser reduzida.

Mapa do Caminho – Energia de Resíduos Sólidos Urbanos

Desafios	Recomendações		
	2020 - 2030	2030 - 2040	2040 - 2050
<i>Cumprimento da Política Nacional dos Resíduos Sólidos</i>	<i>Precificação das externalidades negativas da inadequada destinação do lixo. Cobrança de multa pela falta de separação do lixo, ou aumento da taxa de coleta de lixo.</i>		
<i>Estruturação de negócios multiprodutos (energéticos e não-energéticos) e multiagentes</i>	<i>Aproveitamento energético nas concessões públicas. Desenvolver interfaces entre diferentes concessões, como a de coleta de lixo com a de transporte coletivo.</i>		

Petróleo

Nos últimos anos, o Brasil tem promovido uma agenda positiva no setor de petróleo e gás natural, buscando estabelecer um ambiente mais favorável à atração de investimentos. Medidas como a execução do calendário plurianual de leilões de blocos exploratórios de petróleo e gás natural, a revisão das cláusulas de conteúdo local e a oferta permanente de blocos exploratórios, entre outras, foram estabelecidas para dar previsibilidade e competitividade, aumentando a atratividade dos investimentos.

As projeções de produção de petróleo para médio e longo prazo indicam a possibilidade de o Brasil manter-se como grande produtor de hidrocarbonetos, com uma média aproximada de 5,5 milhões de barris de petróleo por dia e volumes de gás natural líquido em torno de 115 milhões de m³ por dia por volta de 2030. A tendência crescente das produções é influenciada pelas expectativas de produção no Pré-sal, que, atualmente, contribui com cerca de metade da produção nacional de petróleo e gás natural.

A expectativa é que essa contribuição possa atingir patamares superiores a dois terços da produção brasileira, a depender dos avanços tecnológicos e de infraestrutura no cenário nacional. Não obstante, o grande potencial de recursos envolvidos, o desenvolvimento da produção do Pré-sal apresenta desafios, em especial referentes ao aproveitamento do gás associado ao petróleo.

Segundo a ANP, o potencial de atração de investimentos para a indústria petrolífera é da ordem de R\$ 2,5 trilhões nos próximos dez anos, além da possibilidade de arrecadação, pelo governo federal de cerca de R\$ 1,8 trilhão em tributos e royalties ao longo de 30 anos, já considerando a contratação dos volumes excedentes dos campos da Cessão Onerosa, quais sejam, Búzios, Atapu, Itapu e Sépia na Bacia de Campos.

Políticas em Vigor para o Setor de Exploração de Petróleo e Gás Natural

Em 2017, o CNPE aprovou a Resolução CNPE nº 17/2017, que trata da Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, definindo as diretrizes para o planejamento e a realizações de licitações de acordo com a Resolução CNPE nº 17/2017. A referida resolução estabelece como política a maximização da recuperação dos recursos *in situ* dos reservatórios, a quantificação do potencial petrolífero nacional e a intensificação das atividades exploratórias no País, bem como a promoção da adequada monetização das reservas existentes, resguardado os interesses nacionais, além de promover a continuidade das atividades exploratórias por meio da manutenção da oferta de áreas, essencial para que as projeções de petróleo e gás natural, de longo prazo, sejam sustentadas.

Desafios Principais

1. Manter a produção nacional no patamar dos níveis previstos para 2030

A projeção para o PNE 2050 levanta a possibilidade de o País se estabelecer como um grande produtor de petróleo. Manter a produção no patamar dos níveis previstos para 2030 de 5,5 milhões de barris por dia, no entanto, é um desafio grande, já que, para o longo prazo, a perspectiva associa-se fortemente aos recursos ainda não descobertos e sem contrato com a União. Adicionalmente, questões socioambientais críticas para a licenciamento ambiental das atividades de E&P de petróleo e gás natural devem ser antecipadas para que os processos licitatórios envolvidos ocorram da forma esperada e obedecendo aos prazos estabelecidos. Nesse prisma, medidas devem ser adotadas para agilização do licenciamento ambiental em áreas de elevado conhecimento geológico e de meio ambiente como, por exemplo, as Bacias de Campos e Santos, e uma nova abordagem para o licenciamento de áreas de novas fronteiras a fim de se estimular as novas descobertas e o desenvolvimento das atividades de E&P de petróleo e gás natural em regiões fora do eixo Rio/São Paulo/Espírito Santo.

2. *Comercializar os grandes volumes de petróleo brasileiro junto ao mercado mundial*

A produção de petróleo no Brasil deve se manter nos patamares de 2030 até 2050, sendo predominantemente *offshore*, com grande contribuição das Bacias de Campos e Santos, principalmente dos recursos já descobertos advindos da camada do Pré-sal. A alta produtividade destes reservatórios tem contribuído para o aumento sistemático da produção brasileira neste horizonte, quando o Brasil poderá exportar cerca de 3 milhões barris/dia de petróleo. Esse volume expressivo poderá elevar o Brasil à condição de um dos principais *players* de exportação de petróleo no mundo, cabendo aos principais operadores e ao governo (via PPSA) o desafio da comercialização junto ao mercado mundial.

3. *Promover a exploração de petróleo além das 200 milhas náuticas*

O avanço da exploração de petróleo e gás natural além das 200 milhas náuticas, é considerada uma oportunidade de desenvolvimento do setor petrolífero no País. A área oceânica representada pelo Mar Territorial (MT) e pela Zona Econômica Exclusiva (ZEE) corresponde atualmente a cerca de 3,6 milhões de km². Com a aprovação das Propostas Parciais Revistas (PPR) apresentadas ao Comitê de Limites pelo Estado brasileiro, haverá um incremento areal de 2,1 milhões km², levando à uma Plataforma Continental Estendida (PCE) a uma área total de 5,7 milhões de km². Os desafios envolvidos tangem, em um primeiro momento, a própria aprovação das PPR pelo Comitê de Limites, na sequência, garantir a atratividade dos blocos para a exploração e produção (E&P) de petróleo e gás, e, por fim, direcionar as questões tributárias e de arrecadação na Plataforma Continental Estendida (PCE), além das 200 milhas.

4. *Desenvolver a exploração e produção nas bacias sedimentares terrestres brasileiras*

As bacias sedimentares terrestres brasileiras são de grandes dimensões, algumas delas maduras, mas a maioria ainda classificada como de fronteira exploratória, devido ao tamanho das áreas sedimentares e ao pouco conhecimento geológico acumulado. Apesar de serem pioneiras na exploração e produção de petróleo e gás natural no País, as bacias sedimentares terrestres ainda carecem de estudos geológicos mais aprofundados, que estimulem as atividades de E&P e conseqüentemente aumentem o conhecimento sobre os recursos potenciais e a produção de petróleo e gás natural em terra. Além disso, as bacias terrestres brasileiras possuem potencial para recursos não convencionais. A principal vantagem da promoção das atividades de E&P direcionadas para esses recursos, além do incremento na produção brasileira de petróleo e gás natural, está no desenvolvimento regionalizado no interior do País. O conhecimento técnico sobre a prospecção deste tipo de recurso é bem conhecido, porém constitui um grande desafio no Brasil ampliar o conhecimento sobre as potenciais interferências socioambientais e reduzir a incerteza geológica sobre estes recursos nas bacias brasileiras.

5. *Identificar o tipo de contrato de áreas estratégicas para contratações futuras que proporcione segurança jurídica*

Constitui um desafio a revisão do tipo contrato de áreas estratégicas para contratação futura de blocos exploratórios, estabelecendo regras claras para transmitir uma maior segurança jurídica, especialmente nas bacias de Campos e Santos, onde ocorre a interferência entre regimes contratuais distintos (Partilha da Produção versus Concessão). Esta situação levanta a necessidade de amadurecimento da forma de lidar com a coexistência destes regimes distintos no País. Assim, também, as unitizações devem ter mecanismos e procedimentos que façam com que os processos corram com maior fluidez.

Recomendações

1. *Garantir a continuidade das atividades exploratórias por meio da manutenção da oferta de áreas*

É fundamental a continuidade da oferta de áreas para exploração em bacias sedimentares com expectativa para hidrocarbonetos, em especial as áreas de fronteira exploratória. Ressalta-se a necessidade de continuidade da aplicação das políticas de E&P, como nos últimos anos, onde o CNPE promoveu orientações através de Resoluções, onde destacamos:

- a. Resolução CNPE nº 2/2016 - estabeleceu as diretrizes para possibilitar a prorrogação da Fase de Produção dos Contratos da Rodada 0 (zero).
- b. Resolução CNPE nº 17/2017 - estabeleceu as diretrizes para o aumento da atratividade do setor de óleo e gás, a extensão da vida do contrato, a redução de *royalties* e a maximização do fator de *recuperação*.

Deve haver um esforço governamental para fortalecimento do Sistema de Oferta Permanente, de forma que o mesmo venha a ser a principal ferramenta de estabelecimento do Plano Plurianual de Oferta de Áreas.

2. *Promover mecanismos de redução de conflitos socioambientais no desenvolvimento de atividades de E&P*

Em áreas com contrato, o processo exploratório e a avaliação ambiental devem estar alinhados. Recomenda-se a elaboração de estudos ambientais de áreas sedimentares (EAAS) em bacias sedimentares de alto potencial petrolífero, visando antecipar questões socioambientais críticas para o licenciamento ambiental das atividades de E&P de petróleo e gás natural. Deve haver um esforço governamental para estabelecimento de um novo marco regulatório para a E&P de Petróleo e Gás Natural de forma a agilizar, sem perda de qualidade, o licenciamento ambiental em áreas de elevados potencial e conhecimento das condições de sensibilidade ambiental como, por exemplo, as Bacias de Campos e Santos, e uma nova abordagem para o licenciamento de áreas de novas fronteiras a fim de se estimular as novas descobertas e o desenvolvimento das atividades de E&P de petróleo e gás natural em regiões fora do eixo Rio/São Paulo/Espírito Santo. Da mesma forma, é fundamental promover mecanismos de divulgação de informação e de redução de conflitos socioambientais em atividades onshore, particularmente para aqueles recursos que venham a exigir atividades de E&P mais complexas, incluindo perfurações horizontais e fraturamento de rochas de baixa permeabilidade.

3. *Articular, com entidades como o Ministério da Infraestrutura, de Planejamento e outras com atribuições pertinentes, iniciativas para a ampliação da infraestrutura logística de escoamento da produção de petróleo nacional.*

Para desenvolver mercado para comercialização do petróleo brasileiro, recomenda-se que a infraestrutura de logística deste segmento seja ampliada, com a construção de novas rotas de portos com instalações modernas e adequadas às operações, que permitam a maior liquidez do petróleo produzido no País por operadoras entrantes no cenário recente. Como o aumento de produção vem essencialmente do ambiente offshore (pré-sal), existe a necessidade de se desenvolver também a infraestrutura de transporte desse petróleo, seja para o mercado interno ou exportação. A produção offshore ocorre majoritariamente em unidades de *Floating Production Storage and Offloading* (FPSO) e as operações de *offloading* dessas unidades demandam a utilização de navios tanqueiros convencionais ou com posicionamento dinâmico (*Dynamic Position Shuttle Tankers - DPST*) para transportar o petróleo das plataformas para o continente brasileiro ou para exportação, principalmente nas operações de escoamento da produção na região do pré-sal. As operações de *offloading* com DPST são mais seguras e existem poucas unidades em operação no mundo, bem pouco poucos estaleiros com tecnologia para construção dos mesmos.

4. *Implementar recomendações do GT 200 milhas náuticas*

O CNPE aprovou os blocos a serem licitados na 17ª Rodada de Licitações, prevista para ocorrer em 2020, na modalidade de Concessão, quando serão ofertados 6 blocos localizados parcial ou totalmente na PCE brasileira além das 200 milhas, no Pré-sal da Bacia de Santos. Um Grupo de Trabalho (GT), aprovado pelo CNPE, tratou da exploração e produção de petróleo e gás natural na PCE além das 200 milhas, com o objetivo de propor as medidas necessárias para a sua regulamentação e implementação, garantindo a atratividade dos blocos que serão ofertados. Os 6 blocos além das 200mn já foram inseridos na 17ª Rodada e não há óbices para inclusão de novas áreas desta região em futuras rodadas.

5. *Articular, com a Marinha Brasileira, e outras entidades que possuem atribuições pertinentes, medidas para garantir a segurança das instalações offshore*

O CNPE aprovou a Resolução nº 1, de fevereiro de 2020, que instituiu Grupo de Trabalho (GT) para realizar diagnóstico dos Sistemas de Segurança, Proteção e Monitoramento das áreas e ativos utilizados na exploração e produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, localizados nas Águas Jurisdicionais Brasileiras - AJB. esta medida visa suportar a produção de petróleo e gás natural projetada no horizonte do PNE espera-se um aumento significativo de Unidades Estacionárias de Produção (UEP) e equipamentos a serem instalados na costa brasileira neste período. Parte das novas áreas a serem desenvolvidas está em locais mais afastados da costa, em lâminas d'água que podem chegar acima de 3000 metros. Ressalta-se ainda, as áreas para E&P de petróleo e gás natural, além das 200 milhas náuticas. Esse novo cenário da indústria de petróleo e gás natural do País requer uma atenção especial para estas infraestruturas críticas, com um plano de gerenciamento que garanta a segurança da área a ser ocupada, para a manutenção das atividades de exploração e da produção nacional.

6. *Avaliar o potencial das bacias sedimentares terrestres brasileiras (onshore)*

Promover a avaliação do potencial das bacias sedimentares, com ênfase para as bacias onshore e de nova fronteira. O desenvolvimento da exploração terrestre dependerá da atratividade dessas áreas, por isto, devem ser estrategicamente tratadas em medidas governamentais, visando a multiplicidade de agentes e a entrada de novas tecnologias.

7. *Promover o conhecimento sobre recursos não convencionais no Brasil sob os aspectos socioambientais e de controle geológico*

Execução do Projeto Poço Transparente, contemplando a perfuração do poço piloto em área reconhecida como de alta expectativa para recurso não convencional e utilização da técnica de fraturamento hidráulico, com monitoramento adequado para dos fatores envolvidos no processo. O Projeto tem por objetivo a perfuração de um poço piloto para avaliar e monitorar a operação de prospecção desses recursos, considerando as especificidades das condições geológicas, ambientais e sociais brasileiras. Recomenda-se ainda que o monitoramento seja acompanhado por todos os agentes envolvidos no projeto, sobretudo órgãos ambientais e Ministério Público, bem como outros segmentos dos poderes legislativo e judiciário, e com ampla participação de áreas da academia com reconhecida expertise.

8. *Reavaliar os tipos de contratos para áreas estratégicas destinadas às ofertas futuras*

As áreas de maior potencial do polígono do pré-sal já foram devidamente licitadas e arrematadas. Neste contexto, com vistas a aumentar a atratividade das áreas, deve-se promover estudos e discussões que embasem a revisão da contratação de áreas estratégicas para licitação de blocos exploratórios, em especial no Regime de Partilha da Produção, estabelecendo regras claras para transmitir uma maior segurança jurídica para a adoção também do Regime de Concessão, mesmo em áreas estratégicas.

Mapa do Caminho - Exploração e Produção de Petróleo

Desafios	Recomendações		
	2020 - 2030	2030 - 2040	2040 - 2050
Manter a produção nacional no patamar dos níveis previstos para 2030	Garantir a continuidade das atividades exploratórias por meio da manutenção da oferta de áreas		
	Promover mecanismos de redução de conflitos socioambientais no desenvolvimento de atividades de E&P		
Comercializar os grandes volumes de petróleo brasileiro junto ao mercado mundial	Articular, com entidades como o Ministério da Infraestrutura, de Planejamento e outras com atribuições pertinentes, iniciativas para a ampliação da infraestrutura logística de escoamento da produção de petróleo nacional.		
Promover a exploração de petróleo além das 200 milhas náuticas	Implementar as recomendações do GT 200 Milhas Náuticas		
	Articular, com a Marinha Brasileira, e outras entidades que possuem atribuições pertinentes, medidas para garantir a segurança das instalações offshore		
Desenvolver a exploração e produção nas bacias sedimentares terrestres brasileiras	Avaliar o potencial das bacias sedimentares terrestres brasileiras (onshore)		
	Promover o conhecimento sobre recursos não convencionais no Brasil sob os aspectos socioambientais e de controle geológico na exploração de petróleo e gás natural		
Identificar o tipo de contrato de áreas estratégicas para ofertas futuras que proporcione segurança jurídica	Reavaliar os tipos de contratos para áreas estratégicas destinadas às ofertas futuras		

Derivados de Petróleo

Nos últimos dez anos, o consumo final por fonte de derivados de petróleo cresceu 10%. A Oferta Interna de Energia de petróleo e seus derivados foi de aproximadamente 100 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (tep) em 2018, representando 34% da matriz energética nacional. Neste intervalo, o parque de refino nacional passou por expansão de cerca de 300 mil b/d, com destaque para a entrada em operação do 1º trem da Refinaria Abreu e Lima (RNEST), em dezembro de 2014, com capacidade de processamento de petróleo de 115 mil b/d. Além disso, foram realizados esforços para a adequação do parque de refino existente, com o objetivo de aumentar a produção de derivados de maior valor agregado e atender às exigências de qualidade de combustíveis, com especificações cada vez mais restritivas.

No horizonte até 2050, a despeito da ampliação do consumo de renováveis, a demanda por derivados de petróleo no Brasil continuará em elevação, devido, em parte, ao crescimento populacional, ao incremento do padrão de consumo de seus habitantes e ao aumento das exportações de *commodities*, movimentadas majoritariamente pelo modo rodoviário. Assim, projeta-se que derivados como óleo diesel e querosene de aviação possuam demanda crescente durante todo o período.

Neste contexto, a expansão da oferta de derivados de petróleo e a ampliação da infraestrutura de movimentação destes produtos para o atendimento da demanda interna apresentam-se como desafios no longo prazo. A crescente preocupação com as questões climáticas globais e, principalmente, com a poluição local, exige que as refinarias operem de forma cada vez mais eficiente do ponto de vista energético e que seus produtos atendam a especificações mais rígidas quanto à presença de contaminantes, como, por exemplo, o novo limite de teor de enxofre para combustíveis marítimos de 0,5% em massa, a partir de 2020, determinados pela *International Maritime Organization* (IMO).

Além disso, especificações de derivados de petróleo cada vez mais restritivas aumentarão a demanda por correntes mais leves de petróleo requerendo novas unidade de conversão e tratamento em refinarias. Correntes mais pesadas e com altos teores de enxofre, como o óleo combustível, que atualmente são utilizadas para uso industrial e no abastecimento de embarcações tendem a ter seu uso restringido. Nesse sentido, o investimento na ampliação de unidades de conversão e de tratamento nas refinarias terá papel relevante no atendimento da demanda e no incremento da margem de refino. Por outro lado, as tecnologias digitais que compõem a Indústria 4.0 poderão contribuir para ganhos de eficiência energética importantes no refino de petróleo e facilitar o cumprimento de normas ambientais. Por exemplo, a coleta e análise de dados melhora a gestão de energia, o uso de sensores acoplados a equipamentos permite identificar anomalias e prever falhas, assim como *softwares* de simulação possibilitam a otimização do consumo energético.

Quanto à movimentação dos derivados de petróleo, a malha dutoviária existente é de suma importância para o abastecimento nacional, possibilitando movimentações inter-regionais e importações para complementar a oferta das regiões brasileiras deficitárias. Contudo, cumpre ressaltar que, quando comparada a outros países de grande extensão territorial, como EUA, México e China, a malha dutoviária brasileira é significativamente menor, impondo maior dificuldade no transporte de combustíveis para áreas mais afastadas do litoral, onde se situam a maioria das refinarias, aumentando consequentemente os custos logísticos. Destaca-se o transporte de combustíveis líquidos por meio de dutos como um dos principais desafios para o horizonte até 2050, de modo a suportar o abastecimento nacional de combustíveis.

Em relação à movimentação de combustíveis pelo modo aquaviário, seja por navegação de longo curso ou por cabotagem, constata-se a necessidade de expansão da infraestrutura portuária e da capacidade de armazenamento nos terminais para que estes não se tornem eventuais gargalos ao abastecimento. Investimentos nos terminais aquaviários existentes e, inclusive, a construção de novos que facilitem a logística são, portanto, fundamentais.

Desafios

1. *Contribuir estrategicamente para a segurança do abastecimento de derivados de petróleo*
A partir da projeção de crescimento da demanda de combustíveis no Brasil, a análise integrada acerca da expansão do refino, transporte e distribuição nacional de derivados, mostra-se estratégica para a segurança do abastecimento

nacional. Adicionalmente, uma matriz de transporte de combustíveis mais diversificada, com ampliação da atual rede logística de abastecimento de derivados em todas as regiões, maior participação do modo dutoviário e da cabotagem, é um desafio a ser superado para diminuir os custos logísticos.

2. *Produzir combustíveis com especificações mais restritivas*

Considerando que especificações de derivados de petróleo cada vez mais restritivas serão estabelecidas por conta de questões ambientais, adaptações ou novas unidades de conversão e tratamento nas refinarias serão necessárias. A magnitude dessas modificações será influenciada pelo tipo de petróleo processado e da eficiência das refinarias nacionais

3. *Estabelecer diretrizes para a transição de um mercado com predominância de um agente para um mercado com múltiplos agentes*

O parque de refino nacional foi estabelecido com base no monopólio estatal sobre a produção de petróleos e derivados de forma a garantir o abastecimento nacional de derivados. Nesse sentido, as refinarias visando o mínimo custo de entrega de derivados em todo território brasileiro e o pleno atendimento da demanda. O redirecionamento da estratégia de atuação do agente que ocupa posição dominante no segmento de refino, que alienará um conjunto de ativos de refino e logística, totalizando 1,1 milhão de b/d, correspondente a cerca de 50% da capacidade de processamento de petróleo do País, representará um desafio para a elaboração de políticas públicas, o planejamento do setor, a regulação e a fiscalização. Recentemente, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) lançou diretrizes materializadas na Resolução nº 9/2019 que contribuem para a promoção da livre concorrência no refino, visando o aumento da competitividade, com qualidade e preços adequados ao consumidor.

Recomendações

1. *Propor diretrizes direcionadas à segurança do abastecimento de derivados de petróleo*

O planejamento de longo prazo do setor de combustíveis requer diretrizes de política energética para a adoção de medidas e ações visando o desenvolvimento do mercado e a segurança do abastecimento nacional, respeitando a premissa de liberdade de preços, condição essencial para o estabelecimento de um ambiente competitivo perene. Nesse sentido, o diálogo amplo e transparente com agentes e interessados é fundamental para a construção de propostas aderentes às necessidades do setor.

2. *Construir, com os órgãos competentes, a agenda de melhoria da qualidade dos combustíveis*

A melhoria da qualidade dos combustíveis tem reflexos diretos na saúde humana e no meio ambiente, havendo uma busca crescente nos últimos anos no mundo. Sendo assim, o Brasil deverá seguir os padrões mundiais de qualidade dos derivados de petróleo, mais restritivos. O planejamento da evolução da especificação dos combustíveis oferece previsibilidade aos agentes econômicos.

3. *Estimular a adoção da digitalização para maximização dos ganhos de eficiência energética, reduzindo os custos de produção e facilitando o cumprimento de normas ambientais*

As tecnologias digitais que compõem a Indústria 4.0 podem permitir a obtenção de ganhos de eficiência energética, importantes no refino de petróleo. A coleta e análise de dados melhora a gestão de energia, o uso de sensores acoplados a equipamentos permite identificar anomalias e prever falhas, e *softwares* de simulação possibilitam a otimização do consumo energético. Essa maior eficiência no processamento do petróleo pode auxiliar no desafio de maior restrição na especificação dos derivados decorrente de questões ambientais.

4. *Articular com órgãos do Governo medidas e ações para promover o processo competitivo no downstream*

Diante da transição para um mercado com múltiplos agentes no segmento de refino, uma regulação robusta deverá estar preparada para estimular a entrada de novos atores com a realização de investimentos, bem como permitir o livre acesso de terceiros às cadeias logísticas.

Mapa do Caminho - Derivados de Petróleo

Desafios	Recomendações		
	2020 - 2030	2030 - 2040	2040 - 2050
<i>Contribuir estrategicamente para a segurança do abastecimento de derivados</i>	<i>Propor diretrizes direcionadas à garantia do abastecimento de derivados de petróleo</i>		
<i>Produzir combustíveis com especificações mais restritivas</i>	<i>Construir, com os órgãos competentes, a agenda de melhoria da qualidade dos combustíveis</i>		
	<i>Estimular a adoção da digitalização para maximização dos ganhos de eficiência energética, reduzindo os custos de produção e facilitando o cumprimento de normas ambientais</i>		
<i>Estabelecer diretrizes para a transição de um mercado com predominância de um agente para um mercado concorrencial com múltiplos agentes</i>	<i>Articular com órgãos do Governo medidas e ações para promover o processo competitivo no downstream</i>		

Gás Natural

O setor de gás natural brasileiro encontra-se em um momento de transição: se, por um lado, a Petrobras era observada como agente dominante sobre toda a cadeia até um passado recente, por outro lado, atualmente descortina-se um novo panorama para o setor com novas companhias transportadoras, novos agentes importadores, novos acionistas nas Companhias Distribuidoras Locais, além de novos produtores.

Até então, o setor de gás natural era marcado por reduzida competição, barreiras tributárias, barreiras à entrada de novos consumidores no âmbito estadual, barreiras de entrada de novos fornecedores, e dificuldades no desenvolvimento de novos projetos voltados ao mercado nacional. Contudo, com a realização de importantes desinvestimentos na cadeia de gás natural pela Petrobras e a possibilidade de utilização do gás do pré-sal, abriu-se um caminho para potencialmente tornar a oferta do insumo mais competitiva, iniciando-se um processo de abertura. Esta, por sua vez, está calcada na mitigação das barreiras de acesso a infraestruturas essenciais e no aumento da transparência na formação de preços para haver estímulo à entrada de novos agentes.

Diante deste cenário e vislumbrando a possibilidade de criação de um ambiente propício aos investimentos, com multiplicidade de agentes e transparência, o governo federal empreendeu esforços na criação de um novo desenho do mercado de gás natural brasileiro, refletidos no programa Novo Mercado de Gás. Entende-se que as principais medidas que possibilitarão as mudanças se aplicariam em um horizonte de curto e médio prazo. A concretização dos cenários esperados traria impactos positivos sobre a economia, e, em especial, sobre os segmentos industriais, de transportes e do setor elétrico, que contarão com uma oferta competitiva do insumo.

Na geração de energia elétrica, o gás natural está em transformação. A geração térmica tem sido um importante complemento à geração hidrelétrica desde o início da década de 2000. Recentemente, houve mudanças tanto nas opções de oferta de gás para UTEs, quanto na demanda pela termelétrica. As opções de oferta para o setor elétrico, restritas à Petrobras por vários anos, se diversificaram e levaram ao desenvolvimento de diferentes modelos de negócios: começando com a implantação de UTEs associadas a terminais privados de GNL, além da experiência bem sucedida de geração com gás em terra do tipo *Reservoir-to-wire* e, mais recentemente, com a utilização de gás do pré-sal de produtores independentes.

Por outro lado, a demanda por geração termelétrica também vem se alterando. Além da complementação à hidrelétrica em anos mais secos, a tendência de redução da participação hidrelétrica na geração e a entrada em operação de usinas a fio d'água com perfil fortemente sazonal, na Região Norte, criam uma maior necessidade de geração por outras fontes no período de seca, complementando o requisito de energia do sistema. Com a redução gradativa da participação relativa das hidrelétricas na matriz elétrica brasileira substituída pela expansão de renováveis não controláveis, outros recursos, como as termelétricas a gás natural, serão cada vez mais importantes para atendimentos dos diversos requisitos do sistema além da geração de energia, como a capacidade (para atendimento à ponta) e, possivelmente num horizonte mais a frente, a flexibilidade.

As perspectivas de evolução no contexto tanto da oferta quanto da demanda de geração termelétrica a gás natural demandarão esforços de mudança tecnológica e regulatória. As reformas correntes no setor de gás natural e elétrico são apenas o início de uma adaptação contínua. A questão que se impõe para os próximos anos é o papel do gás natural no setor elétrico e na transição energética.

Estimativa da Oferta Doméstica e Importada

O potencial de oferta que poderia ser disponibilizado para atendimento da demanda no horizonte do PNE 2050 foi construído a partir das perspectivas de quantidade do gás natural produzido e processado nacionalmente e da importação, cujos valores, por sua vez, estão associados à expectativa de evolução da demanda pelo energético.

Estima-se que o aproveitamento do gás natural convencional (principalmente do pré-sal e do gás não associado do pós-sal) atinja 220 milhões de m³/dia em 2050, o que requererá uma expansão da capacidade nacional de processamento de gás natural de 120 milhões de m³/dia além das ampliações em andamento e previstas, mais do que dobrando a capacidade instalada de processamento no País.

As importações (via terminais de regaseificação de GNL e gasodutos internacionais) mais os recursos não convencionais (formações fechadas, folhelhos e hidratos de metano), sobre os quais no geral há relativo grau de incerteza em relação ao volume recuperável e à economicidade da produção, podem variar entre 120 milhões de m³/dia a 230 milhões de m³/dia em 2050, a depender da competitividade relativa, do patamar da demanda e da sua localização. Em particular, o volume de produção a partir de recursos não convencionais pode atingir a mesma ordem de magnitude da oferta potencial de recursos convencionais, caso haja suficiente viabilidade econômica. Uma vantagem relacionada à sua produção é a possível expansão rumo ao interior, com investimentos em infraestrutura, caso esta estratégia seja viável economicamente.

Dessa forma, a oferta potencial disponível em 2050 seria da ordem de 340 milhões de m³/dia a 450 milhões de m³/dia (ver Figura 61). Nesses volumes de gás natural, o comissionamento de sítios de estocagem subterrânea de gás natural e a construção de instalações de *peak shaving* podem vir a proporcionar mais segurança ao abastecimento de gás natural, principalmente no atendimento de demandas sazonais ou picos de consumo, além de permitir uma maior otimização dos fluxos de caixa e atenuação da volatilidade de preços.

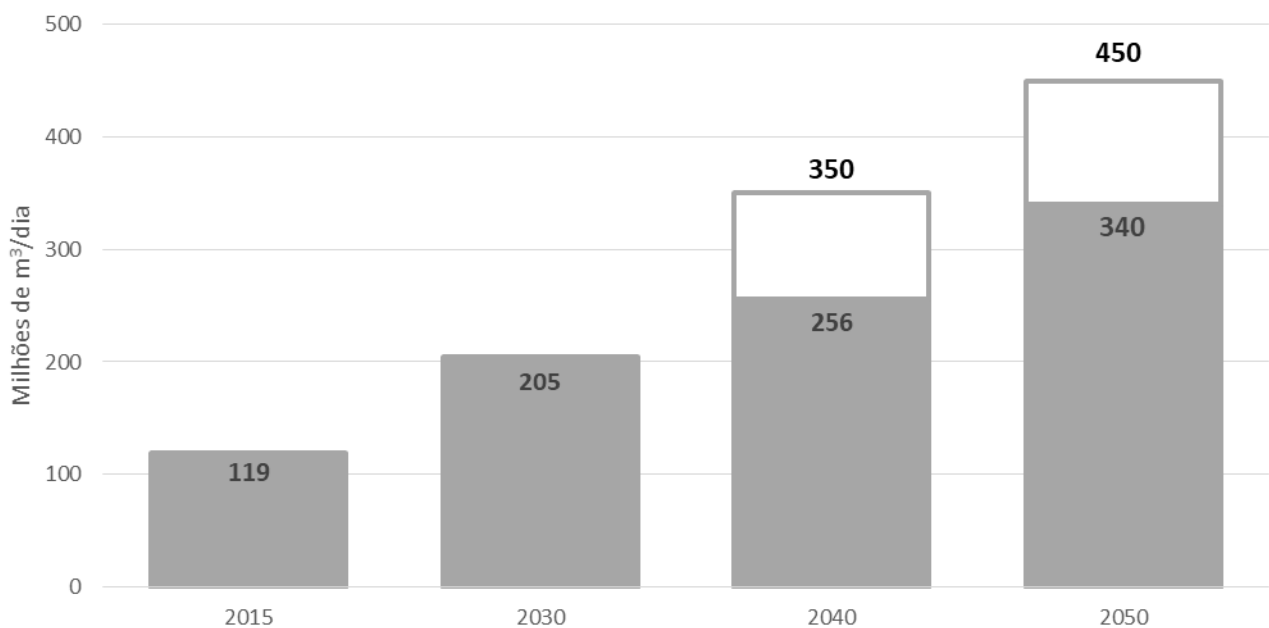


Figura 61 - Evolução da oferta potencial de gás natural

Demanda de Gás Natural e Aumento da Competição

A perspectiva de excesso de oferta deste combustível em nível internacional, a localização das reservas do pré-sal em águas profundas e distantes da costa brasileira, sua eventual associação à exploração do petróleo e as várias possibilidades de uso final do gás natural, permitem traçar algumas tendências gerais para o preço e a disponibilidade deste combustível num horizonte de longo prazo.

De modo geral, espera-se que no horizonte até 2050 os preços do gás natural converjam globalmente para patamares mais baixos como resultado do aumento da oferta, do desenvolvimento de infraestrutura de transporte e da maior conexão entre os mercados de gás natural. O comércio internacional de gás natural deverá continuar se expandindo, com aumento significativo da participação do GNL. São esperadas importantes mudanças estruturais no mercado mundial de gás natural, com uma expectativa de substituição gradual dos contratos de longo prazo por contratos de médio/curto prazo, além da intensificação da migração de contratos indexados ao preço do petróleo para aqueles indexados ao preço *spot* de gás natural.

No Brasil, os preços de gás natural já especificado que serão negociados nos pontos virtuais de negociação (*hubs*) ou tendo esses como referência. Estes preços de negociação nos hubs, por sua vez, podem variar conforme o tipo de contrato (produto), podendo variar em termos de prazo, volume e condições de atendimento, como flexibilidade. Adicionalmente devem ser considerados no preço final do consumidor, a depender do seu modelo de negócios, a tarifa de transporte, a margem de distribuição e os impostos (parte podendo ser recuperada pelo cliente posteriormente na forma de créditos). Em um ambiente mais competitivo e com aumento da eficiência nos segmentos de transporte e distribuição no mercado de gás natural, espera-se uma tendência de redução de preços também devido a estas parcelas, principalmente para consumidores de grande porte, como os do setor industrial e termelétrico, aproximando então o preço final do preço da molécula.

Do ponto de vista do setor industrial, novos polos gás-químico poderão otimizar o uso de gás natural em diferentes atividades, como por exemplo a produção de amônia, metanol, e derivados dos mesmos, compartilhando infraestruturas de movimentação e/ou armazenamento de gás natural, além de centrais de utilidades. Outros setores como o de cerâmica e o de siderurgia também poderão ter ganhos de competitividade baseados no uso do gás natural, não só devido aos preços atrativos para o combustível, mas também pelo aumento no valor do produto final dados os potenciais ganhos de qualidade. A localização de tais polos de consumo de gás natural pode se dar pela disponibilidade do insumo, mas também pela proximidade dos centros consumidores de seus produtos ou dos terminais para importação e exportação, permitindo inclusive a viabilização de novos gasodutos para sua conexão ao sistema de gás natural existente. Em um primeiro momento, porém, a entrega de gás natural em novos polos consumidores pode ocorrer por meio de gás natural comprimido (GNC) ou gás natural liquefeito (GNL) em pequena escala.

Do ponto de vista do setor elétrico, as diferentes faixas de preço do gás natural combinados com a flexibilidade do fornecimento indicam a possibilidade de diversos modelos de negócios com competitividades distintas para determinados modos de operação e que influenciarão também nas características e configurações dos projetos. Com contratos firmes de fornecimento de gás natural e uma conseqüente redução no preço do combustível, há possibilidade de desenvolvimento de modelos de negócios para fornecimento de energia, com expectativa de geração por maiores períodos de tempo a depender dos níveis de inflexibilidade contratual e dos valores de CVU provavelmente menores frente aos demais recursos despacháveis do sistema elétrico. Por outro lado, para contratos mais flexíveis, são esperados preços de combustível mais altos, indicando o desenvolvimento de novos modelos de negócios para provimento de serviços específicos, como atendimento à ponta.

É importante destacar que existe grande diversidade de modelos de negócios possíveis e o ambiente competitivo bem calibrado será responsável por elencar e contratar os mais adequados modelos de negócios que atendam aos requisitos do sistema de forma otimizada. Ressalta-se a dinâmica desse processo e as constantes evoluções e transformações tanto dos requisitos sistêmicos, quanto das possibilidades de oferta, ao longo do horizonte do PNE 2050.

Desafios Principais

O processo de abertura e desenvolvimento do mercado de gás natural impõe uma série de desafios aos atores dos segmentos da indústria do gás natural e requer coordenação e encadeamento de uma série de medidas. Com base na experiência internacional, espera-se que a conclusão das etapas do processo de abertura ocorra de forma gradual nos próximos anos. Assim, as medidas que se iniciaram no Novo Mercado de Gás podem ser reavaliadas paralelamente à evolução do desenvolvimento do mercado e deverão ter seus efeitos continuamente monitorados. Os principais desafios a serem enfrentados nos próximos anos são listados a seguir.

1. Criar um mercado competitivo de gás natural

Tomando como base os países onde há um setor de gás natural aberto e líquido atualmente, espera-se que o mercado brasileiro passe por desenvolvimento semelhante. Tem-se claro, contudo que, o caminho rumo a um mercado competitivo maduro de gás natural será um processo gradual, com coexistência de diversos tipos de contratos com alta e baixa flexibilidades, de longo, médio e curto prazos.

2. Harmonização das regulações estaduais

No âmbito da distribuição e regulação estadual, entende-se como necessária a harmonização das regulações estaduais relativas ao gás natural, com a criação de mecanismos de adesão voluntária dos estados, o que promoveria maior celeridade na implementação das medidas e na abertura do mercado, baseando-se nas boas práticas regulatórias internacionais e com vistas ao tratamento tributário adequado para a comercialização do gás natural.

3. Viabilização da expansão da infraestrutura de transporte de gás natural

Se por um lado, grande parte da demanda crescente por gás natural tem como origem o setor elétrico, por outro lado, os modelos de negócio mais competitivos têm sido os que não utilizam gasodutos de transporte, como as UTEs associadas a terminais de GNL, na costa, ou o modelo *Reservoir-to-wire*, no interior. Isso mantém o desafio de como expandir de forma competitiva a infraestrutura de transporte, atualmente concentrada na costa. A abertura do mercado de gás e a multiplicidade de agentes, além do estabelecimento de novos polos consumidores, podem ajudar a revelar novas demandas de gás natural e, com isso, contribuir para a expansão da malha. Além disso, a expansão da malha existente é importante para permitir uma maior diversidade de fluxos de gás natural entre pontos de oferta e demanda nas regiões já atendidas pela infraestrutura.

4. Integração dos novos modelos de mercado de gás e setor elétrico

Considerando as reformas regulatórias em curso, no âmbito do Novo Mercado de Gás e do GT Modernização, assim como as mudanças resultantes nos próximos anos, será preciso adequar os modelos de negócio da geração termelétrica a gás natural, na interface entre os setores. Por exemplo, no setor elétrico, há a tendência de se prover novos serviços além do fornecimento de energia, o que demandará um suprimento de gás correspondente e um modelo de negócio adequado. A criação de um mercado secundário de gás natural líquido poderia facilitar o processo de integração entre os dois setores.

Avaliação das Simulações de Expansão Elétrica

Como desdobramento do programa Novo Mercado de Gás, abre-se uma perspectiva de maior inserção do Gás Natural na matriz elétrica brasileira no horizonte de 2050, em particular em função da expectativa de sua maior disponibilidade a preços competitivos. Sendo assim, foram realizadas simulações para analisar os possíveis potenciais de expansão com base em diferentes suposições de preço e disponibilidade de gás natural para este setor.

Nas simulações conduzidas para a expansão elétrica, utilizou-se como premissa três patamares de preços para diferentes níveis de flexibilidade dos contratos, sendo estes os valores mínimo, médio e máximo da estimativa de preços ao consumidor final, já incluindo molécula, transporte, distribuição e tributos não recuperáveis. No que toca aos volumes disponíveis utilizados no estudo de caso, considerou-se que o consumo industrial de gás natural teria acesso à oferta de origem nacional a preços competitivos em função do sucesso do programa Novo Mercado de Gás, aumentando dos atuais 50 milhões de m³/dia em 2015 para um patamar entre 90 a 150 milhões de m³/dia em 2050; sendo assim, a quantidade disponível de gás natural para consumo das UTEs em 2050 seria a diferença entre a oferta total e a demanda industrial, e é apresentada na Tabela 11.

Tabela 11. Premissas de disponibilidade de gás natural para UTEs por faixa de preço em 2050

Patamares de Flexibilidade	Preço Utilizado (US\$/MMBtu)	Quantidade Disponível (MM m ³ /dia)
Limite inferior (100% de Take-or-Pay)	4	70 a 130
Flexibilidade intermediária	6	220
Limite superior (0% de Take-or-Pay)	10	230

Os exercícios qualitativos relacionados às perspectivas de expansão das usinas termelétricas a gás natural (UTE GN) mostram que dois condicionantes afetam sobremaneira o tamanho de sua expansão nas simulações realizadas: o tamanho da expansão de hidrelétricas e a disponibilidade de gás natural a preços mais competitivos (por volta de US\$ 4/MMBtu). Além disso, a possibilidade de as UTEs a biomassa disporem de insumos a preços competitivos (ver seção de Bioenergia) também pode limitar a expansão das UTEs a GN.

1. As UTEs a GN podem substituir a eventual restrição à expansão de UHEs com interferência em áreas protegidas?

A restrição ao aproveitamento das usinas hidrelétricas em áreas de interferência abre espaço para a capacidade instalada das termelétricas a gás natural que, em um contexto de disponibilidade de gás natural a preços bem competitivos, aumentaria em quase 5 GW a capacidade instalada em relação ao caso em que todo o potencial está disponível (de 28 GW para 33 GW, conforme Figura 62), compensando uma parte da redução de quase 30 GW de capacidade instalada total de UHEs entre os casos em que todo o potencial inventariado de UHE está disponível e aquele em que a expansão não conta com UHEs com interferência em áreas protegidas. Neste último caso, espera-se que o consumo de gás natural atinja quase 45 milhões de m³/dia no período médio e 69 milhões de m³/dia no período crítico.

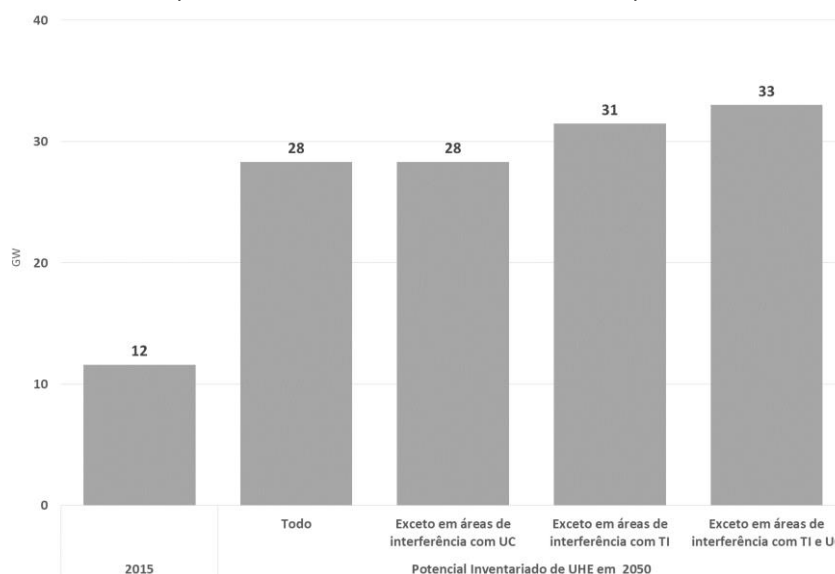


Figura 62 - Evolução da capacidade instalada termelétrica a GN nos casos comparados relativos à complexidade socioambiental das UHEs

2. Qual sensibilidade da expansão das UTEs a GN ao preço do GN?

Alternativamente, foi considerada a disponibilidade de gás natural apenas a valores no patamar de US\$ 6/MMBtu. O resultado mostra significativa dependência da expansão termelétrica a GN a um combustível mais competitivo (Figura 63), com quedas da ordem de 20 a 30% em termos de expansão em relação ao caso com disponibilidade de gás natural a

US\$ 4/MMBtu, dependendo se todo potencial inventariado está disponível ou se há restrição à expansão de UHEs com interferência em áreas protegidas.

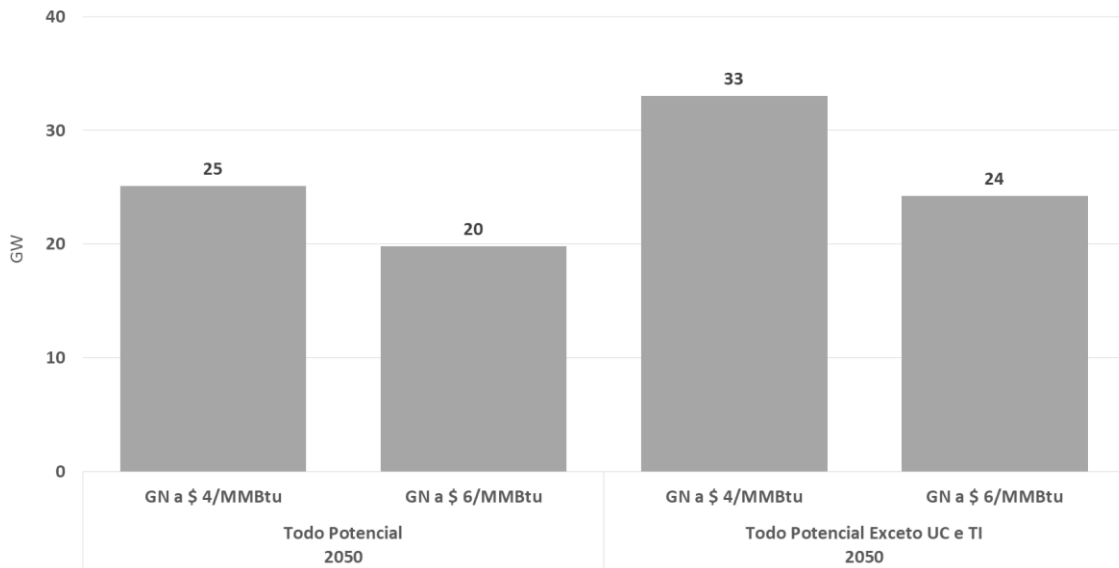


Figura 63 - Expansão de termelétricas a GN com preços diferenciados para combustível

3. Qual sensibilidade da expansão das UTEs a GN a UTEs a biomassa operando com insumo competitivo durante a entressafra?

Além do tamanho da expansão das UHEs e da disponibilidade de gás natural a preços competitivos, outro caso em que a expansão de termelétricas a GN pode encontrar maior limitação é aquela em que há expansão da termelétrica a biomassa opera com cavaco de madeira no período de entressafra. Nesse caso, mesmo com a expansão das UHEs limitada às áreas sem interferência em áreas protegidas e com disponibilidade de gás natural a US\$ 4/MMBtu, a expansão de termelétricas a GN atingiria pouco menos de 30 GW. Se todo o potencial inventariado estiver disponível para expansão e, além disso, as UTEs a Biomassa tiverem acesso a insumo competitivo na entressafra, permitindo sua operação ao longo de todo o ano, a expansão de UTEs a GN pode cair a pouco mais de 20 GW, mesmo com acesso a gás natural em torno de US\$ 4/MMBtu (Figura 64).

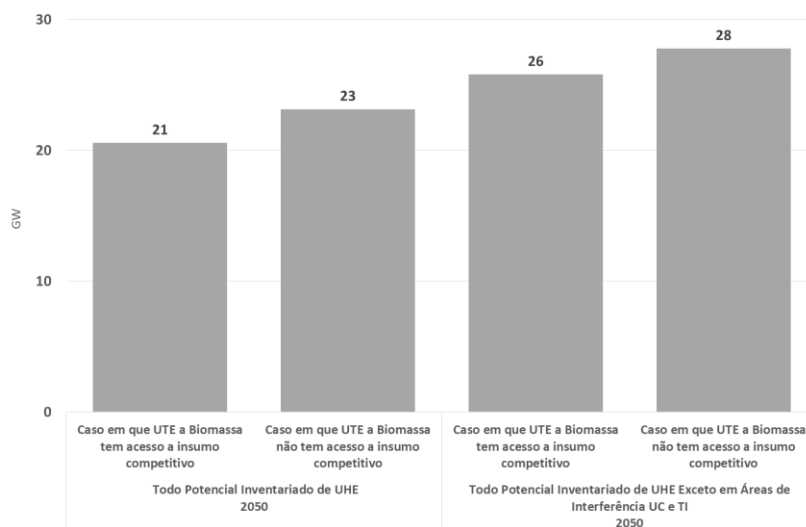


Figura 64 - Expansão de termelétricas a GN em casos selecionados

Recomendações

1. *Desenvolver um mercado líquido de gás natural com diversos agentes*

Para a criação de um mercado competitivo de gás natural, as regras de contratação de capacidade dos gasodutos para uso (e expansão) mais eficiente da malha de gasodutos devem se basear no estabelecimento de normativos não discriminatórios e transparentes sobre vários aspectos, tais como: o acesso e compartilhamento de infraestruturas essenciais, a vedação à contratação entre partes relacionadas, as regras a serem seguidas pelos transportadores, programas de *gas release*, códigos de rede, contratação por meio de plataforma eletrônica, contratação independente de capacidade de entrada ou saída nos Sistemas de Transporte.

2. *Viabilizar novas soluções tecnológicas no setor de gás natural, bem como articular com autoridades competentes o tratamento regulatório e tributário dessas*

A viabilidade econômica da utilização do gás natural dependerá da distância, do volume transportado, do custo de produção, do preço de venda e do desenvolvimento tecnológico da alternativa escolhida. Neste caso, deve haver o desenvolvimento de novas soluções como a produção de GNL embarcado, transformação em hidratos de metano, a reforma a vapor para produção de hidrogênio, ou adsorção em carvão ativado, a tecnologia *gas-to-liquids* (GTL) e as soluções *gas-to-wire* (GTW) e *gas-to-chemicals* (GTC). A definição de adequado tratamento regulatório e tributário para cada uma destas soluções é imprescindível para sua efetiva implementação.

3. *Trabalhar junto às autoridades estaduais para harmonização e aprimoramento contínuos da regulação dos serviços locais de gás canalizado*

Buscar equacionar questões relativas aos seguintes pontos: adoção de metodologia tarifária eficiente (com sinais econômicos adequados para investimentos e operação da malha de distribuição com transparência na metodologia de cálculo tarifário e componentes da tarifa), separação efetiva entre as atividades de comercialização e serviços de distribuição, enquadramento de consumidores livres, autoprodutores e autoimportadores, além de estimular estados a adotar medidas em consonância ao programa Novo Mercado de Gás.

4. *Compatibilizar as características de estabilidade de produção de gás e as necessidades de flexibilidade de geração elétrica*

A exploração e produção de gás natural, especialmente quando associada ao petróleo, requer um fluxo de receita estável e previsível, além de uma demanda estável por gás, quando associado. O setor elétrico, por sua vez, vem utilizando o gás como complemento à fonte hídrica, portanto com demanda de perfil sazonal e períodos de seca prolongada não previsíveis. A saída tem sido a contratação de recursos mais flexíveis, como GNL ou gás nacional não-associado (*Reservoir-to-wire*), além de uma declaração de inflexibilidade de até 50%. Houve avanços recentes, como a adoção da inflexibilidade sazonal, permitindo níveis diferentes de despacho obrigatório nos meses, além de permitir a estratégia de contra-sazonalização para obter um despacho ao longo do ano todo. No entanto, permanece o desafio de promover a utilização dos recursos nacionais de gás natural, em sua maioria associados ao petróleo, e ao mesmo tempo permitir ao setor elétrico a otimização de seus recursos e utilização da geração termelétrica de forma complementar. Parte da solução pode envolver sítios de armazenamento de gás natural (tanto por estocagem subterrânea quanto por acondicionamento na forma líquida), que também será beneficiada pela abertura do mercado de gás, o aumento da base de consumo e a maior liquidez dos contratos.

Mapa do Caminho - Gás Natural

Desafios	Recomendações		
	2020 - 2030	2030 - 2040	2040 - 2050
<i>Criar um mercado competitivo de gás natural e Viabilização da expansão da infraestrutura de transporte de gás natural</i>	<i>Desenvolver um mercado líquido de gás natural com diversidade de agentes</i>		
	<i>Viabilizar novas soluções tecnológicas no setor de gás natural, bem como articular com autoridades competentes o tratamento regulatório e tributário dessas</i>		
<i>Harmonização das regulação estaduais</i>	<i>Trabalhar junto às autoridades estaduais para harmonização e aprimoramento contínuos da regulação dos serviços locais de gás canalizado</i>		
<i>Integração dos novos modelos de mercado de gás e setor elétrico</i>	<i>Compatibilizar as características de estabilidade de produção de gás natural e a flexibilidade de geração elétrica para diferentes modelos de negócios atuais e futuros</i>		

Tecnologias Disruptivas

As tecnologias disruptivas são aqui definidas como aquelas capazes de alterar significativamente o mercado de energia, mas para o qual temos poucos elementos para antever sua inserção na matriz energética e os desdobramentos decorrentes. São listadas aqui as que despontam como potencialmente disruptivas no horizonte do PNE 2050: hidrogênio, etanol lignocelulósico ou de 2ª geração, biorrefinaria, energia dos oceanos, *small modular reactor* (SMR), fusão nuclear, geotermia, navio plataforma e transmissão sem fio.

Hidrogênio

Atualmente, o hidrogênio é aplicado como matéria prima na síntese de diversos produtos e em processos industriais. O uso energético do hidrogênio é conhecido há bastante tempo; pesquisas e desenvolvimento de tecnologias de pilhas a combustível têm sido desenvolvidas com o objetivo de viabilizar a sua utilização para a produção de eletricidade e no setor de transportes.

Do mesmo modo que a eletricidade, o hidrogênio pode ser considerado um modo eficiente de armazenar e transportar energia, ou seja, um transportador de energia. As principais formas de obtenção de hidrogênio são: a reforma a vapor, a oxidação parcial ou reforma autotérmica de gás natural ou óleos, a gaseificação de carvão ou biomassa; e a eletrólise da água.

Por conta de suas potenciais aplicações, o hidrogênio pode ajudar a superar alguns desafios energéticos, tais como: descarbonização de setores de difícil redução de emissões, armazenamento para renováveis, segurança de abastecimento por conta da versatilidade de produção (a partir de fontes renováveis e não renováveis) e diversidade de aplicação (direta ou convertida em eletricidade ou outros produtos de interesse comercial – Power-to-X).

Em alguns setores, o hidrogênio e os combustíveis à base de hidrogênio podem ser uma das alternativas disponíveis para a transição para uma economia de baixo carbono: para veículos leves, a prioridade é reduzir o custo da pilha a combustível e questões relacionadas com o armazenamento de hidrogênio a bordo (peso e segurança, por exemplo). Nesse sentido, pesquisa e desenvolvimento em sistemas de armazenamento de hidrogênio no estado sólido na forma de hidretos metálicos já estão disponíveis comercialmente. Investimentos no desenvolvimento desta tecnologia são fundamentais para transporte seguro de hidrogênio, eliminando a necessidade de compressores e custos de manutenção dos mesmos. Isso poderia torná-los competitivos com veículos elétricos e potencialmente atraentes para consumidores que priorizam a autonomia (distâncias de 400 a 500 km). Para veículos pesados, a prioridade é reduzir o preço do hidrogênio. Além disso, no caso do biogás e biometano, uma alternativa seria desenvolver novos usos em aplicações industriais, via produção de hidrogênio e gás de síntese, alternativas que podem ser atraentes, no futuro, nos transportes. Ressalta-se que a precificação de carbono pode auxiliar no processo de aumento de competitividade dessa fonte.

Em 2002, o Brasil criou a rede de P&D de hidrogênio e pilhas a combustível denominada PROCaC, que passou a se chamar ProH2 em 2005. Como consequência destes estudos cooperativos em rede, foram operacionalizadas a Rede PEM, de pilhas a combustível de membrana polimérica, e a Rede PaCOS, de pilhas a combustível de óxido sólido. O Brasil hoje possui projetos demonstrativos de tecnologias de ônibus e de embarcações a hidrogênio, assim como de produção de hidrogênio por eletrólise da água (nas usinas hidrelétricas de Itaipu, Itumbiara e Porto Primavera), além de reformadores a vapor a partir do gás natural e do etanol, inclusive com atuação empresarial. Em termos de normalização técnica no Brasil, há a comissão técnica na ABNT intitulada CEE-67 Tecnologias de Hidrogênio. A Associação Brasileira do Hidrogênio, ABH2, atua na disseminação de informações e no apoio à normalização e à regulação sobre energia do hidrogênio no país.

Por se tratar do aproveitamento de uma nova fonte toda a cadeia apresenta desafios, principalmente os relacionados ao custo do desenvolvimento da tecnologia e à instalação da infraestrutura necessária. Por exemplo, caso não seja viável a produção local de hidrogênio, o transporte em longas distâncias é um desafio, devido à sua baixa densidade energética volumétrica. Adicionalmente, há necessidade de instalação de estações de abastecimento para a utilização em veículos com pilha a combustível.

Outros países vêm implementando políticas e direcionando investimentos para o desenvolvimento do hidrogênio. Dentre eles destacam-se os Estados Unidos com meta fabricar 1 milhão de veículos à pilha a combustível em 2030, do mesmo modo que a China, e instalar mil estações de abastecimento. De mesmo modo, o Japão anunciou a meta de construir 80 estações de abastecimento até 2021. O Reino Unido iniciou testes de mistura de 20% de hidrogênio na malha de gás natural. Já o Brasil incluiu o hidrogênio no Plano de Ciência, Tecnologia e Inovação para Renováveis e Biocombustíveis em 2018-2022, com vistas a fomentar a pesquisa, o desenvolvimento tecnológico e a inovação nas cadeias produtivas de energia e, como resultado, fortalecer a competitividade e aumentar a diversificação da matriz energética, garantindo segurança e eficiência energética. Nesse sentido, o plano indica ações para a utilização da energia do hidrogênio, principalmente para uso veicular e estacionário para geração de energia e para a produção de combustíveis. A IEA considera que apesar do bom impulso recente, mais esforços são necessários para maior expansão do hidrogênio na matriz energética, em pelo menos três áreas: aumento da parcela de hidrogênio em usos industriais correntes, expansão do hidrogênio em novas aplicações e reduções de custo de transporte.

Outros fóruns internacionais têm atuado para disseminar a adoção do uso da energia do hidrogênio”; são eles: no âmbito mundial, Hydrogen Council (desde 2017); International Partnership for Hydrogen and Fuel Cells in the Economy (desde 2003); Clean Energy Ministerial (desde 2019); a comissão TC-197 Hydrogen Technologies da International Organization for Standardization (desde 1990); a comissão TC-105 Fuel Cell Technologies da International Electrotechnical Commission (desde 1998); além do Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking de âmbito europeu (desde 2008).

Perspectivas Tecnológicas

A principal rota de produção de hidrogênio é via reforma a vapor de gás natural (conhecido como hidrogênio cinza) que é a mais barata, mas emite GEE. Ao incluir a tecnologia de captura e uso de carbono (CCUS) pode-se chegar a uma alternativa mais limpa (hidrogênio azul). Entretanto, o custo adicional do CCUS acarreta menor competitividade.

Adicionalmente, o hidrogênio pode ser obtido a partir de fontes renováveis via eletrólise (hidrogênio verde). Essa é a rota mais limpa de todas que extraem hidrogênio de alguma fonte primária, mas enfrenta o desafio dos altos custos da eletrólise alcalina e membranas de troca de próton (PEM), que tem se mostrado mais promissora recentemente, além da influência do preço da energia renovável. No entanto, graças à interligação do sistema elétrico nacional e sua constituição na forma de subsistemas regionais, uma alternativa que pode viabilizar a produção de hidrogênio verde é o uso da energia vertida turbinável de UHEs ou da energia secundária de uma usina integrante do mecanismo de realocação de energia (MRE), que, em geral, são disponibilizadas a um preço consideravelmente baixo.

Uma das alternativas para diminuição de custos é a produção de eletrolisadores no Brasil, com a nacionalização de insumos. É importante destacar que, no caso da eletrólise alcalina, os eletrodos são a base de ligas de níquel, matéria-prima abundante no Brasil e que poderia ser ponto de partida para que os eletrolisadores fabricados no Brasil se tornassem competitivos no que se refere a preço. Além do mais, um grande mercado na América Latina e Caribe está em franca expansão, chamando a atenção de vários grupos internacionais para investimentos nessa tecnologia.

No tocante à produção primária, existe o desafio de ampliar o domínio tecnológico sobre a rota de biohidrogênio e do aproveitamento da oferta natural de hidrogênio em crateras terrestres, ofiolito ou em montanhas oceânicas. As ferramentas para identificar as reservas são similares às utilizadas para a indústria de O&G e no Brasil já foram identificadas reservas em crateras no Ceará, Roraima, Tocantins e Minas Gerais. Entretanto, ainda são necessários maiores estudos para compreender o real potencial da obtenção do hidrogênio natural, como o tempo de vida do hidrogênio no reservatório, a estimativa de reserva, entre outros. Por fim, é importante mencionar que já existem protótipos em demonstração que utilizam etanol em pilhas a combustível de óxido sólido em veículos. Nesse caso, o Brasil, com sua estrutura de produção e distribuição de etanol, poderia substituir motores a combustão por motores elétricos, que utilizam a energia gerada pelas pilhas a combustível, o que contribuiria para a diminuição de poluentes, como NOx, além de terem maior eficiência.

Desafios Principais

1. *Elaboração de normatização para uso, transporte e armazenamento do hidrogênio*

A inserção do hidrogênio envolve a elaboração de padrões e regulação das atividades e usos. Especialmente sob os aspectos de segurança, pois este possui alta inflamabilidade, além de possuir moléculas de tamanho reduzido, podendo

ocorrer a difusão em diversos materiais. Outro aspecto relaciona-se a seu transporte, já que, por conta de sua baixa densidade energética volumétrica, o transporte em longas distâncias passa a ser um desafio. Por fim, o hidrogênio pode ser armazenado, sendo o método mais interessante para longo prazo o armazenamento geológico e a compressão para armazenamento comercial. Outra tecnologia de armazenamento promissora é a bateria de hidrogênio, que no estado sólido tem sua inflamabilidade reduzida.

Recomendações

1. *Desenhar aprimoramentos regulatórios relacionados à qualidade, segurança, infraestrutura de transporte, armazenamento, abastecimento, incentivo e utilização de novas tecnologias.*

Imperioso avaliar por meio de estudos as barreiras ligadas à infraestrutura de transporte, armazenamento e abastecimento com o objetivo de definir os aprimoramentos regulatórios necessários, como, por exemplo, a regulação da mistura do hidrogênio com gás natural na malha de gás natural o que minimizaria a necessidade de construção de infraestrutura e custos associados. As questões associadas ao armazenamento geológico do hidrogênio podem ser resolvidas no âmbito da definição do arcabouço regulatório para a estocagem de gás natural. Questões relacionadas a baterias de hidrogênio, principalmente na interconversão em energia elétrica e integração com tecnologias comerciais já existentes podem ser resolvidas no âmbito da definição do arcabouço regulatório de geração e transmissão de energia. Questões técnicas e de segurança com relação a armazenagem de hidrogênio podem ser abordadas em regulamento próprio específico. Ademais, é necessário investir na requerida normatização (normas, códigos e padrões) para a introdução do hidrogênio no mercado consumidor, baseada nas melhores práticas internacionais. Nesse sentido, deve-se considerar os aspectos importantes de medição, da padronização dos equipamentos de geração de energia à base de hidrogênio, do reabastecimento, dos veículos de qualidade da mistura entre gás natural e hidrogênio, além de normas de segurança, devido ao alto grau de inflamabilidade do hidrogênio.

2. *Articular com outras instituições internacionais que tenham iniciativas na área de hidrogênio.*

A IEA preconiza o aumento da cooperação internacional e entre setores como condição fundamental para assegurar uma inserção rápida do hidrogênio na matriz energética. Na questão internacional, as iniciativas entre países, via instituições ou agentes, podem ajudar a avançar na curva de aprendizagem e alavancar os benefícios de transbordamento de conhecimento na área.

Energia dos Oceanos

O Brasil tem um litoral com mais de 7.400 km. Sua população está concentrada perto do litoral, e além dos usos atuais dos recursos marítimos, cada trecho marítimo possui potencial energético bruto cuja viabilidade ainda não carece de novas medições.

A Energia dos Oceanos apresenta-se em diversas formas. Em estado bruto dispõe-se sob a forma de movimento periódico das marés, de movimento das ondas, hidrocínética – seja por corrente marinha ou fluxo de maré, energia térmica, e de gradiente salino.

O potencial estimado para a energia das ondas no Brasil precisa de atualizações. Coppe (2013) estimou potencial teórico nacional de 114 GW, considerando como energias primárias apenas a maremotriz e a ondomotricidade. As bacias atlânticas brasileiras são um potencial a estudar e mesmo a diferença de composição química entre rios pode também ser explorada. De acordo com IRENA (2014), a potência de geração anual de energia estimada é de 5.177 TWh.

Perspectivas Tecnológicas

A energia maremotriz é a que se encontra mais desenvolvida entre as formas de energia a partir dos oceanos. Centrais elétricas baseadas neste tipo de energia operam comercialmente com sucesso desde os anos 1960 na França, com a usina de La Rance, no Canadá com a usina de Annapolis (1984) e na Coreia do Sul com a usina de Sihwa Lake (2011).

As demais fontes são ainda incipientes: a energia mecânica das ondas ainda se encontra em estágio pré-comercial. No caso da energia hidrocinética, o potencial brasileiro ainda carece de maior conhecimento. Já no caso do aproveitamento da energia térmica dos oceanos, o potencial energético parece promissor, a partir de levantamento das temperaturas das águas superficiais da costa brasileira que indica aptidão para geração elétrica a partir dessa tecnologia. Por fim, em relação ao gradiente de salinidade trata-se de fonte ainda em estágio de desenvolvimento, com perspectiva de viabilidade técnica e econômica a partir da década de 2030, sendo relevante informar que há pesquisas no Brasil sobre o tema.

Estudos de custos de instalação, operação e manutenção desenvolvidos pela OES para Ondomotriz, hidrocinética de corrente de marés e conversão de energia térmica dos oceanos (OTEC) estimaram que os arranjos em nível comercial, década de 20, teriam CAPEX por tecnologia para fatores de capacidade de 35-40%:

- Ondas: variando em US\$ 2.700/kW a US\$ 9.100/kW;
- Maremotriz: de US\$ 3.300/kW a US\$5.600/kW;
- OTEC: de US\$ US\$ 7.000/kW a US\$13.000/kW.

Desafios Principais

1. *Necessidade de construção de um arcabouço legal e regulatório que remova barreiras para que a eólica offshore possa ser candidata para a expansão, com segurança jurídica.*

Assim como no caso de eólica offshore, a possível divergência sobre a abrangência da regulação brasileira às necessidades e exigências específicas para a instalação de centrais elétricas em ambiente marítimo; principalmente se considerado o fato de que a regulação, na época de sua discussão e desenvolvimento, não foi derivada de uma estratégia destinada a contemplar esses empreendimentos.

Recomendações

1. *Aprimorar o marco regulatório existente visando possibilitar a exploração do recurso.*

Assim como no caso da eólica offshore, são necessários aperfeiçoamentos à regulação existente para incorporar as especificidades relacionadas aos projetos em ambiente marinho.

Etanol Lignocelulósico ou de 2ª geração

O etanol de 2ª geração (E2G) é obtido a partir de material celulósico, oriundo do processamento de qualquer biomassa de origem vegetal como, por exemplo, resíduos de milho, casca de arroz, bagaço e palha da cana, dentre outros. No Brasil, a pesquisa para obtenção deste biocombustível se concentra predominantemente nos resíduos da produção sucroalcooleira (bagaço, palha e ponta), que se encontram armazenados ao lado ou a poucos quilômetros das fábricas e em grande quantidade. Seu rendimento é mais que o dobro do que o E1G.

A implementação mundial da produção comercial do etanol lignocelulósico segue em ritmo lento. No Brasil, as plantas comerciais enfrentaram desafios técnicos quanto à resistência metal-mecânica na etapa de pré-tratamento e à adaptabilidade das leveduras. Apesar de terem realizado ajustes em seus processos e solucionados tais problemas, ainda funcionam abaixo da capacidade nominal.

Nesse sentido, as pesquisas sobre esta tecnologia ainda precisam avançar sobre a eficiência da fermentação das pentoses para produção em escala comercial, o que possibilitará o aumento dos volumes ofertados e a redução dos custos, bem como a diminuição dos resíduos. O setor deve ampliar a articulação entre os agentes públicos e privados, onde se incluem os centros de pesquisas e universidades para impulsionar o desenvolvimento desta tecnologia, em âmbito nacional e internacional.

Além disso, a integração com a produção do etanol de primeira geração poderá facilitar a viabilidade econômica do E2G no Brasil, devido ao compartilhamento de equipamentos. A disputa pela biomassa da cana com geração termoelétrica em unidades produtoras de etanol de cana convencional (cogeração) é um obstáculo para a introdução do E2G. Para as usinas que já implantaram a cogeração de alta eficiência, será necessário realizar outros arranjos, de forma a possibilitar sua introdução. Soluções passam pela utilização da palha e da ponta disponível e/ou da cana energia (variedade de cana

com maior teor de fibra por hectare), as quais requerem a elaboração de estudos de viabilidade econômica, devido aos custos adicionais com equipamentos para colheita e processamento.

Biorrefinaria

Diversas inovações tecnológicas em biotecnologia poderão gerar uma revolução no setor de biocombustíveis e de bioprodutos, ampliando as aplicações de economia circular. Neste contexto, é oportuno ressaltar o papel das biorrefinarias, que integram processos de conversão de biomassa em biocombustíveis, insumos químicos, materiais, alimentos, rações e energia.

O desenvolvimento e a disseminação de biorrefinarias mostra-se como solução para otimizar o uso de recursos e minimizar os resíduos e fazem parte da agenda de PD&I da maioria dos países desenvolvidos e também do Brasil.

Navio Plataforma

A oferta de GNL proveniente de navios-plataforma (Floating LNG - FLNG) poderá se tornar cada vez mais frequente, complementando a produção dos terminais terrestres. Trata-se da construção de navios já adaptados para processar e liquefazer o gás natural e armazenar o GNL. Essa nova tecnologia pode permitir a produção em campos descobertos longe da costa, em campos menores, entre outros.

Small Modular Reactors (SMR)

As preocupações de segurança associadas ao alto custo de construção de grandes centrais nucleares elevaram o interesse no desenvolvimento tecnológico de uma nova geração de reatores mais seguros e de menor custo. Parte dos *Advanced nuclear reactors* classificados como sistemas de Geração IV se fundamentam em projetos menores e de menor custo que os reatores atuais - são os chamados Small Modular Reactors (SMRs) cuja potência vai até 300MW. Além de protótipos refrigerados a água, diversos modelos apresentam sistemas de refrigeração a gás, metais líquidos ou sais fundidos podendo alcançar temperaturas superiores aos reatores atuais (Arostegui, D. A. & Holt, M. 2019).

Os SMRs devem adotar o ciclo de combustível fechado e incorporar sistemas de segurança passivos já parcialmente adotados nos atuais reatores de Geração III e III+. Estes sistemas utilizam forças naturais como gravidade e diferença de pressão para acionamento dos mecanismos de resfriamento do núcleo sem necessidade de intervenção humana ou energia elétrica. Embora a maioria dos modelos ainda esteja em fase de desenvolvimento há expectativa de que reatores avançados de geração IV já estejam comercialmente disponíveis na década de 2030 (MIT, 2018).

Fusão Nuclear

A fusão nuclear é uma tecnologia com a perspectiva de oferecer uma geração elétrica de base, com emissões de GEE praticamente nulas e sem a possibilidade de acidentes com desdobramentos significativos fora da área da usina.

Embora seja uma tecnologia promissora no longo prazo, ainda requer muitos esforços de P&D ao longo das próximas décadas. Dessa forma, reatores com a tecnologia de fusão nuclear não devem estar disponíveis para contribuir para a geração de energia na primeira metade do século XXI, por conta dos desafios a serem enfrentados (IEA & NEA, 2015).

Geotermia Superficial

A geotermia superficial é o aproveitamento de energia térmica do subsolo superficial, usando o ciclo de refrigeração. Essa tecnologia é utilizada em edificações e indústrias, havendo mais de 3 milhões de plantas funcionando em 54 países do mundo e 73 GW instalados para produção de calor em 2019 (Lund, 2019). É utilizada principalmente para aquecer,

climatizar e desumidificar ambientes; aquecer água em banheiros e piscinas; e aquecer e resfriar processos industriais. Os líderes da tecnologia são a China, os Estados Unidos e a Europa.

Sua utilização reduz o consumo de energia final para produção de energia térmica, acima de 60% para aquecimento e entre 20% e 60% para resfriamento, o que pode acarretar diminuição do consumo de energia elétrica nos horários de pico.

Como externalidades locais é possível reduzir o stress hídrico, ao substituir torres de resfriamento, os efeitos da ilha de calor urbana, ao ser utilizada para climatização, aplicação em que também contribui para minimizar os impactos sonoro e visuais.

A situação internacional indica que a tecnologia já dispõe de viabilidade para alguns mercados, fundamentada nos conceitos de eficiência energética, o que pode representar uma oportunidade para o Brasil.

Transmissão de Energia Elétrica sem fio (*Wireless Transmission*)

Basicamente, há duas possibilidades para transmissão de energia elétrica sem fio, feita de um terminal transmissor para um receptor:

- Por acoplamento capacitivo ou por indução eletromagnética (similar a um transformador de potência). Os terminais transmissor e o receptor precisam estar muito próximos entre si, pois a eficiência da transmissão decai exponencialmente com a distância entre eles.
- Por radiação eletromagnética. Nesse caso, a radiação pode ocorrer por ondas de rádio/micro-ondas, em que a energia é transformada em ondas e transmitida/recebida por meio de antenas, ou por laser, em que a energia é transformada e transmitida na forma de luz, sendo convertida novamente em energia no lado receptor a partir de células fotovoltaicas.

A maior parte dos avanços está concentrada em carregamento sem fio de aparelhos elétricos a curtas distâncias ainda com perdas na transmissão consideráveis. A radiação a longa distância, baseada em radiação eletromagnética, ainda está em desenvolvimento.

Infraestrutura de Transporte de Energia

O Brasil é um país de dimensões continentais. A infraestrutura de transporte de energia, aqui definida pelo sistema de transmissão elétrica e a malha de gasodutos, é um elemento que permite a integração entre regiões e o melhor aproveitamento dos recursos energéticos do País.

A expansão considerável da produção e uso de energia não apenas em termos agregados, mas também em termos regionais, requererá uma análise espacial mais detalhada. Se, por um lado, há uma perspectiva de maior descentralização dos recursos energéticos, por outro lado, a maior inserção de fontes renováveis espalhadas pelo território nacional demandará um sistema de transmissão mais robusto e suficientemente flexível no setor elétrico e, no caso do setor de gás natural, os grandes volumes esperados de produção de gás natural no pré-sal e a possibilidade de crescentes recursos não convencionais em terra podem alavancar uma maior interiorização da malha de gás natural.

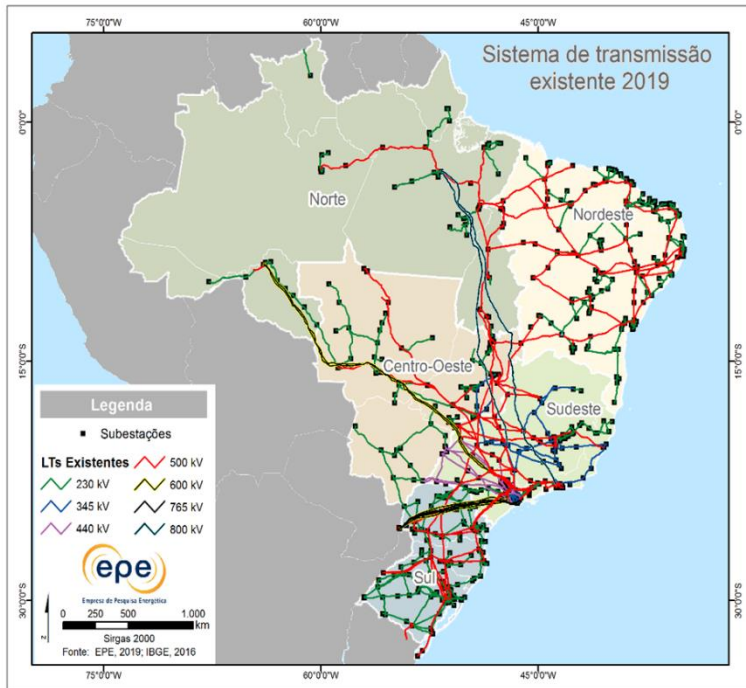
Nesse sentido, a incerteza sobre a extensão da descentralização na produção e uso de energia no horizonte do PNE 2050 é alimentada em parte pelo próprio sucesso, no caso do setor elétrico pelo menos, de um sistema de transmissão suficientemente espacializado, o que permitiria, no futuro, sistemas descentralizados a criarem arranjos de compra e venda de energia com o resto do País. Adicionalmente, a expansão de sistemas descentralizados de produção e uso de energia teria como benefício a postergação de investimentos de expansão da rede, a redução de perdas com transmissão e distribuição, além de uma possível alocação mais eficiente de recursos. Contudo, a operação, a comercialização e o planejamento do setor elétrico precisariam se adequar a um sistema elétrico mais descentralizado, de modo a tornar possível a integração com o sistema centralizado.

Além da questão da descentralização, há ainda outros desafios comuns à expansão da infraestrutura de transporte de energia como a crescente complexidade social, ambiental e fundiária nos possíveis corredores e o complexo arranjo comercial, regulatório e técnico associado com uma infraestrutura de dimensões continentais com crescente número de agentes conectados.

Por outro lado, as duas infraestruturas estão em estágios de maturidade bem distintos: enquanto o sistema de transmissão permite que praticamente todo o País esteja interligado na rede básica, a malha de gás natural está mais concentrada no litoral, a partir do Gasoduto Brasil-Bolívia. A interiorização da malha de gás natural é uma perspectiva desejada para maior inserção da fonte na matriz energética nacional.

Sistema de Transmissão

O sistema de transmissão atual é um sistema de grande porte, incluindo linhas de transmissão em corrente alternada (CA) em vários níveis de tensão e elos de corrente contínua (CC), totalizando cerca de 140.000 km ao fim de 2019 (Figura 65). Além do atendimento ao mercado consumidor, o sistema de transmissão desempenha o importante papel de interligar os submercados de energia elétrica, permitindo a equalização dos preços da energia por meio da minimização dos estrangulamentos entre eles, possibilitando um despacho otimizado do parque gerador. Significativa expansão é considerada nos próximos anos com elevação da capacidade de intercâmbio dos principais troncos de interligação do País.



Capacidade dos Principais Troncos de Interligação (MW) nos próximos anos

Interligação	2019	2023
Norte - Nordeste	5.000	7.300
Norte - SE/CO	11.000	13.400
Nordeste - SE/CO	1.000	6.000
SE/CO - Sul	8.400	13.400

Figura 65 - Sistema de Transmissão de Energia Elétrica

Um dos principais papéis da rede de transmissão é proporcionar condições adequadas de confiabilidade da operação e do suprimento elétrico, bem como suficiente flexibilidade para acomodar diferentes estratégias de implantação das novas centrais elétricas. Tais questões ficaram ainda mais desafiadoras com a maior inserção das fontes variáveis não-controláveis. Até o momento, o Brasil, em função de sua vasta malha de transmissão e do predominante parque de geração hidrelétrica, tem apresentado margem suficiente para a acomodação de novas fontes intermitentes. Mais ainda, a extensão do sistema de transmissão tem permitido que haja um balanceamento entre diferentes parques de geração, entre diferentes fontes, e em diferentes locais, aumentando a confiabilidade do sistema, via o chamado efeito portfólio.

No futuro, entretanto, com a possibilidade de integração de grandes quantidades de fontes variáveis na rede, a capacidade de transmissão de grandes blocos de energia tende a ser um elemento crítico num cenário com grande penetração eólica, pois há certa tendência de o recurso ser mais relevante em determinadas regiões e não uniformemente distribuído no País. Além disso, com grandes transferências de energia entre regiões passa a ser mais relevante ainda endereçar as questões relativas às perdas da transmissão e distribuição. Por fim, outra direção ainda não explorada consiste na eventual instalação de plantas eólicas *offshore* e as questões do ponto de vista ambiental associadas às linhas de transmissão submarinas.

Malha de Gasodutos de Transporte

Em dezembro de 2018, a malha nacional de gasodutos de transporte possuía uma extensão total de pouco mais de 9.400 km, movimentando gás natural produzido nacionalmente ou importado por meio de gasodutos internacionais de transporte ou na forma de GNL por meio de terminais de regaseificação. A Figura 66 apresenta a configuração atual, além da infraestrutura de processamento e transporte de gás natural em construção e os terminais de regaseificação de GNL previstos.

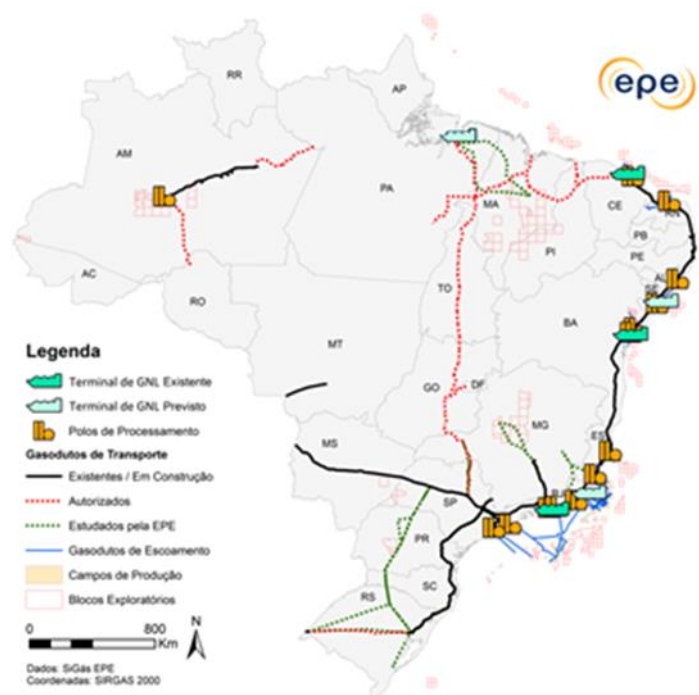


Figura 66 - Sistema de Transporte de Gás Natural

A malha nacional é composta pela malha integrada e pelos sistemas isolados. A malha integrada é formada pelas malhas do Nordeste e do Sudeste, assim como os gasodutos GASBOL e Uruguiana-Porto Alegre (trecho 3). Já os gasodutos Lateral-Cuiabá, Uruguiana-Porto Alegre (trecho 1), Urucu-Coari-Manaus (assim como o Polo de Processamento de Urucu) e do Maranhão, na Bacia do Parnaíba, são considerados sistemas isolados.

Para os próximos anos, estão em construção o Polo de Processamento de gás natural do Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (COMPERJ) e o trecho Horizonte/CE – Caucaia/CE, com 83,2 km, integrante do projeto original do Gasoduto de Transporte Serra do Mel – Pecém (GASFOR II), localizado na Região Nordeste.

Além disso, é prevista a entrada em operação de dois terminais de GNL nos próximos anos, além do terminal em Barra dos Coqueiros/SE, conectado à UTE Porto Sergipe I (com demanda máxima de aproximadamente 6 MMm³/d) em 2019: um deles em São João da Barra/RJ no Porto do Açú, conectado à UTE Novo Tempo e à UTE GNA II (com demanda máxima de aproximadamente 6 MMm³/d cada uma) em 2021, com capacidade de regaseificação de 21 MMm³/d, e outro em Barcarena/PA, conectado à UTE Novo Tempo Barcarena (com demanda máxima de aproximadamente 3 MMm³/d) e outras demandas industriais em 2022 com capacidade de regaseificação de 15 MMm³/d.

A capacidade excedente dos terminais existentes e futuros poderia ser disponibilizada à malha integrada, ao mercado não termelétrico próximo, ou a novas UTEs que venham a vencer leilões de energia, conforme estratégia dos empreendedores. Caso esses projetos decidam se conectar à malha integrada necessitarão respectivamente de investimentos em gasodutos de transporte de cerca de 20 km de extensão no Sergipe, cerca de 40 km de extensão no Porto do Açú, e cerca de 1.000 km de extensão em Barcarena.

Transmissão de Eletricidade

A expansão do sistema de transmissão visa permitir que os agentes de mercado tenham livre acesso à rede, possibilitando um ambiente propício para a competição na geração e na comercialização de energia elétrica no sistema interligado. Também é importante para proporcionar a segurança e aumento da flexibilidade operacional da rede, bem como assegurar limites adequados na interligação entre os submercados, minimizando restrições de escoamento entre eles, resultando em melhor alocação dos recursos de geração por todo o País.

Perspectivas Tecnológicas

Dentro da perspectiva de maior necessidade dos requisitos de flexibilidade e controlabilidade, têm sido cada vez mais utilizados os dispositivos FACTS (*Flexible Alternating-Current Transmission System*), que são tecnologias baseadas em eletrônica de potência desenvolvidas com o objetivo de melhorar o controle e a estabilidade do sistema, possibilitando aumentar a capacidade de transferência de energia entre determinados pontos da rede. Dentre a diversidade de dispositivos FACTS disponíveis no mercado, os mais utilizados no sistema brasileiro são os compensadores estáticos SVC (*Static Var Compensators*). Outros dispositivos baseados em eletrônica de potência são os elos de corrente contínua – HVDC (*High Voltage Direct Current*), que apresentam uma crescente aplicação no nosso sistema.

Considerando que a expansão da oferta segue com uma tendência de maior distribuição espacial, principalmente devido à contratação das fontes renováveis que naturalmente seguem os locais/regiões de maior disponibilidade de recursos, a alternativa de sistemas HVDC multiterminal torna-se uma potencialidade de aplicação no sistema de transmissão brasileiro, uma vez que a possibilidade de instalação de três ou mais conversoras compartilhando um mesmo elo de transmissão permitiria, por exemplo, coletar a geração de, ao menos, dois pontos diferentes da rede e escoar a energia produzida para um ponto de grande concentração de carga.

Outro aspecto importante a ser observado diz respeito às dificuldades socioambientais e fundiárias para a expansão do sistema de transmissão, o que torna estratégico planejar a rede considerando alternativas de troncos de transmissão com capacidades operativas cada vez mais elevadas, seja em corrente alternada ou em corrente contínua, visando uma maior eficiência do uso das faixas de servidão. Dentro desse contexto, há uma gama de alternativas tecnológicas a serem exploradas nos estudos de expansão da transmissão, sendo possível citar:

- Linhas de transmissão em Ultra Alta Tensão (UAT), com tensão nominal igual ou superior à 1.000 kV;
- Condutores termorresistentes de alta ampacidade, podendo ser utilizados para a recapacitação de linhas de transmissão existentes ou em novos circuitos;
- Linhas de transmissão com configuração estrutural projetada para elevar a potência natural (*SIL-Surge Impedance Loading*); e

Transmissão em corrente contínua com tecnologia VSC (*Voltage Sourced Converter*), que, diferentemente dos sistemas HVDC convencionais (em são do tipo LCC-*Line Commutated Converter*), é aplicável em redes mais fracas. Cabe ainda citar a perspectiva futura de aplicações híbridas para sistemas de transmissão longos, combinando as tecnologias LCC e VSC num mesmo elo de transmissão. Aliado às diferentes perspectivas tecnológicas da expansão da rede, permanece subjacente o desafio de desenvolvimento de sistemas de controle que proporcionem a adequada segurança elétrica do sistema interligado cuja operação tenderá a se tornar inerentemente mais complexa. Nesse sentido, citam-se o desenvolvimento de sistemas mais sofisticados para o monitoramento e o apoio à decisão operativa em tempo real, assim como de funções mais avançadas para a proteção do sistema elétrico.

Ainda em relação às dificuldades socioambientais e fundiárias para a expansão do sistema de transmissão, observa-se uma forte potencialidade de aplicação de linhas subterrâneas de alta capacidade, além da utilização de subestações compactas isoladas a gás (GIS – *Gas Insulated Substation*), principalmente nos casos de regiões metropolitanas ou de grandes capitais. Um outro aspecto importante a ser observado quanto à potencialidade de maior utilização de soluções de transmissão com a aplicação de linhas subterrâneas refere-se à maior confiabilidade intrínseca a esse tipo de solução, que, naturalmente, apresenta menor grau de exposição a eventos de mudanças ou adversidades climáticas, se comparado

às linhas de transmissão aéreas. Embora a tecnologia de cabos isolados já venha sendo empregada há décadas em sistemas de grande porte, é notável a sua evolução tecnológica ao longo dos anos, principalmente no que diz respeito aos materiais isolantes. Essa evolução tecnológica, além de reduzir custos de instalação, operação e manutenção, propiciam melhorias quanto ao desempenho da linha de transmissão, agregando uma confiabilidade ainda maior. Não obstante a essa tendência de maior utilização dos cabos isolados, há que se destacar que ainda existe uma diferença significativa entre os custos de instalação de uma linha de transmissão subterrânea e os de uma linha de transmissão aérea de capacidade equivalente, chegando a valores de 7 a 10 vezes superiores. Dessa forma, sob os aspectos econômicos, as linhas de transmissão aéreas tendem a se manter bastante competitivas, ainda com ampla utilização, principalmente em regiões de menor complexidade socioambiental e fundiária, ainda que considerando custos adicionais associados a melhorias de projeto para maior desempenho e suportabilidade a eventos climáticos adversos.

Referente ao acesso das fontes ao sistema de transmissão, chama-se a atenção para o impacto tecnológico que a exploração do significativo potencial eólico *offshore* da costa brasileira poderá acarretar. Por um lado, deve-se ponderar que os mercados *offshore* ainda se encontram em pleno desenvolvimento no mundo, tornando, assim, as estimativas de redução de custos dessa tecnologia bastante incertas. No entanto, espera-se que, a partir de determinado momento, surgirão oportunidades para o emprego de tecnologias de transmissão mais específicas, considerando subestações *offshore* e cabos submarinos.

Cabe destacar que, de uma forma geral, a decisão pela inserção de uma nova tecnologia no sistema de transmissão deve sempre considerar o grau de maturidade do seu desempenho técnico no mercado mundial, verificando também questões relacionadas aos custos envolvidos, dado que essas informações não constam do Banco de Preços de Referência da Aneel, sendo, portanto, necessária a obtenção dessas informações a partir de consultas formais junto aos fabricantes, além de verificar a hipótese de existência de algum monopólio de mercado, o que inviabilizaria, nesse caso, toda a competitividade do processo licitatório.

Por fim, os itens a seguir buscam sintetizar as principais perspectivas tecnológicas para a transmissão de eletricidade no Brasil nos próximos anos.

1. *Sistema de transmissão por cabos isolados*: desenvolvimento de novas tecnologias para a aplicação em cabos e acessórios de sistemas subterrâneos ou submarinos.
2. *Sistemas flexíveis de transmissão em corrente alternativa (FACTS)*: desenvolvimento de novas funções de controle para os equipamentos FACTS e interação com outros equipamentos de controle de grandezas elétricas.
3. *Supercondutores*: desenvolvimento de equipamentos com o emprego da tecnologia de supercondutores, como, por exemplo: limitadores de corrente de curto-circuito, cabos e aerogeradores.
4. *Estruturas, condutores e isoladores*: desenvolvimento de novos tipos de estruturas, condutores e isoladores, considerando a aplicação de novas tecnologias e mitigações do impacto ambiental.
5. *Equipamentos de alta tensão e subestações*: desenvolvimento de materiais, arranjos físicos e montagens mais avançados para a aplicação em equipamentos de alta tensão, bem como de soluções inovadoras voltadas à compactação dos arranjos físicos de subestações.
6. *Operação e manutenção dos sistemas de transmissão*: desenvolvimento de sistemas mais sofisticados para o apoio à decisão operativa em tempo real, bem como de sistemas de detecção prévia de falhas e de operação remota
7. *Proteção, automação e controle do sistema de transmissão*: desenvolvimento de funções mais avançadas para a proteção do sistema elétrico.
8. *REI (Redes Elétricas Inteligentes)*: desenvolvimento de sensoriamento e monitoramento avançado em funções de transmissão.

Uso de torres construídas em estruturas politubulares, mísulas isoladas ou construídas com materiais mais resistentes e leves.

Desafios Principais:**1. Envelhecimento do sistema de transmissão**

Um grande desafio nas próximas décadas será a substituição da infraestrutura do sistema elétrico à medida que ela for envelhecendo e seus ativos tiverem vida útil técnica e regulatória superadas. Para tanto serão necessários significativos investimentos, sendo necessário um planejamento do processo de substituição proporcionado por uma adequada gestão de ativos aliada a um correspondente instrumento regulatório. Além disso, para alguns equipamentos, o envelhecimento do sistema é potencializado pela inserção massiva de fontes renováveis variáveis na rede, o que implica ciclos de carregamento e operação distintos e mais severos quando comparados aos tradicionalmente considerados no dimensionamento e projeto originais dos equipamentos.

2. Elevada complexidade socioambiental e fundiária para a expansão do sistema

A elevada complexidade socioambiental e fundiária associada à expansão do sistema é bastante significativa em projetos de transmissão em regiões urbanas, na exploração do potencial hidrelétrico e na integração energética com países da América do Sul. Em regiões metropolitanas e cidades de porte médio a implantação de novos projetos de transmissão tem se tornado cada vez mais complexa do ponto de vista socioambiental e fundiário. Essa condição, que deverá se agravar no futuro, contribui para o risco de atrasos em relação à data de sua efetiva necessidade, implicando problemas elétricos que podem variar dependendo do propósito das instalações. Já no caso de aproveitamento do potencial da Região Amazônica, embora longas linhas de transmissão associadas sejam necessárias, não há, sob o aspecto técnico, entrave significativo para a implantação de novas UHEs. Por outro lado, a sua alta complexidade socioambiental pode, em última instância, acarretar descompassos indesejáveis entre geração e transmissão. Por fim, o aproveitamento dos excedentes energéticos de outros países da América do Sul pode requerer a implantação de linhas de transmissão que também podem envolver questões socioambientais e fundiárias complexas. Outra questão associada à maior complexidade ambiental está ligada aos efeitos decorrentes de mudanças climáticas já que elas podem alterar a amplitude das temperaturas regionais, os níveis de radiação solar, a intensidade dos ventos, a densidade do ar, a intensidade e frequência das chuvas e das descargas atmosféricas, entre outros. Alguns desses efeitos podem atenuar a capacidade de carregamento dos cabos condutores das linhas, gerando a necessidade de obras adicionais no sistema.

3. Crescimento da participação de fontes variáveis não controláveis e de novas tecnologias na matriz elétrica

O crescimento significativo das fontes variáveis não controláveis resultará na necessidade de antecipação do planejamento da transmissão em virtude dos seus prazos de instalação serem superiores aos praticados na geração. Por outro lado, com avanços tecnológicos em redes elétricas inteligentes (REI), geração distribuída (GD) e armazenamento de energia, espera-se que o sistema elétrico ganhe flexibilidade, torne-se mais dinâmico aos requisitos operativos instantâneos, e acomode variações de geração, principalmente por conta das fontes fotovoltaica e eólica, atuando inclusive como elemento facilitador da penetração desses recursos renováveis variáveis no sistema, para os quais, além da variabilidade, a incerteza quanto à previsibilidade será um elemento relevante a ser avaliado. Naturalmente, a incorporação das diferentes formas ou tecnologias de armazenamento trará uma nova dinâmica à operação do sistema elétrico, o que faz dessa questão um aspecto importante a ser considerado.

Recomendações:**1. Introduzir mecanismos que favoreçam a adequada gestão de ativos pelas empresas transmissoras**

Em relação ao envelhecimento do sistema de transmissão, deve-se introduzir mecanismos regulatórios que propiciem uma gestão mais racional dos ativos pelas empresas transmissoras, incentivando-se o uso mais efetivo do período de vida útil física de cada instalação, preservando-se o equilíbrio entre: i) manutenção de ativos cuja vida útil regulatória está superada, visando a modicidade tarifária; e ii) limitação de riscos associadas à confiabilidade e operação decorrentes da primeira decisão. Essa ação é importante para assegurar uma melhor distribuição temporal dos investimentos necessários no sistema, permitindo que as transmissoras tenham mais condições de implantar as obras associadas, além da preservação da qualidade e confiabilidade da operação da rede.

2. *Considerar a possibilidade de revitalização ou substituição de equipamentos como alternativa de expansão.*
Em relação ao envelhecimento do sistema de transmissão, caberá ao planejador avaliar, caso a caso, a oportunidade de se implantar instalações completamente novas e mais modernas, a serem objeto de novas concessões, em vez de substituir os equipamentos existentes ao final de sua vida útil. Um dos principais fatores envolvidos nessa decisão está relacionada com a capacidade e as condições de financiamento voltadas para a substituição dos equipamentos com vida útil ultrapassada.
3. *Aumentar a capacidade de transporte do sistema existente.*
Uma ação que já vem sendo efetuada e deve ser intensificada no futuro é a diminuição da impedância característica de surto das linhas AC para aumento da sua capacidade de transmissão. Isso pode ser obtido eventualmente empregando-se materiais de condutividade mais elevada, ou por uma das seguintes ações: substituição por condutores de maior bitola ou por múltiplos condutores; aumento do espaçamento entre os condutores de um “bundle”; aumento do número de condutores por fase; aumento do espaçamento entre fases; aumento da distância entre fases e terra. Outra possibilidade, ainda pouco discutida no Brasil, mas bastante estudada em países com maiores complexidades socioambientais e fundiárias, consiste na conversão de linhas de corrente alternada em linhas de corrente contínua que, normalmente, apresentam maior capacidade de transmissão por conseguirem operar em pontos mais próximos do limite térmico dos cabos condutores.
4. *Desenvolver um ambiente mais favorável para a prestação dos serviços de transmissão*
Outra ação a ser endereçada é o estabelecimento de um ambiente regulatório mais favorável para a prestação dos serviços de transmissão, particularmente os serviços ancilares. Essa ação tem o potencial de propiciar o desenvolvimento de novas tecnologias capazes, em último caso, de evitar a necessidade de expansão do sistema de transmissão. Nesse contexto, destacam-se, dentre outros, os sistemas de armazenamento de energia que, quando prestados pelo lado da demanda, podem resultar no remanejamento temporal da carga do sistema, reduzindo o máximo montante de energia que é exigido do sistema elétrico centralizado.
5. *Incentivar o acesso compartilhado das fontes ao sistema de transmissão.*
Um aspecto importante a ser incentivado diz respeito ao acesso das fontes ao sistema de transmissão. É preciso que se avalie a criação de regras que estimulem o acesso dos agentes à rede elétrica de forma compartilhada no sentido de evitar a implantação individual de linhas de transmissão que, face às crescentes dificuldades socioambientais e fundiárias, pode comprometer a própria expansão sistêmica necessária para o escoamento da energia produzida. Os benefícios esperados por esta ação são ainda mais acentuados em se tratando de fontes com características complementares de despacho, como as fontes eólica e solar.
6. *Realizar estudos prospectivos de expansão da rede de transmissão contemplando soluções que privilegiem maior capacidade de transporte por corredor.*
O planejamento deve seguir com a elaboração dos chamados estudos prospectivos de expansão da transmissão, que objetivam propiciar margem de escoamento no sistema elétrico para novos projetos de geração, aumentando a competitividade e a atratividade dos leilões de energia, além de minimizar possíveis efeitos de descompasso entre os empreendimentos de geração e transmissão. Esse tipo de estudo de expansão se inicia por uma ampla análise dos potenciais de geração cadastrados em leilões de energia nova, levantando informações como a localização de projetos e a sua potência instalada. Por meio do tratamento desses dados é possível identificar agrupamentos de projetos de uma mesma região, definir o seu potencial de geração, bem como mapear tendências de expansão, levando em conta a perspectiva de troncos de transmissão com capacidades operativas cada vez mais elevadas, seja em corrente alternada ou em corrente contínua, de particular interessa para possível aproveitamento do potencial hidrelétrico da Região Amazônica. Historicamente, a elevação da classe de tensão dos circuitos tem se mostrado uma solução bastante efetiva para alcançar esse objetivo. Em contrapartida, há que se ponderar a segurança elétrica do sistema face à maior probabilidade do maior impacto causado pela perda intempestiva dos elos transmissores de maior capacidade de transporte.
7. *Desenvolver instrumentos que facilitem as condições de implantação das novas instalações de transmissão*
Diante da crescente complexidade socioambiental e fundiária, cabe avaliar a oportunidade de criação de instrumentos legais que substituam o direito de preferência de uso do solo para os projetos de transmissão recomendados. Em uma dimensão mais ampla, deve-se desenvolver melhor o conceito de “corredores de

infraestrutura”, que correspondem a corredores de serviços públicos, planejados de forma integrada, e envolvendo a passagem de linhas de transmissão e distribuição, tubulações de água, esgoto e água pluviais, de gás, oleodutos e gasodutos, de fibra ótica e/ou televisão a cabo, e cabos de telefone.

8. *Aprimorar o processo de planejamento integrado dos sistemas de geração e de transmissão.*

No tocante ao processo de elaboração dos estudos que subsidiam a definição das expansões dos sistemas de geração e transmissão, torna-se fundamental a aplicação de ferramentas apropriadas de simulação que permitam a representação detalhada da rede de transmissão e das novas tecnologias nos estudos de expansão da geração, com consideração de uma crescente variedade de cenários operativos, além de utilizar uma granularidade temporal horária nas simulações. Com essas e outras medidas, espera-se aprimorar o conhecimento sobre as potenciais necessidades do sistema, com estudos prospectivos da rede elétrica, otimizando a expansão integrada dos empreendimentos de geração e de transmissão.

9. *Introduzir mecanismos de sinalização locacional mais eficientes e eficazes.*

Uma ação importante a ser efetuada consiste na introdução de mecanismos de sinalização locacional mais eficazes e eficientes, capazes de permitir uma melhor coordenação da expansão dos sistemas de transmissão e geração elétrica. Nesse sentido, cabe identificar mecanismos locais alternativos e avaliar os efeitos da sua eventual adoção, com atenção à formação de preços no mercado de energia, à alocação de riscos e aos ajustes regulatórios necessários para sua implantação.

10. *Promover ações para integrar o sistema de transmissão com as redes de distribuição.*

O planejamento do sistema de distribuição precisará ser avaliado sob outra ótica, com estreita integração com a rede de alta tensão, contemplando a inversão da direção dos fluxos durante alguns períodos, ou seja, da rede de baixa/média tensão, na qual haverá geração distribuída, em direção às subestações de fronteira. Ademais, colaboração cada vez mais estreita entre as atividades de planejamento e de operação da rede de transmissão e de distribuição se antevê como necessária.

Mapa do Caminho – Sistema de Transmissão de Eletricidade

Desafios	2020 - 2030	2030 - 2040	2040 - 2050
Envelhecimento do sistema de transmissão	Introduzir mecanismos que favoreçam a adequada gestão de ativos pelas empresas transmissoras		
	Considerar a possibilidade de revitalização ou substituição de equipamentos como alternativa de expansão		
Elevada complexidade socioambiental e fundiária para a expansão do sistema	Aumentar a capacidade de transporte do sistema de transmissão existente.		
	Desenvolver um ambiente mais favorável para a prestação de serviços de transmissão		
	Incentivar o acesso compartilhado das fontes ao sistema de transmissão		
	Realizar estudos prospectivos de expansão da rede de transmissão contemplando soluções que privilegiem maior capacidade de transporte por corredor		
	Desenvolver instrumentos legais que assegurem as condições de implantação das novas instalações de transmissão		
Crescimento da participação de fontes variáveis não controláveis e novas tecnologias na matriz elétrica	Aprimorar o processo de planejamento integrado dos sistemas de geração e de transmissão		
	Promover ações para integrar o sistema de transmissão com as redes de distribuição		
	Introduzir mecanismos de sinalização locacional mais eficientes e eficazes		
	Promover ações para otimizar o aproveitamento do sistema de transmissão existente		

Malha de Gasodutos

Atualmente, a infraestrutura de gasodutos de transporte do Brasil ainda é modesta quando comparada a outros países. No entanto, com a perspectiva de crescimento relevante da produção de gás natural, associado em grande parte às descobertas do pré-sal, e do mercado consumidor, principalmente como resultado do programa “Novo Mercado de Gás”, abre-se a oportunidade de ampliação significativa da malha de gasodutos com abrangência nacional.

Conforme disposto na Lei nº 11.909/2009 (Artigo 1º, §2º), a exploração das atividades relativas ao transporte de gás natural decorrentes das autorizações e concessões correrá por conta e risco do empreendedor, não se constituindo, em qualquer hipótese, prestação de serviço público.

Por conta dos altos volumes financeiros, prazos extensos de construção e inúmeras incertezas envolvidas na expansão de gasodutos, o planejamento visa a contribuir para ancorar as expectativas e motivar as decisões de investimento dos agentes por meio de estudos indicativos, os quais têm como objetivo:

- reduzir a assimetria de informação sobre potenciais de demanda e de oferta, avaliações de condicionantes socioambientais e propostas de traçados, e
- coordenar as expectativas e interesses entre os agentes da indústria de gás natural, visando à promoção de investimentos em gasodutos de transporte no Brasil.

Foi demonstrado que a mistura de hidrogênio nas redes de dutos de gás natural em porcentagens e com pressões limitadas para fins de transporte e armazenamento é possível e útil e representa uma forma melhor de utilizar dutos de gás natural e de utilizar volumes importantes de hidrogênio com fins energéticos, com benefícios ambientais e de eficiência energética aos usos a que se destina.

Ressalte-se adicionalmente que a estocagem de gás natural constitui um elemento estratégico para a expansão e consolidação da infraestrutura de transporte, conforme atesta a experiência internacional, e, no Brasil, pode ser o elo para o desenvolvimento futuro da Indústria de Gás Natural.

Políticas em Vigor para a Expansão da Malha de Gasodutos

1. Lei 11.909/2009 – Lei do Gás: dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural por meio de condutos, além do tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural. Introduce o regime de concessão.
2. Decreto 7.382/2010 – Alterado pelo Decreto 9.616/2018, regulamenta a lei 11.909/2009 em relação à exploração, à concessão e à autorização da atividade de transporte de gás natural, acesso de terceiros, cessão de capacidade, dos sistemas de transporte de gás natural, da importação e exportação, além da estocagem e do acondicionamento de gás natural. Trata ainda da distribuição e comercialização do gás natural.
3. Resolução n. 16/2019: estabelece as diretrizes e os aperfeiçoamentos de políticas energéticas voltadas à promoção da livre concorrência no mercado de gás natural.

Desafios Principais

1. *Barreiras à entrada de novos agentes*

A redução de participação da Petrobras na cadeia de gás acentuou a necessidade de um novo desenho do mercado de gás natural para desenvolvimento de um ambiente propício aos investimentos, com competição e múltiplos agentes. Um dos aspectos fundamentais à entrada de novos agentes está ligada à predominância da Petrobras em todos os elos da cadeia do gás natural. Nesse sentido, a implementação de medidas que restrinjam a concentração de mercado e promovam a competição na oferta do gás natural, tais como o *gas release*, o estabelecimento de regras de acesso às infraestruturas essenciais (dutos de escoamento ou UPGNs) e a limitação de *self-dealing*, podem incentivar a entrada de novos agentes. A viabilização de mercados de curto prazo e secundário de gás natural (molécula e capacidade) também poderia ajudar no aumento do número de compradores e vendedores, com aumento de liquidez e número de negócios, reduzindo o risco de descumprimento de contratos.

2. *Definição de regras de acesso às infraestruturas essenciais*

Um dos fatores fundamentais para o desenvolvimento de uma malha de gasodutos de transporte ampla e densa é o aporte de oferta potencial em diferentes pontos do sistema com base em origens distintas (quer produção em de Bacias diferentes, quer via importação por gasodutos ou terminais de regaseificação de GNL). A inexistência de compartilhamento de infraestruturas a jusante da malha de gasodutos de transporte limita tanto à entrada de novos agentes como a competição entre os agentes atuais.

3. *Complexidade de interação em mercado com maior quantidade de agentes*

O volume de alterações no arcabouço atual traz desafios em relação à implantação do novo modelo e as dificuldades associadas à transição, mas é essencial para maior eficiência das transações no novo mercado de gás. É necessário assegurar que o mercado funcione com eficiência, permitindo que compradores e vendedores possam realizar suas interações de forma isonômica, não discriminatória, com regras estáveis e bem estabelecidas.

4. *Adequação dos processos de outorga de transporte ao novo mercado de gás natural*

A outorga de um gasoduto de transporte sob o regime de concessão segue um processo com etapas diversas (proposição pelo MME, chamada pública, licitação) que demandam um tempo de implementação significativo com necessidade de aprovação por órgãos de controle, o que pode inviabilizar os investimentos em expansão da capacidade. A análise de custo e benefício de cada regime deve ser realizada em particular em termos de prazo e transparência do processo.

5. *Integração energética com países da América do Sul*

Esta possibilidade depende da disponibilidade de excedentes a preços competitivos do gás natural proveniente dos países da América do Sul. Se concretizada, a interligação energética permitiria usufruir de vantagens logísticas nas regiões de fronteira, obter uma maior diversificação no suprimento de gás natural e proporcionar maior segurança energética ao País, além de fortalecer os laços de desenvolvimento e investimento no continente, em uma relação benéfica aos países participantes dos acordos comerciais.

6. *Elevada assimetria de informação e disparidade de expectativas*

Em geral, os setores de infraestrutura contam com elevada assimetria de informação entre os agentes. No caso do setor de energia, não é diferente. Como resultado, há uma disparidade de expectativas dos agentes em relação à evolução do setor, o que pode fazer com que as decisões estratégicas tomadas não estejam sempre baseadas na melhor informação disponível a cada momento, caso os agentes não tenham acesso a esta informação de forma pública e organizada.

Recomendações:

1. *Implementar o processo de abertura de mercado com indução à competição*

Com os desinvestimentos da Petrobras no setor de gás natural, é necessário implementar o processo de abertura de mercado promovendo a separação efetiva entre as redes e as atividades de produção e comercialização. Também deve-se avaliar a possibilidade de redução de limites para os consumidores livres, com avaliação contínua dos resultados da implantação das medidas legais e infralegais sobre a competição nos diversos segmentos do setor de

gás natural. É importante ressaltar que o processo de transição em outros países levou mais de 10 anos para o pleno funcionamento do mercado em bases competitivas, com diversidade de agentes, liquidez e transparência.

2. *Promover o acesso de terceiros garantido o direito de preferência do proprietário*

A promoção do acesso de terceiros, garantido o direito de preferência do proprietário, é fundamental para ampliar a oferta potencial em diferentes pontos do sistema com base em origens distintas. No novo modelo, o acesso aos gasodutos de escoamento, às UPGNs e aos terminais de GNL será negociado e não discriminatório, garantida a prioridade de acesso do proprietário. Também serão estabelecidos mecanismos para aprimorar a transparência e a publicização das informações de capacidade ociosa, características técnicas e condições de acesso a cada instalação.

3. *Aperfeiçoar os mecanismos e ajustes no arcabouço regulatório para permitir interação eficiente entre compradores e vendedores.*

O Decreto 9.616/2018 permitiu a formação de Sistemas de Transporte de Gás Natural (STGN), com a contratação de capacidade na modalidade de entradas e saídas. Será necessário criar as áreas de mercado de capacidade e os pontos virtuais de negociação, além de estabelecer mecanismos compulsórios de cessão de capacidade e contratação de capacidade por meio de plataforma eletrônica. No novo modelo, os transportadores existentes deverão se submeter a processo de certificação de independência regulado pela ANP. Além disso, será necessário estabelecer um código de redes para o gás natural, com critérios técnicos para interconexões e regras de relacionamento entre os agentes no STGN. O volume de alterações no arcabouço atual traz desafios em relação à implantação do novo modelo e as dificuldades associadas à transição, mas é essencial para maior eficiência das transações no novo mercado de gás.

4. *Articular com outros ministérios atuação com vistas à integração energética com países da América do Sul*

As autoridades do setor energético brasileiro devem coordenar suas atividades com autoridades ligadas a outros ministérios com vistas à integração energética, buscando maior envolvimento diplomático dos países para alinhar objetivos nacionais, por exemplo por meio de diálogos bilaterais, multilaterais ou mecanismos de cooperação que possam conferir a adequada segurança jurídica para resolução de conflitos. Isso serve para alinhar esforços de desenvolvimento e cooperação técnica, expandir redes de contato para além dos governos, envolvendo também agentes do setor privado e outros organismos importantes no setor, além de estimular interesse na análise de opções de política pública.

5. *Reduzir assimetria de informação e coordenar expectativas de longo prazo dos agentes*

Em particular, a redução de assimetria informacional sobre potenciais de produção, capacidade de processamento, condicionantes socioambientais, entre outros, contribui para a identificação e coordenação de expectativas de agentes da indústria de gás natural em relação às oportunidades de investimento no setor. Nesse sentido, a divulgação de estudos relativos ao planejamento indicativo, considerando os planos de investimentos dos transportadores, o planejamento energético do País, bem como informações de mercado, auxilia na redução da assimetria de informação entre agentes e favorece a coordenação de expectativas em um setor com altos volumes de investimento de longo prazo.

Mapa do Caminho - Malha de Gasodutos

Desafios	2020 - 2030	2030 - 2040	2040 - 2050
<i>Barreiras à entrada de novos agentes</i>	<i>Implementar processo de abertura de mercado com indução à competição</i>		
<i>Definição de regras de acesso a infraestruturas essenciais</i>	<i>Promover o acesso de terceiros garantido o direito de preferência do proprietário</i>		
<i>Complexidade de interação entre agentes em um mercado com maior quantidade de agentes</i>	<i>Aperfeiçoar os mecanismos e ajustes no arcabouço regulatório para permitir interação eficiente entre compradores e vendedores</i>		
<i>Integração energética com países da América do Sul</i>	<i>Articular com outros ministérios atuação com vistas à integração energética com países da América do Sul</i>		
<i>Elevada assimetria de informação e disparidade de expectativas</i>	<i>Reduzir assimetria de informação e coordenar expectativas de longo prazo dos agentes</i>		

Segmentos de Consumo

Nesta seção, são discutidas as perspectivas da expansão do uso de energia no longo prazo com enfoque em 3 segmentos de consumo: transportes, indústria e edificações. Estes segmentos representam mais de 80% do consumo final de energia e devem permanecer preponderantes no horizonte do estudo.

Transportes

Atualmente o setor de transportes corresponde a 1/3 do consumo final de energia no Brasil. Além de sua relevância no consumo energético e dos diversos impactos ambientais associados, o setor de transportes tem ampla relevância e abrangência econômica e social, englobando aspectos como a mobilidade de pessoas, o escoamento da produção agrícola, a logística de exploração do pré-sal, o abastecimento de insumos para indústria, etc.

Historicamente, o transporte de carga e passageiros no Brasil tem sido primordialmente realizado pelo modo rodoviário, resultado de um modelo baseado no veículo individual (no caso de passageiros) e no caminhão (no caso de cargas). Como resultado, a evolução do consumo de energia no setor de transportes está fundamentalmente relacionada com as perspectivas de alteração da estrutura modal do transporte de cargas, os padrões da mobilidade urbana e a velocidade do processo de eletrificação da frota.

No transporte de cargas, as políticas setoriais têm sido direcionadas ultimamente ao uso mais eficiente do sistema logístico, aplicando novos conceitos e tecnologias na busca de maior equilíbrio dos modos de transporte com melhor alocação dos recursos. Este equilíbrio, associado a ganhos de eficiência energética dos equipamentos, deve se traduzir em ganhos sistêmicos, proporcionando a diminuição de custos, os ganhos de produtividade, a redução das emissões de gases de efeito estufa e a maior acessibilidade aos bens. De forma geral, o País necessita investir relativamente mais na infraestrutura logística destinada aos serviços ferroviários, hidroviários e de cabotagem, além de aumentar a produtividade dos ativos existentes.

O crescimento populacional das cidades e da renda per capita traz desafios relacionados à movimentação de pessoas que demandam por mais acesso a serviços e produtos, repercutindo diretamente nos serviços de transporte, com efeitos sobre aumento da frota de veículos, maior congestionamento, acidentes de trânsito, poluições sonora e atmosférica e maior consumo de combustíveis. No Brasil, assim como em outros países emergentes, há o desafio de se evitar o aumento da mobilidade de passageiros demasiadamente centrada no uso do automóvel. A Política Nacional de Mobilidade Urbana (PNMU), ao visar a integração dos diferentes modos de transportes e melhoria de mobilidade de pessoas e cargas nos municípios brasileiros, evidencia a complexidade em atenuar as externalidades negativas associadas ao uso intensivo do automóvel sobre a qualidade de vida das pessoas nas cidades.

Novas tecnologias que modifiquem o atual sistema de propulsão dos veículos representam transformações industriais e econômicas paradigmáticas no setor de transportes. Em particular, o ritmo de entrada das novas rotas tecnológicas veiculares são incertezas críticas que impactam diversas cadeias energéticas e industriais. De fato, a propulsão elétrica em veículos requer alterações significativas em cadeias industriais, nichos de mercado, estratégias corporativas e mudanças legislativas e comportamentais que variam por país. A eletromobilidade será um inequívoco agente de mudança e os desafios para sua implementação compreendem: identificação de nichos de mercado prioritários para sua promoção, a identificação de oportunidades e barreiras da cadeia industrial, incluindo o fornecimento de matérias-primas e insumos, a avaliação de impactos da eletrificação veicular na rede elétrica, disseminação de infraestrutura de postos de recarga, aspectos mercadológicos e regulatórios relacionados ao descarte, reuso e reciclagem de baterias elétricas, aspectos econômicos e culturais associados à posse de veículos pelos cidadãos e as condições do mercado automobilístico brasileiro frente ao mercado mundial.

Apesar de sua importância para a perspectiva do setor de transportes, não é possível definir precisamente quando a transformação ocorrerá. De todo modo, sugere-se o estabelecimento, junto às demais autoridades com poder de decisão sobre o tema, de *roadmap* realista para adoção da eletromobilidade com base no princípio de políticas “sem arrependimentos” (*no regret policies*), monitorando e revisando regularmente as condições de mercado e inovações tecnológicas. Nesse sentido, o foco em soluções sinérgicas, tais como a priorização do transporte de massa (BRT/VLT/metrô), e no transporte individual aos veículos híbridos *flex*, com soluções mais voltadas a nichos específicos a outras tecnologias como veículos elétricos (no caso de frotas cativas e comerciais em centros urbanos com alta emissão de poluentes locais) em um primeiro momento e, em prazo mais longo, a veículos elétricos com pilha a combustível com base biocombustíveis e gás (gás natural e biometano), evitaria a destruição de tributação e soluções difíceis de serem

sustentadas e/ou disseminadas, além de evitar políticas que promovam trancamento tecnológico (“lock-in”), promovendo a competição entre as rotas tecnológicas.

Merecem atenção os efeitos da digitalização sobre a mobilidade, dado que a gestão do ambiente virtual já disponível pode reduzir os congestionamentos diários decorrentes do movimento pendular, reduzindo a demanda por combustíveis. Esse novo contexto de relação laboral tende a estimular a busca das famílias por imóveis maiores e mais distantes dos grandes centros, reforçando o conceito de descentralização, o qual tende a aumentar o consumo de combustíveis para abastecimento. As viagens a negócios também tendem a ser substituídas pelas videoconferências.

Políticas em Vigor

Dentre as políticas de transporte em vigor com impacto na perspectiva de evolução do consumo de energia do setor de transportes, destacam-se:

1. Plano Setorial de Transporte e de Mobilidade Urbana para Mitigação e Adaptação à Mudança do Clima (PSTM): A elaboração do PSTM foi determinada por meio do Decreto nº 7.390, de 9 de dezembro de 2010, que regulamenta a Política Nacional sobre Mudança do Clima e é parte integrante da estratégia brasileira de mitigação e adaptação à mudança do clima. O Plano Setorial tem como objeto os sistemas modais de transporte interestadual de cargas e passageiros e transporte público urbano e deverá ser submetido a revisões em períodos regulares não superiores a dois anos.
2. Política Nacional de Mobilidade Urbana (PNMU) - Lei 12.587/2012: promove prioridade aos meios de transporte não motorizados e ao transporte público coletivo, além da integração entre os modos e serviços de transporte urbano. A Lei também impõe que municípios com população acima de 20 mil habitantes desenvolvam seus planos de mobilidade urbana. O Plano de Mobilidade Urbana deve colocar em prática os princípios, objetivos e diretrizes da Política Nacional da Mobilidade Urbana (PNMU). Essa política deve integrar o planejamento urbano, de transporte e de trânsito e observar os princípios de inclusão social e espacial e da sustentabilidade ambiental.
3. O Plano Nacional de Logística Integrada (PNLI): é um plano de longo prazo elaborado pela Empresa de Planejamento e Logística (EPL), empresa estatal criada pela Lei 12.743, de 19 de dezembro de 2012, com a finalidade de estruturar e qualificar, por meio de estudos e pesquisas, o processo de planejamento integrado de logística no país, interligando rodovias, ferrovias, portos, aeroportos e hidrovias. O PNLI tem como objetivo elaborar o planejamento estratégico para otimizar a movimentação de cargas com o uso dos diferentes modos de transporte, utilizando as ferrovias, a cabotagem e as hidrovias interiores como sistemas de alta capacidade, integrados a malha rodoviária regional de forma sinérgica e harmônica.

Além destas, o seguinte conjunto de políticas, programas, iniciativas e ações relaciona os diversos temas do setor de transportes: Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio), Plano Nacional de Eficiência (PNEf), Programa Rota 2030 de Mobilidade e Logística, Programa de Controle de Poluição do Ar por Veículos Automotores (PROCONVE), projeto Eficiência Energética na Mobilidade Urbana, Programa Mobilidade Elétrica e Propulsão Eficiente (PROMOB-e), Programa Brasileiro de Etiquetagem Veicular (PBEV), Programa Nacional da Racionalização do Uso dos Derivados do Petróleo e do Gás Natural (CONPET).

Perspectivas Tecnológicas

No processo de transição energética, diversas alternativas tecnológicas em melhorias de eficiência energética, uso de fontes alternativas ou mesmo substituição à motorização à combustão interna serão observadas. Todas as opções representam vias para substituição dos motores a combustão interna e mitigação dos efeitos no âmbito das mudanças climáticas. Entretanto, no Brasil, a promoção de medidas de eficiência, com a continuidade de programas como o PROCONVE e PBVE e a busca por uma matriz de transporte mais equilibrada também contribuem para o atingimento destes objetivos.

Para o período analisado, embora o transporte de carga e passageiros em veículos pesados seja feito majoritariamente pelo modo rodoviário, em detrimento dos modos ferroviário e hidroviário e haja grande participação do transporte

individual, existem perspectivas de avanços no uso dos VLTs, metrô e outros modos de transporte não motorizados nas grandes cidades, contribuindo para ganhos sistêmicos de eficiência energética na matriz de transporte brasileira.

Para as demais opções, segue uma lista das tecnologias consideradas no horizonte do PNE 2050:

1. *Veículos Flexfuel:*

Em um contexto de transição energética, os veículos a combustão interna serão substituídos, de modo mais acelerado ou mais lento, por veículos elétricos. Entretanto, entende-se que esta substituição será realizada globalmente após avanços significativos na tecnologia do motor a combustão. Na próxima década, montadoras ainda buscarão o máximo de eficiência desses veículos, seja por meio da redução de peso, por melhorias na injeção direta, uso dos gases de combustão (turbo), arquitetura de motores, tecnologia eletroeletrônica embarcada ou aperfeiçoamentos aerodinâmicos, na transmissão, em pneus, etc., de veículos. Neste contexto, no Brasil, também se desenvolverão veículos flexfuel, a partir da experiência nacional com o uso do etanol e da gasolina automotiva.

2. *Gás Natural Liquefeito (GNL), Gás Natural Veicular (GNV) e Biometano:*

Cada tecnologia/combustível será implementada a partir de diversas condicionantes no Brasil, com espectro de penetração variado, a depender da existência e do valor da tecnologia disponível, modelos de negócio, disponibilidade de combustível, sua estrutura de custos, margens e tributos, além do preço da fonte a ter o mercado contestado. No mundo, o uso de GNL em veículos, em especial para caminhões pesados e embarcações, tendem a ampliar sua participação na próxima década. Ainda que o aumento de escala permita uma redução do preço do veículo nos próximos anos, a disponibilidade do GNL, essencialmente através do amplo estabelecimento de infraestrutura de produção, importação e abastecimento deste combustível, serão desafios para maior uso no País. A ampliação do uso do GNV em veículos pesados e leves de forma dedicada ou com outros combustíveis (exemplo, diesel-GNV) está associada a tecnologias bastante estudadas, já com relevante grau de maturidade tecnológica e se dará basicamente a partir das condições de mercado e de infraestrutura que favoreçam a aplicação desta tecnologia. Entende-se que sua participação na frota nacional deverá crescer de forma tímida e gradativa, nos próximos anos, a partir do estabelecimento de condições mais favoráveis à sua entrada. Destaca-se, ainda, a possibilidade de complementação destes mercados de gás natural para transporte através do uso de biometano, especialmente em escala regional.

3. *Biodiesel*

O aumento do consumo de Biodiesel e Biometano em veículos, principalmente pesados, também deve ocorrer nas próximas décadas, a partir do desenvolvimento e progressos nos motores de caminhões e máquinas agrícolas, além de melhorias na fabricação, tratamento e especificações destes combustíveis. No caso do biodiesel, em escala nacional e no caso do biometano em amplitude regional.

4. *Diesel renovável ou diesel verde (Green Diesel):*

O diesel verde é um combustível renovável, formado por uma mistura de hidrocarbonetos com composição química semelhante à do combustível fóssil, podendo ser produzido a partir dos seguintes processos: Hidrotreatamento de óleo vegetal (*Hydrotreated Vegetable Oil – HVO*) e animal, Fischer-Tropsch a partir de fontes renováveis, Processos Fermentativos e Oligomerização de álcoois. Este biocombustível surge como nova alternativa para o ciclo diesel e pode ganhar participação nas próximas décadas, pois além de ser *drop in*, conta com ações da ANP para sua normatização e com as perspectivas de aumento de viabilidade econômica.

5. *Veículos elétricos*

No mundo, os veículos elétricos têm diversos desafios, em especial, relacionados às baterias. Neste caso, a disponibilidade de matéria-prima para sua fabricação, aspectos tecnológicos no âmbito da segurança e autonomia e consequente preço de aquisição são aspectos que permeiam toda a discussão de como a introdução destes veículos poderá ser acelerada. Observa-se, contudo, que as questões das mudanças climáticas e da poluição nas grandes cidades, associadas às questões econômicas importantes tem servido de força-motriz para diversos países imprimirem esforços na superação destes desafios. Nesse sentido, a tecnologia das baterias pode lograr ganhos de desempenho e ampliar a viabilidade econômica em determinados nichos de mercado ainda na década de 2030, o que promove uma redução do preço dos veículos e maior penetração ao redor do globo. Ressalta-se que, esse desenvolvimento ocorre às custas de matéria-prima disponível, a preço viável, o que

depende também de questões geopolíticas e econômicas dada a sua distribuição concentrada em alguns países no mundo. No Brasil, além dos aspectos citados, questões associadas ao preço final do veículo, à infraestrutura de recarga e à regulação do uso da energia elétrica também serão relevantes. Em um primeiro momento, entende-se que a eletrificação na frota brasileira ocorrerá por meio de veículos híbridos, onde os veículos leves devem contar com o desenvolvimento desta tecnologia associada à motorização *flexfuel*.

6. *Pilha a Combustível para produção de hidrogênio a partir de biocombustíveis e gás (gás natural e biometano)*
A Pilha Combustível para produção de hidrogênio a partir de biocombustíveis e gás (gás natural e biometano) trata-se da tecnologia mais disruptiva entre as demais já citadas. Esta tecnologia, no longo prazo, pode representar uma alternativa tecnológica bastante importante para o Brasil, dadas as características do País e seu papel relevante na produção de biocombustíveis no mundo.

Evolução do Consumo de Energia no Setor de Transportes

A evolução do consumo de energia no setor de transportes considerada no PNE 2050 está relacionada com as perspectivas de alteração da estrutura modal do transporte de cargas, os padrões da mobilidade urbana e a velocidade do processo de eletrificação da frota, conforme descritas a seguir.

Setor de Transporte: Alteração na estrutural modal e avanços tecnológicos levam a crescimento da demanda de energia menor do que crescimento da atividade.

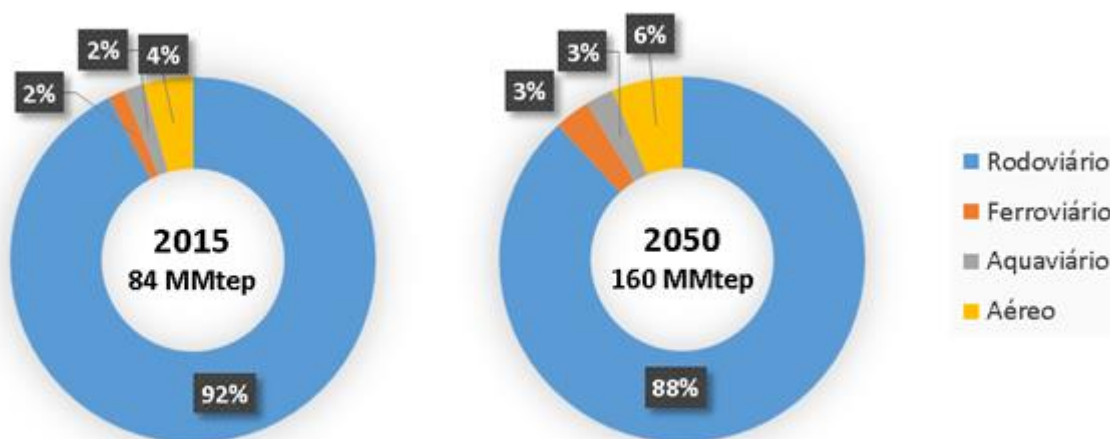


Figura 67 - Composição do consumo final por modo do setor de transporte

Com o crescimento econômico do País haverá a necessidade de ampliação e diversificação dos modos de transporte no Brasil. A predominância do modo rodoviário tem implicações tais como menor eficiência energética por tonelada transportada e maior nível de emissões de poluentes atmosféricos, além de custos de frete superiores às alternativas de transporte por meio hidroviário e ferroviário. Nesse sentido, entende-se que a matriz de transporte de cargas nacional, embora ainda com grande participação do modo rodoviário, terá como principais condicionantes o aumento de eficiência energética e operacional (via alteração na estrutura modal e na eficiência dos motores) e as questões ambientais (por meio de maior disponibilidade de fontes energéticas menos emissoras).

No **Cenário Desafio da Expansão**, prevê-se a redução substancial da participação do modal rodoviário na matriz energética no horizonte até 2031, tomando como base o Plano Nacional de Logística em Transportes (PNLT). No horizonte pós-2031, considerou-se a continuação da tendência de aumento da eficiência produtiva, com prioridade de investimentos em transportes ferroviário e hidroviário. Ganhos de eficiência por melhorias nas tecnologias dos veículos pesados possibilitarão pagar os seus altos custos de capital por meio da economia de combustível. Além disso, inovações no motor de combustão interna a diesel serão implantadas no Brasil em etapa posterior ao observado em países como EUA e Europa, principalmente com o avanço das normas PROCONVE.

Mudanças de tecnologia de motor/combustíveis para veículos pesados, como a adoção da eletrificação ou ampliação do uso do GNV/GNL serão implementadas no País em nichos de mercado, como frotas cativas, governamentais, serviços de utilidade pública e representarão parcelas marginais na frota de veículos pesados no Brasil. O avanço das tecnologias digitais trará melhorias nos aspectos logísticos, com a disponibilidade e compartilhamento de dados e a gestão da cadeia de suprimentos e de frotas. Porém, em um cenário de ampliação das movimentações de mercadorias ao longo do País, tais progressos não serão suficientes para total eliminação dos diversos gargalos logísticos existentes.

No âmbito dos veículos pesados, o mercado de ônibus apresenta especificidades em relação ao mercado de caminhões, com motivações diferenciadas de aplicação, modelos de negócio, *stakeholders*, regulações, etc. Além da redução de poluentes globais (GEE), a eletrificação dos ônibus impacta na emissão de poluentes locais e ruídos sonoros com repercussões importantes para a saúde pública dos habitantes da cidade. Este fato pode justificar aprimoramentos regulatórios e contratuais que incentivem ou internalizem as vantagens deste tipo de tecnologia em relação ao diesel.

Assim, a perspectiva no **Cenário Desafio da Expansão** é a de que as tecnologias de ônibus híbridos a diesel e elétricos a bateria já se mostrem competitivas em relação aos ônibus a diesel P7 (padrão regulatório para emissões veiculares atualmente vigente no Brasil) para ônibus de passageiros já na primeira década do horizonte, levando-se em conta os custos do ciclo de vida e as emissões de carbono negro e de GEEs dos ônibus convencionais a diesel, biodiesel, híbridos a diesel e elétricos, elétricos a bateria e elétricos movidos a pilha a combustível.

Adicionalmente, as perspectivas de redução de custos dos veículos, aliados à capacidade de produção nacional dos ônibus, pode alavancar o surgimento de arranjos locais na adoção dos ônibus elétricos com possibilidades de aproveitamento das potencialidades dos recursos energéticos distribuídos de cada localidade como forma de abastecimento destes veículos.

O uso de fontes alternativas de energia em motores contribuirá para o alcance dos objetivos de política energética e ambiental, como a diversificação da matriz de transporte e a redução dos gases de efeito estufa. Entretanto, o desenvolvimento de combustíveis alternativos e a adoção de novas tecnologias de motor para veículos pesados ocorrerão se houver atendimento de alguns requisitos como: acesso adequado à infraestrutura, disponibilidade de combustível, facilidade de comercialização (incluindo dinâmica de revenda dos veículos pesado) e desenvolvimento pleno da tecnologia.

Mobilidade Urbana: Taxa de Motorização alcança 1,6 hab./autoveículo em 2050 em linha com a evolução da renda.

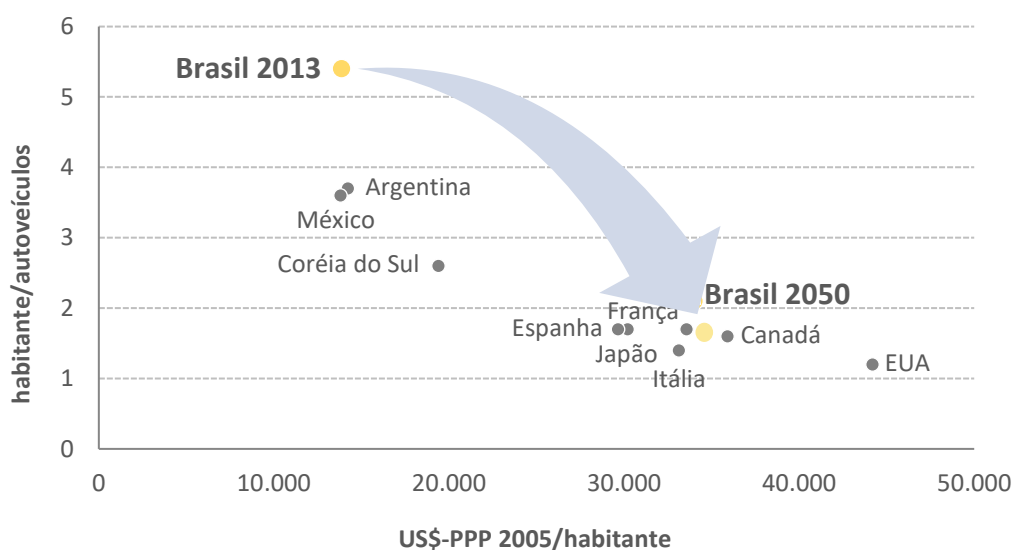


Figura 68 - Evolução comparada na taxa de motorização

A saturação das grandes cidades brasileiras e a necessidade de um novo modelo de crescimento para as cidades de pequeno e médio portes terão efeitos sobre a evolução do padrão futuro de mobilidade nas cidades brasileiras, com foco no transporte coletivo e não motorizado. As políticas de mobilidade e planejamento urbano, além do aumento da conectividade entre os usuários de transportes e entre os próprios veículos terão impacto profundo não somente sobre o consumo de energia, como também sobre outros aspectos como qualidade de vida da população. Por sua vez, a composição dos modos de transporte utilizados para suprir a demanda crescente por mobilidade terá papel crucial para os níveis de consumo de energia e emissões de GEE ao longo do tempo. No Brasil, assim como em outros países emergentes, há o desafio de se evitar o aumento da mobilidade de passageiros demasiadamente centrada no uso do automóvel.

Assim, no **Cenário Desafio da Expansão**, os baixos níveis de motorização e a expectativa de aumento de renda resultam em uma frota de veículos leves de 130 milhões de unidades em 2050. Dessa forma, a taxa de motorização alcança aproximadamente 1,6 habitante/autoveículo em 2050, patamar equivalente ao observado em países da OCDE. Certamente, há um desafio subjacente relacionado aos limites sustentáveis de expansão de uso da frota nas cidades, ligadas às políticas de mobilidade urbana. A resposta a essas questões dependerá, fundamentalmente do desenvolvimento tecnológico e da efetividade e abrangência de aplicação da PNMU.

Nas próximas décadas, tecnologias disruptivas, como a eletrificação e automação veicular, associadas a novos serviços de mobilidade, avanços das telecomunicações e tecnologias de armazenamento, inovações em logística, o desenvolvimento e planejamento das cidades e do transporte urbano têm o potencial de transformar não apenas a forma das pessoas se locomoverem, mas a qualidade de vida dos cidadãos. Em relação à PNMU, os instrumentos de gestão do sistema de transporte e da mobilidade urbana podem, por meio da entrada de sistemas de alta e média capacidade nos centros urbanos tais como BRTs, BRSS, VLTs, Metrô e trens urbanos, alterar a oferta de transportes de passageiros e a qualidade dos serviços prestados, resultando na migração de passageiros entre os modos de transporte. Portanto, compreender os efeitos da maior inserção dos veículos elétricos no Brasil requer uma análise das vantagens, dos desafios e das barreiras à luz das peculiaridades e do contexto vigente no país, dado a constatação da grande diferença entre as motivações subjacentes à introdução do veículo elétrico no mercado mundial e no Brasil.

A eletrificação dos veículos leves é examinada sob duas perspectivas: Híbridização Progressiva e Maior Eletromobilidade

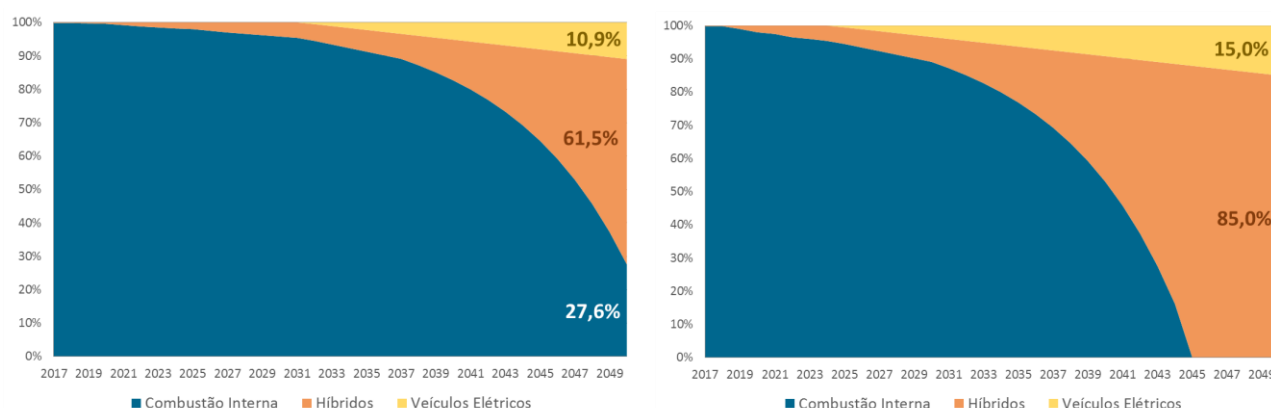


Figura 69 - Curva de penetração de tecnologias no licenciamento de veículos leves

No **Cenário Desafio da Expansão**, associado à trajetória de maior eletromobilidade, há uma inequívoca aceleração do licenciamento de veículos leves elétricos após 2030 e substituição total dos veículos a ICE na última década, sustentados por arranjos legais e regulatórios robustos (eventualmente, com banimento dos ICE), políticas públicas consistentes e incentivos significativos para a adoção da eletromobilidade, assim como investimentos privados substanciais e redução de custos radicais para viabilizar a massificação do licenciamento de veículos HEV, PHEV e EV. Este cenário apresenta uma dinâmica de destruição criativa que leva à rápida substituição dos veículos a ICE pelos HEV (com a perda da vantagem de preços dos ICE para os HEV) e de ilusão de resiliência dos ICE em relação aos PHEV e EV (resolvidos os desafios dos PHEV e EV, os ICE seriam progressiva e firmemente substituídos).

Alternativamente, diante dos inúmeros desafios a serem superados pelas tecnologias veiculares híbridas e elétricas, considera-se uma trajetória caracterizada por uma entrada modesta da eletromobilidade no Brasil na qual há uma dinâmica de coexistência robusta de veículos a ICE e HEV (com vantagem para ICE devido às faixas de preços da maior parte dos modelos) e de resiliência robusta do ICE em relação ao PHEV e ao EV. A solução *drop-in* dos biocombustíveis em veículos *flex fuel* e a tecnologia *stop/start* em veículos ICE terão um papel fundamental na redução das emissões de GEE no setor transporte até 2050 no Brasil, alongando o ciclo de vida de veículos ICE em uma coexistência robusta com as tecnologias veiculares alternativas (HEV e EV). Cabe ressaltar que, mesmo em países desenvolvidos, a entrada da eletromobilidade no mercado de veículos pesados não é trivial e tampouco tem sido proposta como política prioritária para a redução das emissões de GEE nesse segmento. Há diversas ações com características de políticas "sem arrependimento" (*no regret policies*) como, por exemplo: redução do peso dos veículos, aperfeiçoamentos aerodinâmicos, na transmissão, eixos, pneus, etc.

Outro aspecto não menos importante neste contexto refere-se à necessidade de infraestrutura específica para abastecimento de veículos elétricos. Nesse caso, a estrutura de recarga compreende a implantação e padronização de postos específicos para este fim, regras de acesso, limite de tempo de recarga, procedimentos regulatórios e políticas para o comércio no mercado de distribuição. A padronização da interface do veículo com a rede de eletricidade deverá ocorrer, de preferência, de forma adaptável com a padronização internacional. Para que ocorra a disseminação dos veículos elétricos também é necessário que exista uma infraestrutura de recarga elétrica adequada.

Setor de Transportes: O crescimento médio da demanda energética é de 1,9% a.a. no cenário Desafio da Expansão.

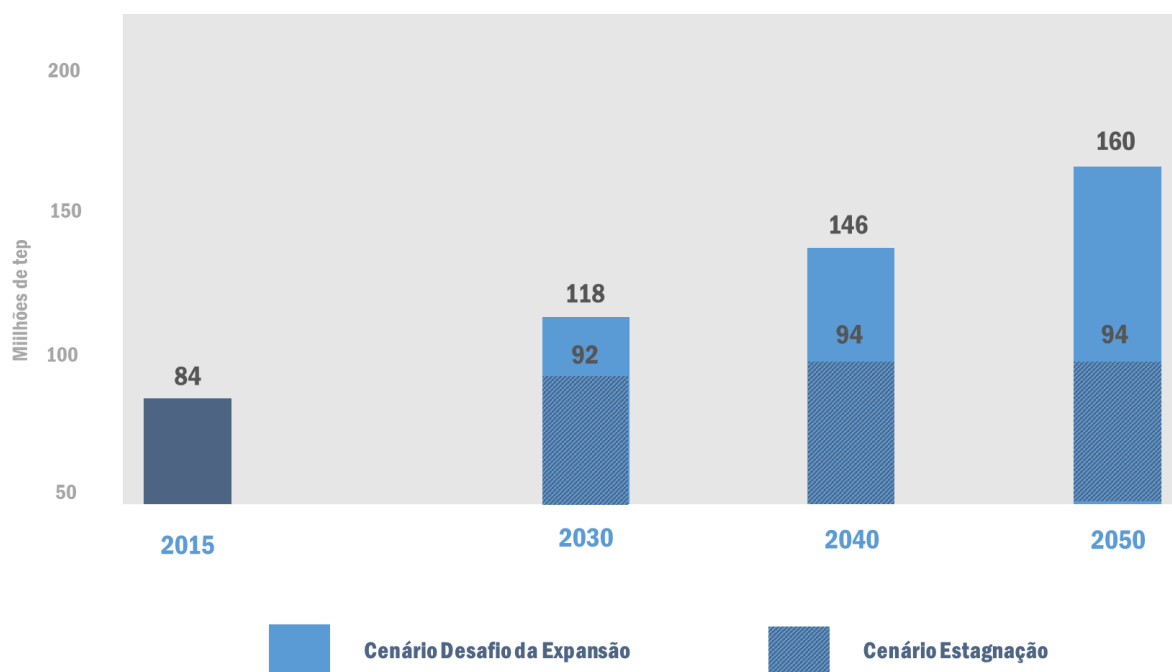


Figura 70 - Evolução do consumo final no setor de transportes

Uma das principais diferenças entre os cenários analisados consiste no nível de atividade de transporte de cargas e nível de investimento em infraestrutura. A atividade total do transporte de cargas deve aumentar 3,5% ao ano no **Cenário Desafio da Expansão**, enquanto 2,5% ao ano no **Cenário de Estagnação**.

Em relação a investimentos em infraestrutura logística, no **Cenário Desafio da Expansão**, com a melhoria da infraestrutura logística do país, estima-se que a participação do modal rodoviário diminua de 60% para 48% devido, principalmente, ao grande aumento da movimentação de cargas pelo modal ferroviário – apesar dos avanços nos investimentos em logística, ainda há muitos entraves para uma mudança rápida na matriz de transportes de cargas. Já no **Cenário de Estagnação**, atrasos em obras e a conjuntura negativa para estes investimentos no País fazem mesmo projetos com execuções físicas avançadas pararem. Como consequência, a participação do modo rodoviário se mantém relativamente estável.

No caso do transporte de passageiros, o planejamento da mobilidade urbana e a penetração de novas tecnologias terão papel crucial na evolução do consumo de energia no horizonte de 2050. Em termos energéticos, a demanda do transporte de passageiros cresce em média 1,6% a.a. no **Cenário Desafio da Expansão** (1,1% a.a. no **Cenário de Estagnação**). A diferença em relação à taxa da atividade é explicada, em grande medida, pelos avanços tecnológicos, com avanços significativos na eficiência energética de veículos de transporte de passageiros.

O aumento da importância do modo rodoviário coletivo e a implementação de corredores de ônibus, além da priorização do transporte coletivo em vias preferenciais, também ajudam a melhorar a eficiência energética do sistema. Além disso, ambos os cenários contemplam a penetração de veículos híbridos e elétricos no transporte individual e a consequente redução da participação dos veículos a combustão interna no licenciamento, mas a frota no **Cenário Desafio da Expansão** é maior, embora a tendência de envelhecimento da população brasileira tenda a reduzir a demanda por transporte, com pessoas aposentadas não exigindo a locomoção diária ao trabalho. Por outro lado, o crescimento da população é fator de incremento de demanda.

Outra variável importante é o nível de renda da população, na medida em que, uma renda maior está associada a uma maior demanda por mobilidade. Além disso, deve-se destacar a conectividade, que ajuda a reduzir a demanda por transporte, facilitando o trabalho remoto. Contudo, ela também contribui para a mobilidade, facilitando o acesso ao transporte, inclusive individual, mesmo para quem não tem a propriedade dos meios de transporte. Isso tende a aumentar a locomoção de pessoas, inclusive de pessoas de menor renda e de maior idade. De qualquer forma, em ambos os cenários, apesar do crescimento da frota de veículos leves, a participação do transporte individual na matriz se reduz, principalmente em virtude das melhorias do transporte urbano de massa e da menor quilometragem média dos veículos leves.

Derivados: A parcela de óleo diesel no consumo de derivados continua elevada

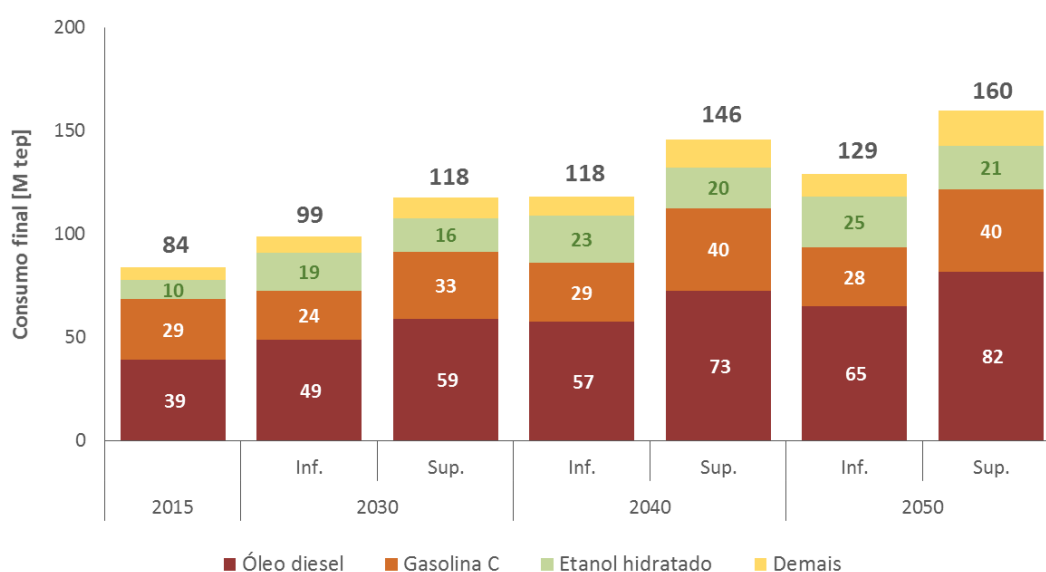


Figura 71 - Evolução da participação dos principais derivados no consumo final no setor de transportes

A demanda por gasolina C para motores ciclo Otto perde significativa importância, de 35% da demanda em 2015 para 25% no cenário **Desafio da Expansão** (22% no cenário de **Estagnação**). Por outro lado, o etanol hidratado e a eletricidade aumentam sua participação, apesar de a eletricidade continuar pouco expressiva em 2050 (1,4% da demanda em ambos os cenários). Há destaque para o óleo diesel utilizado no transporte rodoviário de cargas, que aumenta sua já elevada representatividade, de 47% em 2015 para 51% em 2050 em ambos os cenários.

Desafios Principais

1. Definir governança de políticas públicas na área de transporte.

No Brasil, vários órgãos governamentais, dentro de sua esfera de atuação, implementam políticas, planos, programas e projetos que promovem a eficiência energética, a mitigação de emissões e a inserção de novas tecnologias nos transportes, o desenvolvimento científico e industrial, a promoção da mobilidade sustentável, bem como o correto descarte das baterias de modo a evitar significativos impactos ambientais. Estabelecer um sistema efetivo de governança dessas políticas, do compartilhamento de estatísticas e de informações é uma tarefa complexa e que exige coordenação e estratégia de comunicação entre as diferentes partes interessadas, embora em alguns casos, isso já esteja contemplado (por exemplo, a integração da política de desenvolvimento urbano com outras políticas esteja contemplada na PNMU).

2. Barreiras à entrada de novas tecnologias veiculares e novos combustíveis.

Com o avanço das normas PROCONVE, as inovações no motor de combustão interna a diesel serão implantadas no Brasil em etapa posterior ao observado na Europa e nos EUA. Mesmo com estímulos à ampliação do uso de gás natural, biocombustíveis e eletricidade, de forma a superar o hiato existente entre o custo destes novos modelos de transporte e o custo dos modelos atuais, entende-se que mudanças de tecnologia de motor/combustíveis para veículos pesados, como a adoção da eletrificação ou ampliação do uso do GNV/GNL serão implementadas no País em nichos de mercado, como frotas cativas, governamentais e serviços de utilidade pública e representarão parcelas marginais na frota de veículos pesados no Brasil. Já para os veículos leves, uma redução do preço de aquisição de versões elétricas e de implementação de infraestrutura de recarga também são desafios a serem suplantados. Outros combustíveis/motores, como o GNV e biometano, terão participação mais significativa caso existam condicionantes que permitam uma ampliação da representatividade na frota nacional de veículos leves.

3. Adequação da infraestrutura para tecnologias alternativas

Deve-se ressaltar a importância de avaliar a estratégia de disponibilização de outras fontes alternativas no setor de transportes. Em especial, o GNL necessitará do estabelecimento de ampla infraestrutura de produção, importação e abastecimento para uma maior penetração desta fonte no País. O GNV e o biometano, por sua vez, encontram entre os principais desafios a ampliação da malha existente, transformando-o em uma alternativa nacional. Ambos os combustíveis possuem como desafios o deslocamento de fontes já estabelecidas e, como tal, o desafio é conseguir atratividade na ótica dos seus consumidores, destacando-se o tempo de retorno do investimento, segurança na disponibilidade do combustível, superar as assimetrias de informações e desenvolvimento de um mercado de revenda de veículos usados com essas tecnologias. Para que ocorra a disseminação dos veículos híbridos recarregáveis (*plug-in*) e elétricos, é necessário que exista uma infraestrutura de recarga elétrica adequada, o que requererá investimentos significativos. Em particular, a modernização das redes de distribuição é fundamental para interagir com o consumidor e criar estímulos para que este recarregue seu veículo sem sobrecarregar o sistema elétrico, bem como regras para recarga como: limite de tempo de recarga, procedimentos regulatórios e políticas para o comércio no mercado de distribuição. A padronização da interface do veículo com a rede de eletricidade deverá ocorrer, de preferência, de forma compatível com a padronização internacional. Para que ocorra a disseminação dos veículos elétricos também é necessário que exista uma infraestrutura de recarga elétrica adequada.

Recomendações

1. Alinhamento com autoridades envolvidas em políticas ligadas ao setor de transportes para a implementação de planos, políticas, programas e projetos da área de transportes que sejam coerentes entre si.

Por conta da sua importância sobre a evolução do consumo de energia, é fundamental o alinhamento das autoridades do setor de energia às autoridades envolvidas em políticas ligadas ao transporte de passageiros e de carga. A participação do setor energético estaria em apoiar a implementação dessas políticas por meio da análise de seus impactos sobre questões relacionadas à área de energia. Por exemplo, no caso do “frete verde” a coordenação das políticas das autoridades do setor deve ser estimulada para melhor endereçamento de soluções para: redução de emissões, com a, utilização de veículos menos poluentes, inovação industrial, eficiência operacional, logística reversa e projetos que proporcionem melhor integração com o meio ambiente, etc. Outra área de grande impacto no consumo de energia do setor de transportes relaciona-se aos modos de transporte. Uma coordenação de iniciativas das autoridades do setor para estímulo à ampliação dos investimentos em infraestrutura de transporte coletivo e de carga (tais como cabotagem, dutoviário e ferroviário para a movimentação de carga e de passageiros e a promoção da mobilidade e logística sustentáveis) levaria a uma matriz de transporte mais equilibrada. Por fim, o incentivo à

correta destinação às baterias com a promoção e a difusão de políticas que incentivem a rastreabilidade, o descarte correto e/ou reciclagem das baterias é fundamental para minimizar impactos ambientais negativos.

2. *Auxiliar na remoção de barreiras à entrada de novas tecnologias veiculares e novos combustíveis, em particular aquelas alinhadas com a transição energética para economia de baixo carbono*

Para o desenvolvimento pleno da tecnologia de novos combustíveis, é necessário facilitar o acesso adequado à infraestrutura de distribuição, oferecer condições que permitam a produção, a disponibilização e a comercialização de combustíveis e, eventualmente, o fomento a políticas de incentivo de utilização em frotas governamentais. É necessário ainda promover o devido mapeamento e o conhecimento das tecnologias, seja através de P&D, implementação de projetos pilotos, parcerias entre centros tecnológicos e empresas privadas, universidades, etc. Ademais, deve-se incentivar a identificação de possíveis nichos de mercado, avaliando-se os prováveis impactos econômicos, sociais e ambientais oriundos do uso de novas tecnologias. Entre elas, pode-se citar veículos elétricos a pilha a combustível com base em biocombustíveis e gás (gás natural e biometano), veículos a biocombustíveis avançados (etanol lignocelulósico, diesel verde) e GNL. No Brasil, a utilização de combustíveis veiculares requer homologação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, de modo a atender à qualidade requerida pelos fabricantes para manutenção da garantia dos veículos. Nesse sentido, é necessário identificar os procedimentos adotados internacionalmente e estabelecer uma regra o quanto antes, mesmo que a primeira versão seja a mais restritiva. Além disso, registra-se a importância de aprimoramentos no armazenamento de energia, no desenvolvimento e na ampliação de redes inteligentes, na infraestrutura de tecnologia da informação, na automação veicular e em possível captura e uso de carbono. Dado o papel relevante do Brasil no mundo no âmbito da produção de biocombustíveis, rotas tecnológicas de produção de biocombustíveis avançados, assim como tecnologias veiculares que aproveitem o potencial nacional de produção devem estar na pauta dos formuladores de políticas públicas.

3. *Preparar a adaptação da infraestrutura de recarga*

A estrutura de recarga compreende a implantação e padronização de postos específicos para este fim, regras de acesso, limite de tempo de recarga, procedimentos regulatórios e políticas para o comércio no mercado de distribuição. A padronização da interface do veículo com a rede de eletricidade deverá ocorrer, de preferência, de forma adaptável com a padronização internacional. Sendo assim, para que ocorra a disseminação dos veículos elétricos também é necessário que exista a implantação de uma infraestrutura de recarga elétrica adequada.

Mapa do Caminho - Setor de Transportes

Desafios	2020 - 2030	2030 - 2040	2040 - 2050
<i>Definir governança de políticas públicas na área de transporte</i>	<i>Alinhamento com autoridades envolvidas em políticas ligadas ao setor de transportes para a implementação de planos, políticas, programas e projetos da área de transportes que sejam coerentes entre si</i>		
<i>Barreiras à entrada de novas tecnologias veiculares e novos combustíveis</i>	<i>Auxiliar na remoção de barreiras à entrada de novas tecnologias veiculares e novos combustíveis, em particular aquelas alinhadas com a transição energética para economia de baixo carbono</i>		
<i>Adequar a infraestrutura de recarga</i>	<i>Preparar a adaptação da infraestrutura de recarga</i>		

Indústria

A atividade industrial brasileira responde por cerca de 50% do consumo total de energia no país e aproximadamente 1/5 do PIB brasileiro. No horizonte de 2050, não apenas a expansão da atividade econômica do setor desempenha papel fundamental no crescimento de consumo de energia da indústria, como especialmente o perfil do crescimento entre os segmentos industriais (efeito estrutura), notadamente no **Cenário Desafio da Expansão**. A penetração de ganhos de eficiência energética também exerce efeito bastante relevante na mitigação do ritmo de crescimento do consumo da indústria brasileira nesse horizonte.

No contexto do uso de energia, há oportunidades para aproveitamento de potenciais relevantes de eficiência no consumo de energia e redução de emissões de gases de efeito estufa (GEE), relacionadas à substituição de fontes energéticas, ao *retrofit* de instalações existentes, a inovações em processos e produtos com menor conteúdo energético e potencialmente intensificadas pela inserção de digitalização das operações industriais. Sob esse aspecto, portanto, identifica-se espaço para que políticas energéticas possam contribuir para o estabelecimento de uma trajetória menos intensiva em energia e emissões de GEE para a indústria no longo prazo. Inserem-se neste escopo, ações que promovam um ambiente político-institucional propício à penetração de fontes energéticas com maior eficiência em seu uso e menores fatores de emissão de GEE, maior aproveitamento das oportunidades de eficiência energética bem como promoção de formas de atendimento das demandas energéticas deste setor que incluem autoprodução de energia e aproveitamento de fontes renováveis de energia como mini-geração distribuída e energia solar térmica.

Sob o aspecto da renovabilidade, por sua vez, cabe destacar o conjunto de oportunidades que inclui, por exemplo, o uso de carvão vegetal para a produção siderúrgica, matérias primas renováveis em substituição à produção petroquímica e uso de biomassa adensada (briquetes e *pellets* como exemplo) em processos térmicos. Aproveitar essas oportunidades, contudo, demanda superar atuais limitações técnicas e econômicas existentes. Tomando como exemplo, a produção de aço a partir de carvão vegetal, se, por um lado, aspectos relacionados à escala de produção e custo geram restrições à sua expansão em maior nível no longo prazo, por outro, fatores como a competitividade da produção brasileira de biomassa e inovações tecnológicas poderão eventualmente contribuir para maior penetração dessa rota de produção de aço no Brasil. Tais aspectos se aplicam tanto ao uso energético quanto não energético na indústria.

Outro ponto que merece destaque na indústria brasileira é o papel do gás natural na matriz energética futura. Em especial, segmentos produtores de materiais como fertilizantes nitrogenados e resinas poderão se beneficiar com maior uso de gás natural que esteja disponível a preços competitivos, permitindo viabilizar a produção local destes materiais. Dentre todas as fontes, o gás natural potencialmente apresenta a maior variação de participação na indústria brasileira para esse tipo de produção.

A rota alternativa de produção de materiais a partir de derivados de biomassa, por sua vez, apresenta grandes desafios para o futuro, o que ao mesmo tempo, mostra espaço para avanços em termos de competitividade para o uso dessa fonte, bem como para a busca de inovações tecnológicas relacionadas.

Dessa forma, aspectos como estrutura produtiva industrial, inserção de recursos energéticos distribuídos, inovações tecnológicas e competitividade econômica de energéticos são fatores que poderão afetar a forma como se consumirá energia futuramente na indústria brasileira, devendo assim compor pontos de atenção para políticas energéticas que afetem esse setor.

Políticas Energéticas Influentes sobre o setor industrial brasileiro

As principais políticas e programas que afetam o uso de energia na indústria podem ser agrupadas naqueles relacionados ao combate às mudanças climáticas, eficiência energética e inovação tecnológica:

- 1. Combate às mudanças climáticas:** buscando induzir o uso de fontes energéticas com menor fator de emissão e ações de eficiência energética, fazem parte desse grupo:

- *Política Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC)*: definida pela Lei 12.187/2.009, estabelece compromisso nacional voluntário de redução de 36,1% a 38,9% das emissões projetadas até 2020. Posteriormente, o decreto 7.390/2010, e seu substituto (Decreto 9.578/2018), instituiu o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) e o Plano Setorial de Redução de Emissões da Siderurgia como planos setoriais de mitigação e adaptação à mudança do clima do setor de Energia e Indústria.
- *Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC)*, que estabelece o compromisso brasileiro de reduzir, em 2025, as emissões de GEE em 37% em relação ao ano de 2005, tendo como meta indicativa, reduzir essas emissões em 43%. Há de se destacar que as medidas consideram caminhos flexíveis para o conjunto da economia em território nacional, não existindo metas setoriais.
- *Plano Nacional de Adaptação à Mudança do Clima (PNA)*: instituído em 2016, é um instrumento com o objetivo de reduzir a vulnerabilidade nacional e realizar uma gestão de riscos associados à mudança do clima. Um dos setores considerados é a indústria, incluindo a mineração.

2. **Eficiência Energética**: visam a incentivar o uso eficiente de energia pela indústria e, incluem:

- *Plano Nacional de Eficiência Energética (PNEf)*: indica ações e diretrizes específicas direcionadas à promoção da eficiência energética em vários setores da economia, incluindo o setor industrial brasileiro, orientando políticas públicas voltadas para esse fim.
- *Programa Nacional de Conservação de Energia (PROCEL)*: executado pela Eletrobrás, no âmbito do Programa de Aplicação de Recursos do PROCEL (PAR/PROCEL), são direcionados recursos para aplicação em projetos que realizem investimentos em estudos, capacitação e programas de eficiência energética neste setor.
- *Programa de Eficiência Energética (PEE/ANEEL)*: conduzido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL): o PEE destina verba das distribuidoras para aplicação em projetos de eficiência energética, orientado aplicação para os segmentos mais representativos no consumo de eletricidade no Brasil, o que reconhece a relevância da indústria brasileira nesse aspecto.
- *Lei da Eficiência Energética (10.295/2.001)*: estabelece a regulamentação de índices mínimos de eficiência energética para equipamentos comercializados no Brasil e, no âmbito do setor industrial, inclui-se a regulamentação para motores elétricos até 500 CV e transformadores de distribuição.
- *Programa Brasileiro de Etiquetagem*: conduzido pelo INMETRO e PROCEL, inclui equipamentos industriais como motores, bombas e transformadores de distribuição e tem como objetivo principal informar o desempenho dos equipamentos ao consumidor final, buscando induzir escolhas por equipamentos mais eficientes.

3. **Inovação Tecnológica**: buscam promover a penetração de inovações tecnológicas pela indústria brasileira, potencialmente aumentando a produtividade energética da indústria brasileira:

- *P&D em IoT (Internet das Coisas) e Manufatura 4.0*: o MCTIC criou um programa prioritário (PPI) e vai disponibilizar R\$ 8 milhões em recursos não reembolsáveis para Projetos de Inovação na área de IoT e Manufatura 4.0 através da EMBRAPPI (Empresa Brasileira de Pesquisa e Inovação Industrial), com recursos das empresas beneficiadas pela Lei de Informática (Lei nº 8.248/1991).

Desafios Principais para o Tomador de Decisão no Setor Energético

1. *Fomentar o aproveitamento de ganhos de eficiência energética*

Como um dos setores mais representativos no consumo de energia, a indústria brasileira detém significativos potenciais de efficientização no uso de energia e este aproveitamento pode se dar através de medidas que incluem desde aperfeiçoamentos na gestão de produção, como também substituição de equipamentos, reciclagem de materiais e fluxos energéticos residuais de processos, assim como a penetração de processos produtivos mais eficientes. A implementação de cada uma destas alternativas segue dinâmicas distintas, contemplando mecanismos legais e regulatórios, de financiamento e inovação, a depender da situação.

2. *Promover a formação de um ambiente de oferta de energia com menores fatores de emissão a preços competitivos*

O ambiente adequado de preços de energia, além de induzir à eficiência econômica, a depender de como esteja desenhado este mercado, poderá contribuir para a inserção de fontes com menor fator de emissão de GEE a custos competitivos com os energéticos concorrentes. Propiciar o aumento da participação do gás natural na matriz energética industrial, por exemplo, promove deslocamento de consumo de óleo combustível e GLP, por exemplo. A eletrificação de processos onde couber, por sua vez, também contribui para menor pegada de carbono deste setor, tendo em conta o elevado grau de renovabilidade da geração elétrica brasileira.

3. *Potencializar o aproveitamento de oportunidades de autoprodução de energia (eletricidade e combustíveis)*

A indústria brasileira dispõe volumes expressivos de fontes energéticas residuais, oriundos da produção de cana-de-açúcar, celulose & papel, siderurgia, química, entre outros. Contudo, o papel da autoprodução de energia na indústria brasileira pode explorar oportunidades para elevar o rendimento de geração de excedentes de energia elétrica em segmentos industriais como a produção de celulose, por exemplo, ou ainda, o aproveitamento de oportunidades para cogeração a gás natural na indústria brasileira. Além disso, a exploração de potenciais de geração distribuída via fontes renováveis a partir de fontes como energia solar, PCHs e biomassa, também constitui uma oportunidade para esse segmento, que pode também explorar o potencial de uso de energia solar térmica para substituir o consumo de combustíveis fósseis em diversas situações. Ações nesse campo poderão contribuir para sustentar e mesmo ampliar a rota de renovabilidade da matriz energética industrial brasileira.

Recomendações

1. *Desenhar e implementar mecanismos para aceleração de ganhos de eficiência energética na indústria brasileira, em coordenação com outras políticas setoriais*

Estabelecer plano de ação para promoção de eficiência energética na indústria brasileira, contemplando tanto mecanismos existentes e aperfeiçoamentos quanto introdução de políticas públicas inovadoras com esse propósito. Além disso, é importante destacar a necessidade de articulação setorial para coordenação de outras ações não cobertos no escopo do setor energético, mas da qual depende o sucesso de implementação de algumas ações de eficiência energética, como por exemplo, políticas de fomento à inovação tecnológica.

2. *Realizar revisão do marco regulatório do setor energético visando promover eficiência econômica e de inserção de fontes renováveis na matriz energética brasileira*

Revisar o marco regulatório da oferta de energia no país, abrangendo eletricidade, gás natural, combustíveis e biocombustíveis, buscando eliminar distorções de preços, promover adequada alocação de custos na cadeia de valor de cada fonte de energia, de modo que os diversos serviços e atributos presentes no uso de cada fonte de energia sejam reconhecidos em seus preços. Avaliar mecanismos de precificação de carbono quanto à sua aderência como solução para o mercado brasileiro, em coordenação com outras políticas setoriais, inclusive a econômica.

3. *Fomentar a exploração do potencial industrial de geração de energia*

Atuar de forma coordenada à revisão do marco regulatório do setor energético, de modo a reconhecer situações onde a autoprodução de energia seja a solução mais eficiente do ponto de vista econômico e ambiental para a indústria brasileira, incluindo geração distribuída de energia e cogeração. Articular-se com outras políticas setoriais econômicas, ambientais e tecnológicas, buscando promover um ambiente que favoreça a inovação tecnológica em produtos e processos, em especial, propiciando oportunidades para implantação de modelos de economia circular em segmentos industriais aplicáveis.

Mapa do Caminho - Indústria

Desafios	Recomendações		
	2020 - 2030	2030 - 2040	2040 - 2050
<i>Coordenação e integração de iniciativas relacionadas à eficiência energética neste setor</i>	<i>Desenhar e implementar mecanismos para aceleração de ganhos de eficiência energética nas edificações brasileiras, em coordenação com outras políticas setoriais</i>		
<i>Elevadas perdas não técnicas</i>	<i>Aperfeiçoar e desenvolver instrumentos para redução de perdas não técnicas</i>		

Edificações

O setor de edificações, composto por consumidores residenciais, comerciais e públicos, responde por aproximadamente 1/6 do consumo de energia e 50% do consumo de eletricidade no Brasil. É também o setor responsável por quase 90% do consumo nacional de GLP e 40% de lenha. Em um setor composto, entre outros, por estabelecimentos de comércio varejista, varejo de comida e supermercados, além de consumidores residenciais, um dos usos com destaque refere-se ao condicionamento ambiental, serviço associado à melhoria de conforto térmico, de condições ambientais de trabalho, como também com impacto positivo sobre volume de vendas no comércio, por exemplo.

De fato, a trajetória de participação da eletricidade na matriz energética de consumo de energia do setor de edificações mostra tendência de crescimento, não somente devido a esse uso, como também pelo aumento de posse de equipamentos em consumidores residenciais diante de um cenário de crescimento de renda per capita no longo prazo, como também pelo crescimento do setor de comércio/serviços nesse horizonte. Além do crescimento do consumo de energia, outro ponto de atenção para o setor energético brasileiro inclui impactos potenciais sobre a demanda de ponta do sistema elétrico brasileiro. Nesse aspecto, um ponto relevante se refere ao fato de que é no segmento de baixa tensão onde se localiza grande parcela dos consumidores comerciais e residenciais e também ocorre o maior grau de perdas não técnicas de eletricidade, impondo requisitos de carga a ser atendida que poderiam ser reduzidos, mediante a aplicação de instrumentos regulatórios, mas exigindo coordenação com outras esferas do poder público com atuações setoriais distintas, incluindo segurança pública, educação e infraestrutura urbana.

Se por um lado, o crescimento de demanda de energia impõe desafios para a expansão da infraestrutura de oferta de energia no país, por outro é no setor de edificações onde podem se concentrar grande parte das oportunidades para expansão de micro e mini-geração distribuída, aproveitando potenciais locais de energia renovável e contribuindo para reduzir as necessidades de expansão de geração centralizada de energia, inclusive pela adoção de sistemas de aquecimento solar nas edificações. O aproveitamento de recursos energéticos distribuídos relacionados aos ganhos de eficiência energética pode ser potencializado com o uso de equipamentos mais eficientes energeticamente, à implementação de projetos com conceitos de arquitetura bioclimática e *Near Zero Energy Building* (balanço energético anual próximo de zero), revitalização de edifícios construídos com os mesmos conceitos e à promoção de gestão eficiente do uso de energia pelo lado do consumidor final.

Outro ponto relevante no setor de edificações brasileiro refere-se ao uso de biomassa, sendo os consumidores residenciais onde se observa maior parte de consumo de lenha e GLP para cocção, principalmente. Sendo o perfil desse consumo bastante influenciado pela distribuição de renda da população e pelos preços relativos destes energéticos, em um cenário de crescimento de renda per capita no longo prazo, entende-se como tendência que o consumo de lenha apresente declínio em sua participação relativa para atendimento de necessidades energéticas da população de modo geral. Tal tendência incorpora o compromisso brasileiro relacionado ao indicador ODS 7 da ONU ("Assegurar o acesso confiável, sustentável, moderno e a preço acessível à energia para todas e todos). Neste contexto, o acesso crescente a gás natural a esses consumidores finais é um dos requisitos complementares para a aderência a este indicador de ODS.

Há nesse contexto, assim, além da própria expansão de infraestrutura de oferta de energia em si, o setor de edificações brasileiro apresenta outros grandes desafios para o setor energético, incluindo pontos como o fomento adicional ao aproveitamento das oportunidades remanescentes de eficiência energética neste setor, desenho regulatório de mercado com sinais que induzam às escolhas mais eficientes entre geração local e centralizada, digitalização de redes de distribuição de eletricidade e expansão de redes de distribuição de gás natural, por exemplo.

Subsidiariamente aos desafios dentro do escopo do setor energético, condições adicionais também se impõem, envolvendo ambientes propícios para adoção de desenvolvimento/adoção de inovações tecnológicas, ações educacionais provendo informações adequadas ao consumidor final quanto às possibilidades de gestão de seu uso de energia e ambiente econômico-regulatório adequado. Este conjunto de desafios impõe a necessidade de articulação institucional entre os diversos entes setoriais, para que as necessidades energéticas do setor de edificações possam ser atendidas da forma mais eficaz possível.

Principais Políticas Energéticas Influentes sobre o setor de edificações brasileiro

1. *Programa Brasileiro de Etiquetagem*: conduzido pelo INMETRO e PROCEL, estabelece a Etiqueta Nacional de Conservação de Energia (ENCE) voluntária ou compulsória, incluindo a etiqueta PBE Edifica. Este instrumento tem como objetivo principal informar o consumidor final, buscando induzir escolhas por edificações mais eficientes.
2. *Plano Nacional de Eficiência Energética (PNEf)*: indica ações e diretrizes específicas direcionadas à promoção da eficiência energética em vários setores, incluindo as edificações brasileiras, orientando políticas públicas voltadas para esse fim. Por exemplo, orienta a adoção de medidas para tornar compulsória a etiquetagem para prédios públicos, comerciais/serviços e residenciais, a partir de regulação específica.
3. *Programa Nacional de Conservação de Energia (PROCEL)*: executado pela Eletrobrás, no âmbito do Programa de Aplicação de Recursos do PROCEL (PAR/PROCEL), são direcionados recursos para aplicação em projetos que realizem investimentos em estudos, capacitação e programas de eficiência energética neste setor.
4. *Programa de Eficiência Energética (PEE/ANEEL)*: conduzido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL): o PEE destina verba das distribuidoras para aplicação em projetos de eficiência energética, orientado aplicação para os segmentos mais representativos no consumo de eletricidade no Brasil, o que reconhece a relevância das edificações brasileiras nesse aspecto.
5. *Lei da Eficiência Energética (10.295/2.001)*: estabelece índices mínimos de eficiência energética para equipamentos comercializados no Brasil e em edificações, a ser realizada a partir de regulamentação específica.
6. *Instrução Normativa SLTI n.º 02/2014/MPOG*: torna a Etiqueta Nacional de Conservação de Energia (ENCE) de eficiência energética (nível A) obrigatório para edifícios públicos federais novos e reformados com recursos federais para exercício de atividade administrativa ou prestação de serviços públicos.
7. *Normas Brasileiras NBR*: A NBR 15220/2005 de Desempenho Térmico para Edificações: estabelece o zoneamento bioclimático brasileiro, abrangendo um conjunto de recomendações e estratégias construtivas destinadas às habitações e a NBR 15575 – Edifícios habitacionais de até cinco pavimentos, estabelece os requisitos e critérios mandatórios de desempenho em edificações residenciais Brasileiras.
8. *Tarifa Social de Energia Elétrica (Lei 12.212/2010)*: estabelece descontos incidentes sobre a tarifa aplicável à família de baixa renda elegível de acordo com a regulamentação.
9. *Tarifa Branca*: tarifa do tipo horo-sazonal que possibilita o pagamento de valores distintos de energia elétrica em função da hora e do dia da semana para as unidades consumidoras que são atendidas em baixa tensão.

Desafios Principais para o Tomador de Decisão no Setor Energético

1. *Coordenação e integração de iniciativas relacionadas à eficiência energética neste setor*
Diante da representatividade deste setor no consumo de energia e, em especial, de energia elétrica, identificam-se significativas oportunidades de efficientização do uso de energia nos diversos segmentos que compõe este setor (residências, comércio/serviços e prédios públicos). Campos de atuação incluem oferta de equipamentos mais eficientes ao mercado consumidor, incentivo a padrões de consumo de energia mais reduzidos sem redução de conforto e promoção de entrada de prédios menos energo-intensivos e sustentáveis. Em especial, no que tange às edificações mais eficientes, tal atenção é fundamental diante do cenário de maior demanda tanto por novas construções no País quanto por climatização de ambientes, especialmente em um contexto de crescimento de renda per capita. Além de mecanismos transversais, que se aplicam a todos os setores da economia, há necessidade de desenho de instrumentos específicos, que contemplem aspectos inerentes à natureza deste setor.
2. *Elevadas perdas não técnicas*
O grupo de fatores composto por furtos de energia, adulterações no medidor, erros de leitura, erros de medição e de faturamento é definido como perdas não-técnicas. Tais perdas promovem o desperdício de recursos energéticos, pressionam os custos de expansão do sistema, prejudicam concessionários e consumidores regulados além de aumentar as tarifas de energia elétrica. Adicionalmente, a relevância das perdas não-técnicas, em cada área de concessão, reflete a respectiva complexidade socioeconômica local, impondo dificuldades ao regulador quanto a

exigência de qualidade na prestação do serviço de forma neutra entre distribuidoras. A atuação nesse campo pressupõe coordenação com outras esferas de políticas governamentais, na medida em que exige, além de ações dentro do escopo do setor energético, também envolvimento de governos locais na esfera de segurança pública, educacional e socioeconômica.

Recomendações

1. *Desenhar e implementar mecanismos para aceleração de ganhos de eficiência energética nas edificações brasileiras, em coordenação com outras políticas setoriais*

Em linha com a revisão do marco institucional relativo à eficiência energética, a promoção de eficiência energética em edificações brasileiras deve contemplar tanto mecanismos existentes e aperfeiçoamentos quanto a introdução de políticas públicas inovadoras com esse propósito. Uma lista não exaustiva inclui programas de etiquetagem, códigos de obra, *benchmarking*, avaliação de desempenho energético operacional, diagnósticos energéticos e *retrofit*. Além disso, é importante destacar a necessidade de articulação setorial para coordenação de outras ações não cobertos no escopo do setor energético, mas da qual depende o sucesso de implementação de algumas ações de eficiência energética, como por exemplo, políticas de fomento para adoção de práticas de uso eficiente de energia no setor público, de P&D&I no setor energético, entre outras. O sucesso da implementação dessas medidas de eficiência energética exige a coordenação entre os distintos agentes interessados como também os diferentes entes da federação.

2. *Aperfeiçoar e desenvolver instrumentos para promover redução de perdas não técnicas*

Promover o aperfeiçoamento da ação de redução das perdas regulatórias por parte das distribuidoras de energia elétrica, em coordenação com outras esferas de políticas governamentais, envolvendo governos locais e suas instituições ligadas à segurança pública, educacional e inclusão social.

Mapa do Caminho - Edificações

Desafios	Recomendações		
	2020 - 2030	2030 - 2040	2040 - 2050
<i>Coordenação e integração de iniciativas relacionadas à eficiência energética neste setor</i>	<i>Desenhar e implementar mecanismos para aceleração de ganhos de eficiência energética nas edificações brasileiras, em coordenação com outras políticas setoriais</i>		
<i>Elevadas perdas não técnicas</i>	<i>Aperfeiçoar e desenvolver instrumentos para redução de perdas não técnicas</i>		

Referências

Textos do PNE 2050 (disponíveis <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-2050>)

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. *Considerações sobre a Produtividade da Economia Brasileira*, Estudos de Longo Prazo, Rio de Janeiro, Fevereiro de 2019.

_____. *Recursos Energéticos Distribuídos*, Estudos de Longo Prazo, Nota para Discussão, Rio de Janeiro, Janeiro de 2019.

_____. *Cenários Econômicos para o PNE 2050*, Relatório Parcial 1, Rio de Janeiro, Dezembro de 2018.

_____. *Cenários de Demanda para o PNE 2050*, Relatório Parcial 2, Rio de Janeiro, Dezembro de 2018.

_____. *Premissas e Custos da Oferta de Combustíveis no Horizonte 2050*, Estudos de Longo Prazo, Nota Técnica PR 09/18, Rio de Janeiro, Dezembro de 2018.

_____. *Papel da Biomassa na Expansão de Geração de Energia Elétrica*, Estudos de Longo Prazo, Nota para Discussão, Rio de Janeiro, Dezembro de 2018.

_____. *Considerações sobre o Comportamento do Consumidor*, Estudos de Longo Prazo, Nota para Discussão, Rio de Janeiro, Dezembro de 2018.

_____. *Considerações sobre a Expansão Hidrelétrica nos Estudos de Planejamento de Longo Prazo*, Estudos de Longo Prazo, Nota para Discussão, Rio de Janeiro, Dezembro de 2018.

_____. *Considerações sobre a Participação do Gás Natural na Matriz Energética de Longo*, Estudos de Longo Prazo, Nota para Discussão, Rio de Janeiro, Dezembro de 2018.

_____. *Desafios da Transmissão no Longo Prazo*, Estudos de Longo Prazo, Nota para Discussão, Rio de Janeiro, Dezembro de 2018.

_____. *Desafios do Pré-Sal*, Estudos de Longo Prazo, Nota para Discussão, Rio de Janeiro, Dezembro de 2018.

_____. *Disponibilidade Hídrica e Usos Múltiplos*, Estudos de Longo Prazo, Nota para Discussão, Rio de Janeiro, Dezembro de 2018.

_____. *Eletromobilidade e Biocombustíveis*, Estudos de Longo Prazo, Nota para Discussão, Rio de Janeiro, Dezembro de 2018.

_____. *Panorama e Perspectivas sobre a Integração Energética Regional*, Estudos de Longo Prazo, Nota para Discussão, Rio de Janeiro, Dezembro de 2018.

_____. *Mecanismos de Carbono*, Estudos de Longo Prazo, Nota para Discussão, Rio de Janeiro, Dezembro de 2018.

_____. *Mudanças Climáticas e Desdobramentos sobre os Estudos de Planejamento Energético: Considerações*, Estudos de Longo Prazo, Nota para Discussão, Rio de Janeiro, Dezembro de 2018.

_____. *Considerações sobre a Participação da Sociedade no Planejamento de Longo Prazo*, Estudos de Longo Prazo, Nota para Discussão, Rio de Janeiro, Dezembro de 2018.

_____. *Premissas e Custos da Oferta de Energia Elétrica no Horizonte 2050*, Estudos de Longo Prazo, Nota Técnica PR 07/18, Novembro de 2018.

_____. *Potencial de Recursos Energéticos no Horizonte 2050*, Recursos Energéticos, Rio de Janeiro, Setembro de 2018.

_____. *Subsídios para Elaboração do Plano Nacional de Energia 2050*, Estudos de Longo Prazo, Nota Técnica 02/18, Rio de Janeiro, Agosto de 2018.

_____. *Demanda de Energia 2050*, Nota Técnica 13/15, Rio de Janeiro, Janeiro de 2016.

_____. *Cenário Econômico 2050*, Nota Técnica, Rio de Janeiro, Setembro de 2015.

MME – Ministério de Minas e Energia. *Relatório 4º Workshop PNE 2050: Cenários Tecnológicos*, Brasília, Novembro de 2018.

_____. *Relatório 3º Workshop PNE 2050: Grandes Consumidores*, Brasília, Agosto de 2018.

_____. *Relatório Workshop de Políticas Públicas*, Brasília, Julho de 2018.

Outros estudos da EPE (disponíveis em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes>)

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. *Repotenciação e Modernização de Usinas Hidrelétricas: Ganhos de eficiência, energia e capacidade instalada*, Outubro de 2019. Disponível em <http://www.epe.gov.br>

_____. *Modelo de Decisão de Investimentos para Expansão do SIN – Versão PDE 2027*. Estudos de Expansão da Geração. Nota Técnica EPE-DEE-RE-052/2018. Disponível em: <https://bit.ly/2T5Dnwl>

_____. (EPE, 2016a) *Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica*, Rio de Janeiro, 2016. Disponível em: <https://bit.ly/35QP6UW>.

_____. (EPE, 2016b) *Energia Termelétrica: Gás Natural, Biomassa, Carvão e Nuclear*. Rio de Janeiro, 2016. Disponível em: <https://bit.ly/3fllCfj>

_____. *Integração Energética na América do Sul: Aspectos conceituais e perspectivas*. Draft de NT da Série Estudos de Energia. Rio de Janeiro, 2014.

_____. *Plano Nacional de Energia (PNE) 2030*, Rio de Janeiro, 2007.

Demais Referências

ABRELPE – Associação Brasileira das Empresas de Limpeza Pública. *Panorama dos Resíduos Sólidos no Brasil 2018-2019*. Disponível em <http://www.abrelpe.org.br>. Acesso em 22/11/2019

BID – Banco Interamericano de Desenvolvimento. Paredes, Juan Roberto. *La red del futuro: desarrollo de una red eléctrica limpia y sostenible para América Latina*. Monografía del BID 565. Washington: Puntoaparte, 2017. Disponível em: <https://publications.iadb.org/handle/11319/8682>. Acesso em 13 julho 2018.

CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. *Atlas do Potencial Eólico Brasileiro: Simulações 2013* CEPEL, 2017. Disponível em <https://novoatlas.cepel.br>

CGEE. *Prospecção tecnológica no setor elétrico brasileiro: Diagnóstico de CT&I no setor elétrico brasileiro*. 2017. Disponível em <http://www.cgee.org.br>

EPRI. *Bifacial Solar Photovoltaic Modules. Program on Technology Innovation*. Setembro, 2016.

FGV CERI. Fundação Getúlio Vargas Centro de Estudos em Regulação e Infraestrutura. *Reformulação do Marco Legal do Saneamento no Brasil*. Disponível em <<https://ceri.fgv.br>>. Acesso em 13 dez. 2019.

IEA - International Energy Agency. (IEA, 2019a). *World Energy Outlook*, Paris, 2019.

_____. (IEA, 2019b) *Nuclear Power in a Clean Energy System*. Maio, 2019.

IMO – International Maritime Organization. (IMO, 2020). Disponível em <<https://www.imo.org/>>. Acesso em 13 nov. 2020.

INGRAM. E., Annual International Guide do Hydro Innovations and New Technology. *Hydro Review*, ed. 8, vol. 26, 2017.

IRENA (2017). *Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030*, Abu Dhabi.

IRENA - International Renewable Energy Agency (IRENA, 2020). *Renewable Capacity Highlights*. 31 March 2020. Disponível em: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Mar/IRENA_RE_Capacity_Highlights_2020.pdf?la=en&hash=B6BDF8C3306D271327729B9F9C9AF5F1274FE30B

_____. IRENA (2019a). *Future of Wind: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects* (A Global Energy Transformation paper), Abu Dhabi, October, 2019.

_____. IRENA (2019b). *Innovation landscape for a renewable-powered future: Solutions to integrate variable renewables*, Abu Dhabi, 2019.

_____. IRENA (2018a), *Global energy transformation: A roadmap to 2050*, Abu Dhabi, 2018

_____. IRENA (2018b), *Nurturing offshore wind markets: Good practices for international standardisation*, Abu Dhabi, 2018

_____. IRENA (2018c), *Power System Flexibility for the Energy Transition. Part I: Overview for Policy Makers*, Abu Dhabi.

JORDÃO, E. P. e PESSÔA, C.A. (1995). *Tratamento de Esgotos Domésticos*. 4ª Edição. Rio de Janeiro: ABES, 932p.

MINISTÉRIO DE MEIO AMBIENTE. *Grupo de Trabalho: Convenção de Minamata*, c2018. Página inicial. Disponível em: <<https://www.mma.gov.br/seguranca-quimica/conven%C3%A7%C3%A3o-minamata/grupo-de-trabalho.html>>. Acesso em: 10 de mar. 2019

MIT. *The Future of Nuclear Energy in a Carbon-Constrained World*. 2018

STRANGUETO, K. M. Estimativa do Potencial Brasileiro de Produção de Energia Elétrica através de Sistemas Fotovoltaicos Flutuantes em Reservatórios de Hidroelétricas. Universidade Estadual de Campinas. [S.l.]. 2016.

TRATA BRASIL, INSTITUTO. *Panorama Nacional*. Disponível em <<http://tratabrasil.org.br/saneamento/principais-estatisticas>>. Acesso em 21/11/2019

WEF – World Economic Forum. *The Future of Electricity in Fast-Growing Economies Attracting Investment Provide Affordable, Accessible and Sustainable Power*. 2016.

ZAPPA et al. Is a 100% renewable European power system feasible by 2050?, *Applied Energy*, Volumes 233–234, pág. 1027-1050, 2019.