



UNIVERSIDADE FEDERAL DO MARANHÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA EM AMBIENTE
MESTRADO PROFISSIONAL EM ENERGIA E AMBIENTE

**Variabilidade na geração baseada em fontes
renováveis: o potencial do Maranhão no fornecimento
de flexibilidade ao sistema interligado nacional**

Orientador: Prof. Dr. Osvaldo Ronald Saavedra Mendez
Coorientador: Prof. Dr. Francisco Sávio Mendes Sinfrônio

São Luís – 2020

Gabriel Araujo do Nascimento

**Variabilidade na geração baseada em fontes
renováveis: o potencial do Maranhão no fornecimento
de flexibilidade ao sistema interligado nacional**

Dissertação apresentada ao Programa de
Pós-Graduação em Energia e Ambiente da
Universidade Federal do Maranhão, para
obtenção do título de Mestre em Energia e
Ambiente.

Orientador: Prof. Dr. Osvaldo Ronald Saavedra Mendez
Co-orientador: Prof. Dr. Francisco Sávio Mendes Sinfrônio

São Luís – 2020

Ficha gerada por meio do SIGAA/Biblioteca com dados fornecidos pelo(a) autor(a).
Núcleo Integrado de Bibliotecas/UFMA

Nascimento, Gabriel Araujo do.

Variabilidade na geração baseada em fontes renováveis :
O potencial do Maranhão no fornecimento de flexibilidade
ao sistema interligado nacional / Gabriel Araujo do
Nascimento. - 2020.

99 p.

Coorientador(a): Francisco Sávio Mendes Sinfrônio.

Orientador(a): Osvaldo Ronald Saavedra Mendez.

Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-graduação em
Energia e Ambiente/ccet, Universidade Federal do Maranhão,
São Luís, 2020.

1. Flexibilidade. 2. Gás Natural. 3. Gas-to-wire. 4.
Rampas de Geração. 5. Variabilidade. I. Mendez, Osvaldo
Ronald Saavedra. II. Sinfrônio, Francisco Sávio Mendes.
III. Título.

Gabriel Araujo do Nascimento

**Variabilidade na geração baseada em fontes
renováveis: o potencial do Maranhão no fornecimento
de flexibilidade ao sistema interligado nacional**

Aprovado em: ____/____/____

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Osvaldo Ronald Saavedra Mendez (Orientador)
Programa de Pós-Graduação em Energia e Ambiente (PPGEA/UFMA)

Prof. Dr. Francisco Sávio Mendes Sinfrônio (Coorientador)
Programa de Pós-Graduação em Energia e Ambiente (PPGEA/UFMA)

Prof. Dr. Mauro Sérgio Silva Pinto
Universidade Estadual do Maranhão

Prof. Dr. Clóvis Bôsko Mendonça Oliveira
Universidade Federal do Maranhão

"Not all those who wander are lost"
(J.R.R. Tolkien)

AGRADECIMENTOS

Mantenho todos os agradecimentos da minha Monografia de Graduação. Acrescento:

À minha esposa, Myrna, pela compreensão durante todo o período do mestrado e por dar toda a atenção necessária à nossa princesa, Maria Luiza, nos períodos em que eu precisava me concentrar para escrever. A Malu também merece meu agradecimento por tornar os últimos meses tão divertidos e prazerosos (ela está chorando nesse exato momento que escrevo).

Agradeço aos meus pais, Sidnei e Lindalva, por tudo que fizeram por mim, pois o esforço deles garantiu que eu tivesse condições de buscar meus objetivos.

Agradeço ao Prof. Osvaldo por me aceitar novamente como orientando, mesmo após esses longos anos desde a defesa da monografia. Com certeza todo o aprendizado daquele período no Grupo de Sistemas de Potência (GSP) me ajudou muito nesse novo desafio.

Agradeço, também, ao Prof. Sávio por aceitar o convite para ser coorientador deste trabalho e pela excelente disciplina de combustíveis fósseis ministrada à nossa turma. O artigo que desenvolvi na disciplina contribuiu bastante para este trabalho.

Agradeço a todos os colegas da GASMAR pelo apoio e compreensão nessa jornada. Não é fácil cursar um mestrado em paralelo com o trabalho. Por vezes a mente fica dividida e a capacidade de produção cai.

Os professores do PPGEA também merecem meus sinceros agradecimentos. Foram longos meses de muito aprendizado, de conteúdos diversos e muito debate construtivo.

Tive a sorte de fazer parte dessa excelente turma de mestrado. O nível da turma é altíssimo. Por isso todos merecem meus agradecimentos. Menção honrosa à nossa querida Patrícia, que nos auxiliou muito na interface com a coordenação.

Por fim agradeço aos colegas Sandoval (ANEEL) e Gilson (ONS) por todo apoio na elaboração do artigo que foi o pontapé inicial deste trabalho. As contribuições de ambos nos ajudaram a entender melhor o problema.

RESUMO

O aumento da oferta de fontes renováveis não-despacháveis na matriz elétrica brasileira está mudando o nível de complexidade do planejamento e da operação do sistema. Essas fontes têm como características principais a alta variabilidade e a dificuldade de previsão da geração. Nesse cenário o sistema elétrico local tem que responder adequadamente às variações na geração oriundas dessas fontes; ou seja, o sistema precisa ser flexível e, portanto, dispor de mecanismos capazes de compensar essa variabilidade. As hidrelétricas são as principais responsáveis por fornecerem flexibilidade, entretanto a dificuldade de construir novas hidrelétricas demanda a instalação de outras tecnologias. Desta forma, neste trabalho são avaliadas e discutidas as características que tornam um gerador flexível, concluindo-se que nesse cenário as termelétricas a Gás Natural (GN) aparecem como alternativa técnica e economicamente viável para compensar essas variações e contribuir com a segurança energética do sistema. Para tanto, avaliou-se alguns mecanismos de mercado que podem aumentar a oferta de recursos flexíveis, tais como: contratos bilaterais entre geradores não-despacháveis e geradores flexíveis, oferta de serviços ancilares de rampa, resposta da demanda, dentre outros. Por fim, foi avaliado o potencial do Estado do Maranhão para instalação de recursos flexíveis. O Maranhão é segundo maior produtor de Gás Natural *onshore* no País. Atualmente toda sua produção é utilizada para geração de energia elétrica e as termelétricas existentes já desempenham um papel importante na segurança energética do sistema. Entretanto, o estado pode fazer uso de suas grandes reservas de Gás Natural como uma ferramenta para contribuir com a flexibilidade do sistema perante a crescente penetração de renováveis. Vale observar que o estado conta com excelente infraestrutura de transmissão de energia elétrica e existe a possibilidade de construção de terminais de GNL associados a termelétricas. Finalmente, são apresentados os principais impactos da penetração de fontes renováveis na matriz elétrica brasileira, algumas soluções possíveis e o papel que o Maranhão pode desempenhar nesse cenário.

Palavras-Chave: Gás Natural; Flexibilidade; Variabilidade; Rampas de Geração; *Gas-to-Wire*; Termelétricas.

ABSTRACT

The increase of non-dispatchable renewable sources supply in Brazilian electrical matrix is changing system's planning and operation complexity level. These sources main characteristics are the high variability and the difficulty of forecasting its generation. In this scenario, electrical system must respond properly to variations in generation from these sources. In other words, system must be flexible and, therefore, have mechanisms capable of compensating for this variability. Hydroelectric plants are main responsible for providing flexibility, however the difficulty of building new hydroelectric plants requires the installation of other technologies. Thus, this work evaluates and discuss characteristics of a flexible generators and concludes that Natural Gas Power Plants are among the most viable technically and economically to compensate for these variations and thus contribute to the energy security of the system. Therefore, this work evaluated some market mechanisms that can increase the supply of flexible resources, such as: bilateral contracts between non-dispatchable and flexible generators, ramping ancillary services, demand response, among others. Finally, assessed Maranhão State's potential for receiving flexible resources. In Brazil, Maranhão is the 2nd largest natural gas producer onshore. Currently thermoelectric plants use all natural gas production to generate electricity and these plants already play an important role in system's energy security. However, Maranhão may also use its large natural gas reserves to feed flexible generators and contribute to system's flexibility in the face of increasing penetration of renewables. Maranhão has an excellent electrical energy transmission infrastructure and may receive liquified natural gas (LNG) terminals associated with thermoelectric power plants. Lastly, this work presents the main impacts of renewable sources penetration in Brazilian electrical matrix, some possible solutions and the role that Maranhão can play in this scenario.

Keywords: Natural Gas; Flexibility; Variability; Generation Ramps; *Gas-to-Wire*; Thermoelectric Power plants.

Sumário

1	INTRODUÇÃO	11
2	OBJETIVOS	18
2.1	OBJETIVO GERAL.....	18
2.1.1	Objetivos específicos	18
3	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	18
4	ESTRUTURA DO TRABALHO	21
5	A TRANSIÇÃO ENERGÉTICA NO BRASIL.....	22
5.1	VISÃO DE FUTURO.....	24
5.2	GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO MARANHÃO	26
5.3	SISTEMA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO MARANHÃO.....	29
6	O CENÁRIO DO GÁS NATURAL.....	31
6.1	INFRAESTRUTURA DE GÁS NATURAL NO BRASIL.....	35
6.2	INTEGRAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO COM O SETOR DE GÁS	42
6.3	PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL NO MARANHÃO.....	44
7	FLEXIBILIDADE EM SISTEMAS DE ENERGIA.....	46
7.1	CARACTERÍSTICAS DE SISTEMAS FLEXÍVEIS.....	47
7.2	CAPACIDADE DE ATENDER A DEMANDA	49
7.3	CARACTERÍSTICAS DE GERADORES FLEXÍVEIS	51
7.3.1	Range de operação	51
7.3.2	Capacidade de operar em rampas.....	51
7.3.3	Tempo de startup e shutdown	52
7.3.4	Período mínimo ligado e desligado.....	52
7.3.5	Características por tecnologia.....	53
7.3.6	Informações complementares	59
7.4	IMPACTOS DA OPERAÇÃO EM CICLOS	60
8	RESULTADOS E DISCUSSÃO	61
8.1	CRESCIMENTO DA OFERTA DE GERAÇÃO NÃO-DESPACHÁVEL..	61
8.1.1	Crescimento de FV contratado regularmente.....	62

8.1.2	Crescimento de EOL contratado regularmente.....	63
8.2	IMPACTOS DA PENETRAÇÃO DE GERAÇÃO NÃO-DESPACHÁVEL	65
8.2.1	Impactos no curto prazo	66
8.2.2	Impactos no médio prazo	67
8.2.3	Impactos no longo prazo.....	67
8.2.4	Estimativa dos impactos no SIN.....	68
8.2.5	Análises	72
8.3	MECANISMOS DE MERCADO	73
8.3.1	Contratos bilaterais	74
8.3.2	Serviços ancilares de rampa.....	75
8.3.3	Resposta da demanda	77
8.4	COMO O MARANHÃO PODE PARTICIPAR?	78
8.4.1	Oportunidades na carga	79
8.4.2	Oportunidades na geração.....	81
8.4.3	Oportunidades no gás natural	82
8.4.4	Resultados consolidados.....	88
9	CONCLUSÕES	89
	PUBLICAÇÕES DECORRENTES DESTE TRABALHO	91
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	91

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Terminais de Regaseificação em Operação no Brasil.....	37
Tabela 2 – Características flexíveis de algumas tecnologias de geração.	53
Tabela 3 – Descrição dos processos relacionados a flexibilidade em geradores a gás e a carvão.	55
Tabela 4 – Comparativo de parâmetros de flexibilidade de geradores para partida a quente.....	58
Tabela 5 – Usinas com prazo de vencimento dos CCEAR menor que 8 anos no Maranhão.	82

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Evolução da capacidade instalada de usinas eólicas por subsistema.	12
Figura 2 – Usinas Eólicas – Capacidade Instalada versus Geração Média.	13
Figura 3 – Variação diária na energia gerada nas eólicas do NE em função ao intercâmbio de energia entre N-NE.	14
Figura 4 – Geração de E.E. nas eólicas do Subsistema Nordeste (eixo principal) e nas Usinas Alegria I e II (eixo secundário), do subsistema Nordeste, no período de 01/01/2019 a 04/01/2019.	15
Figura 5 – Geração de Energia Elétrica nas Usinas Eólicas do Subsistema Norte no período de 01/01/2019 a 04/01/2019.	16
Figura 6 – Capacidade Instalada por Fonte (Dez/19).....	23
Figura 7 – Evolução da capacidade instalada de usinas eólicas por subsistema.	23
Figura 8 – Capacidade instalada na região nordeste - Por Fonte.	24
Figura 9 – Expansão contratada até 2019 – Incremento anual de capacidade.	24
Figura 10 – Histórico da capacidade instalada de geração de energia elétrica por tipo de usina.	25
Figura 11 – Capacidade instalada no Estado do Maranhão.....	26
Figura 12 – Comparação da Geração de Energia elétrica no Norte, Nordeste e Maranhão	27
Figura 13 – Comparativo entre a energia gerada a partir de Hidrelétricas no Subsistema Norte, Eólicas no Subsistema Nordeste e Termelétricas no Maranhão..	27
Figura 14 – Geração de Energia elétrica diária nas usinas eólicas do Maranhão.	28
Figura 15 – Box PLOT do CVU das UTE nos Subsistemas Norte e Nordeste, por combustível, e Maranhão (R\$/MWh).	29
Figura 16 – Sistema Elétrico no Estado do Maranhão.	30
Figura 17 – Oferta Interna de Energia (OIE) em 2018.	31
Figura 18 – Evolução da Oferta Interna de Energia (OIE).....	32
Figura 19 – Série histórica do consumo de gás natural por setor (1970 - 2018).	32

Figura 20 – Consumo de Gás Natural por Setor (10^6 m^3).....	33
Figura 21 – Consumo de Gás Natural por Setor (2018).....	33
Figura 22 – Previsão do valor adicionado na distribuição de Energia Elétrica, Água e Gás em comparação com o PIB, com setor Industrial (Geral) e com a Indústria Extrativa.	34
Figura 23 – Infraestrutura existente e em construção de oferta e transporte de gás natural.....	36
Figura 24 – Oferta Potencial (Malha Integrada).	38
Figura 25 – Balanço de gás natural da Malha Integrada do Brasil.	38
Figura 26 – Terminais de GNL no Brasil.	39
Figura 27 – Terminal de GNL das UTEs São Marcos e localização da UTE GERAMAR III.	40
Figura 28 – Terminais de GNL na região de Barcarena.....	41
Figura 29 – Produção de Gás Natural Onshore por estado (10^6 m^3).	45
Figura 30 – Reservas de Gás Natural no Maranhão (10^6 m^3).	45
Figura 31 – <i>Framework</i> para avaliação da flexibilidade de termelétricas a gás e carvão.....	54
Figura 32 – Exemplos mais representativos de plantas com turbinas a gás e vapor.	56
Figura 33 – Comparação de um ciclo completo depois de um <i>hot-startup</i> para diferentes tecnologias (utilizando valores médios de mercado).	57
Figura 34 – Comparação de um ciclo completo depois de um <i>cold-startup</i> para diferentes tecnologias (utilizando valores médios de mercado).	58
Figura 35 – Energia Solar (MWmed) contratada em leilões de 2014 a 2019. ...	62
Figura 36 – Preço Teto x Preço Médio de Contratação (R\$/MWh) – Energia Solar.	63
Figura 37 – Energia Eólica (MWmed) contratada em leilões de 2009 a 2019..	64
Figura 38 – Preço Teto x Preço Médio de Contratação (R\$/MWh) – Energia Eólica.....	64
Figura 39 – Distribuição de Probabilidade das rampas horárias positivas no SIN em 2029.	69
Figura 40 – Distribuição de Probabilidade das rampas horárias positivas no subsistema SE/CO em 2029.	70

Figura 41 – Distribuição de Probabilidade das rampas horárias positivas no subsistema NE em 2029.	70
Figura 42 – Comparativo das rampas observadas na DL e na DB do subsistema NE por mês.	71
Figura 43 – Comparativo entre as rampas na Demanda Líquida no NE - P95 x P99 x Média.	72
Figura 44 – Consumo de Energia Elétrica por Setor no Maranhão de 2009 a 2018.	79
Figura 45 – Consumo de Energia Elétrica por Estado nas regiões Norte e Nordeste em 2018.	80
Figura 46 – Geração x Consumo no Maranhão de 2009 a 2018.....	81
Figura 47 – Produção mensal por campo.	83
Figura 48 – Produção em alguns poços do Campo Gavião Real de 2013 a 2018.	84
Figura 49 – Mapa Maranhão: Linhas de Transmissão e Blocos de Exploração.	85
Figura 50 – Atividades de E&P na Bacia de Barreirinhas.	86
Figura 51 – Mapa da bacia efetiva de Barreirinhas com indicação das chances de descobertas.	87

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.
CADE	Conselho Administrativo de Defesa Econômica
CAG	Controle Automático de Geração
CCEAR	Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CNI	Confederação Nacional da Indústria
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CVU	Custo Variável Unitário
DB	Demanda Bruta
DL	Demanda Líquida
EOL	Eólica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FL	<i>Full Load</i>
FSNL	<i>Full Speed No Load</i>
FV	Fotovoltaica
GASBOL	Gasoduto Brasil-Bolívia
GCE	Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica
GD	Geração Distribuída
GEE	Gases de Efeito Estufa
GN	Gás Natural
GNL	Gás Natural Liquefeito
HL	<i>House Load</i>
HVDC	<i>High Voltage Direct Current</i>
IEA	International Energy Agency
LCOE	<i>Levelized Cost of Energy</i>
LEN	Leilão de Energia Nova
LT	Linha de Transmissão

MCL	<i>Minimum Complaint Load</i>
MMBTU	Milhão de BTU
MME	Ministério de Minas e Energia
NSNL	<i>No Speed No Load</i>
OIE	Oferta Interna de Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PIB	Produto Interno Bruto
PMD	Período Mínimo Desligado
PMO	Período Mínimo Operando
PPT	Plano Prioritário de Termelétricas
PROEÓLICA	Programa Emergencial de Energia Eólica
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
QDC	Quantidade Diária Contratual
REN	Resolução Normativa
RO	Range de Operação
SBCME	Sub Crítico Média Escala
SBCPE	Sub Crítico Pequena Escala
SE	Subestação
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
SPCLE	Super Crítico Larga Escala
TGAD	Turbina a Gás Aeroderivativa
TGCA	Turbina a Gás Ciclo Aberto
TGCC	Turbina a Gás Ciclo Combinado
TR	Taxa de Rampa
TRA	Taxa de Rampa Ascendente
TRD	Taxa de Rampa Descendente
TSD	Tempo de <i>Shutdown</i>
TSU	Tempo de <i>Startup</i>
UHE	Usina Hidrelétrica
USD	Dólar Americano
UTE	Usina Termelétrica

1 INTRODUÇÃO

A América Latina e, em especial, o Brasil, apresentam condições únicas quanto à geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis [1]. No Brasil, por exemplo, destaca-se o grande potencial da região nordeste para a geração de energia a partir dos ventos, atuando como um importante vetor para o desenvolvimento e fortalecimento regional.

Como por anos a matriz elétrica brasileira foi majoritariamente hidrelétrica, a gestão dos aportes energéticos era menos complexa, pois a incerteza na sua oferta apenas advinha de afluências em suas bacias hidrográficas. Não obstante, o planejamento da expansão era norteado pelo conceito de “período crítico”, considerando a repetição de uma série histórica de 5 anos correspondente ao período mais seco então registrado. Desta forma, as usinas eram dimensionadas de tal forma que a geração mínima cobrisse tal período crítico e o resultado era denominado “energia firme” [2].

A demanda por energia cresceu significativamente mais rápido que o PIB. O alto endividamento das empresas de energia e a incapacidade do estado de investir no setor contribuíram para o iminente problema do desabastecimento [3].

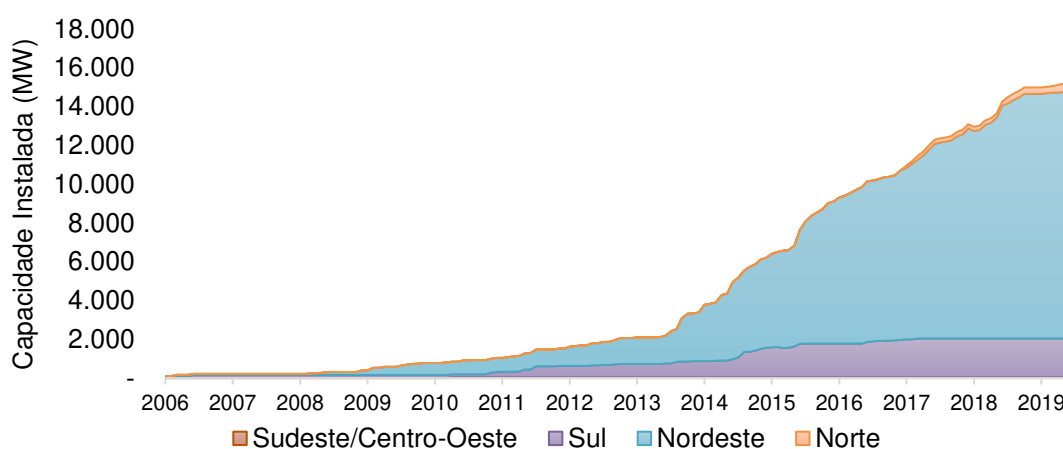
Ademais, como os investimentos voltados à construção de grandes hidrelétricas tornaram-se menos atrativos para investidores externos, principalmente no tocante às questões ambientais, o sistema elétrico brasileiro viu-se obrigado a investir em fontes de geração de energia de curto prazo, para garantir a segurança energética necessária ao sistema [3].

Neste contexto, os investimentos em Termelétricas a Gás Natural foram iniciados a partir do Plano Prioritário de Termelétricas (PPT), mediante Decreto nº 3.371 de 24 de fevereiro de 2000. Entretanto, devido à forte dependência da importação de equipamentos, ao risco cambial envolvido na compra do gás natural, à indefinição quanto à responsabilidade pela reserva de segurança na capacidade de geração e aos problemas na compatibilização das regulamentações do setor elétrico e do setor de gás, foram observados atrasos quanto a efetivação do PPT [3].

Não obstante, a necessidade de diversificação da matriz elétrica também levou ao investimento em outras fontes renováveis. A Resolução nº 24, de 2001, da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE), por exemplo, criou o Programa Emergencial de Energia Eólica (PROEÓLICA). Posteriormente foi lançado o Programa de Incentivo às Fontes Renováveis de Energia Elétrica (PROINFA), criado pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e alterado pela Lei 10.762, de 11 de novembro de 2003. Vale observar que o objetivo do PROINFA era aumentar a participação de Produtores Independentes Autônomos na matriz elétrica brasileira, focados em fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa.

Para tanto, o subsistema Nordeste foi o principal foco dos investimentos em energia eólica, em função das condições de vento favoráveis no litoral. A geração no subsistema Norte, porém, iniciou-se apenas em 2017, a partir de empreendimentos instalados no estado do Maranhão, gerando um aumento da capacidade instalada da macrorregião como indicado na Figura 1.

Figura 1 – Evolução da capacidade instalada de usinas eólicas por subsistema.



Fonte: Elaboração própria com dados de [4].

A crescente inserção de usinas eólicas e solares na matriz elétrica brasileira aumentou o nível de complexidade do planejamento da expansão e da operação do sistema, uma vez que a geração a partir dessas fontes renováveis é fortemente influenciada pelas incertezas na sua fonte primária. Portanto, além das já conhecidas incertezas relacionadas à demanda, há um aumento das incertezas associadas à cadeia de geração. Nesse cenário, o sistema elétrico

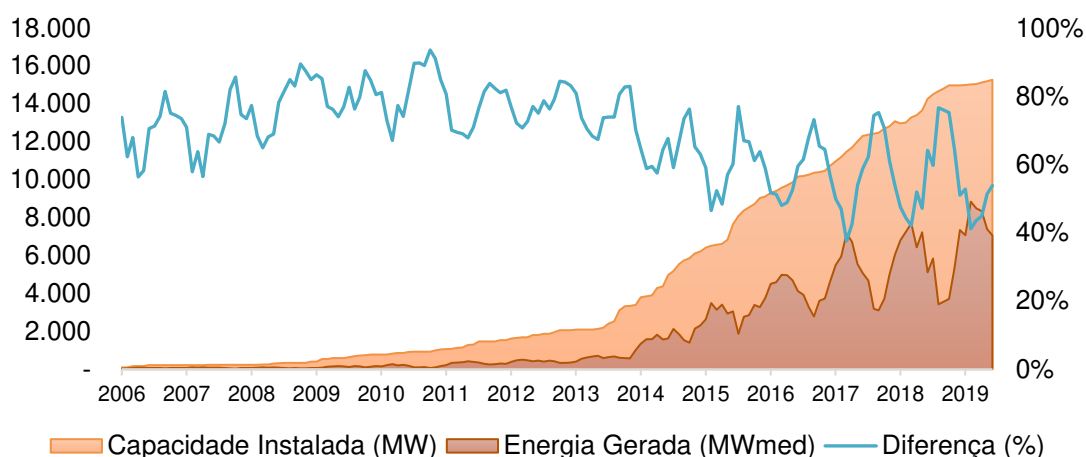
precisa de maior flexibilidade operacional para que sejam mantidos o equilíbrio do binômio geração-carga.

No caso das usinas eólicas, a flexibilidade refere-se à habilidade do sistema de lidar com variabilidade e incertezas na fonte primária. Já do ponto de vista econômico, a flexibilidade adiciona custos para mitigar as variações e incertezas na produção de energia. Este custo deve estar limitado em um intervalo razoável [5], [6].

Assim, a flexibilidade é garantida por reservas de geração com capacidade/velocidade de resposta compatíveis com as variações na geração das renováveis, sendo as principais candidatas a tal desafio: hidrelétricas rápidas, turbinas a gás e armazenamento de energia [7–9].

É importante observar que a capacidade instalada de usinas eólicas aumentou consideravelmente nos últimos anos; entretanto, ainda hoje há uma grande diferença entre a capacidade instalada e a média da energia gerada (Figura 2).

Figura 2 – Usinas Eólicas – Capacidade Instalada versus Geração Média.

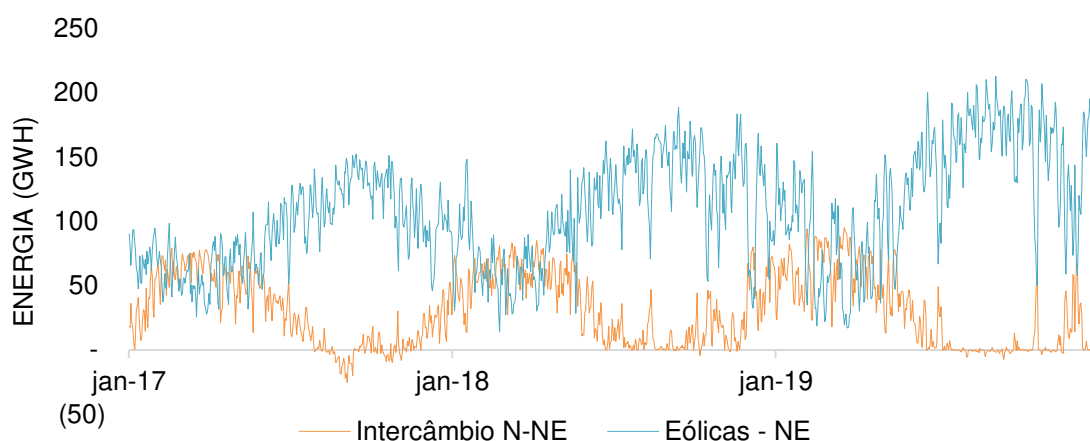


Fonte: Elaboração própria com dados de [4].

Nos últimos anos o crescimento da capacidade instalada não resultou, necessariamente, em um aumento proporcional da energia gerada. Isso pode ter várias causas, dentre elas destacam-se: parques eólicos instalados em regiões com diferentes condições de vento e interrupção da geração em função de restrições na transmissão. Em [10] esse efeito foi verificado e as restrições na transmissão foram apontadas como maiores responsáveis.

Como ainda hoje ocorrem grandes variações diárias na energia gerada pelas unidades eólicas do Subsistema Nordeste (Figura 3), verificou-se que o intercâmbio entre os Subsistemas Norte e Nordeste é inversamente proporcional ao aumento desta geração. Entretanto, apesar da grande quantidade de energia gerada pelas eólicas, as grandes variações na sua fonte primária a impedem de garantir energia no curto prazo. Portanto, faz-se necessário investir em geração a partir de plantas com baixo custo e entrada rápida em operação, convergindo, nesse caso, para termelétricas a gás natural.

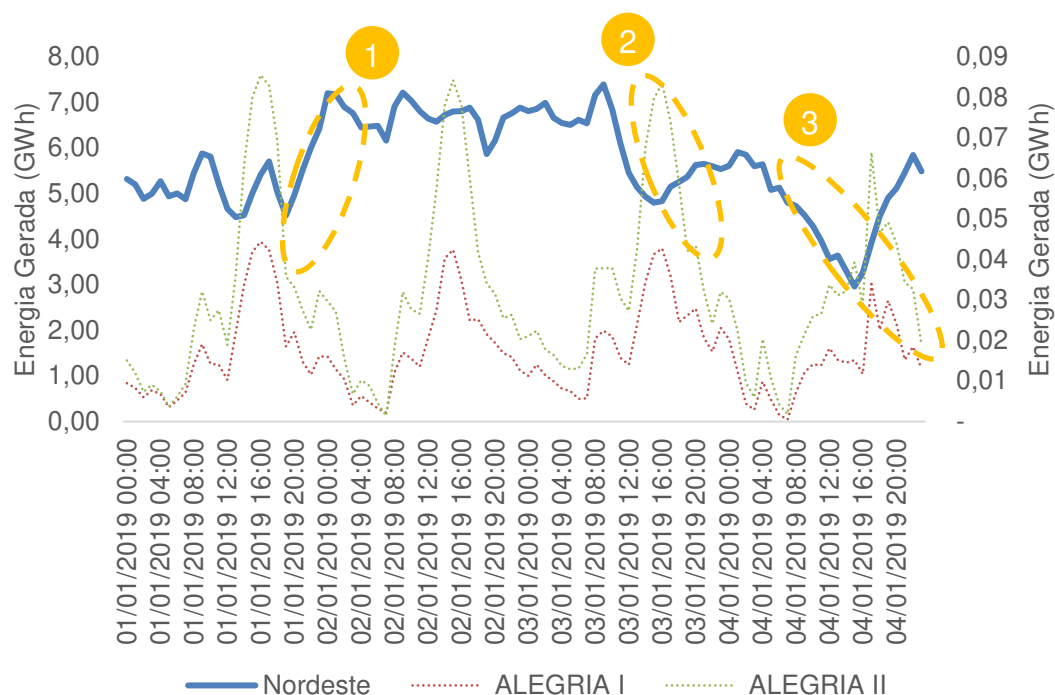
Figura 3 – Variação diária na energia gerada nas eólicas do NE em função ao intercâmbio de energia entre N-NE.



Fonte: Elaboração própria com dados de [4].

Na Figura 4 é mostrado o total da energia gerada a partir das usinas eólicas do Subsistema Nordeste (eixo principal) em comparação com a geração a partir das usinas eólicas de Alegria I e Alegria II (eixo secundário), instaladas nesse subsistema, em base horária, no período de 01/01/2019 a 04/01/2019. Nesta é possível observar que há grandes rampas de geração quando analisamos as usinas isoladamente. Entretanto, quando analisadas em conjunto, essas rampas são amenizadas, uma vez que as variações no vento não são iguais em diferentes regiões.

Figura 4 – Geração de E.E. nas eólicas do Subsistema Nordeste (eixo principal) e nas Usinas Alegria I e II (eixo secundário), do subsistema Nordeste, no período de 01/01/2019 a 04/01/2019.



Fonte: Elaboração própria com dados de [4].

Apesar da estratégia de instalação de usinas eólicas em regiões geográficas distintas, as rampas de geração ainda persistem e representam um risco ao sistema, como exemplificado nas regiões 1, 2 e 3 (Figura 4).

A região 1 corresponde a uma rampa ascendente, em que o sistema teve um aumento de 2.655 MW_{med} de capacidade (22% da capacidade instalada), a um ritmo de aproximadamente 442 MW/h em um intervalo de 6h.

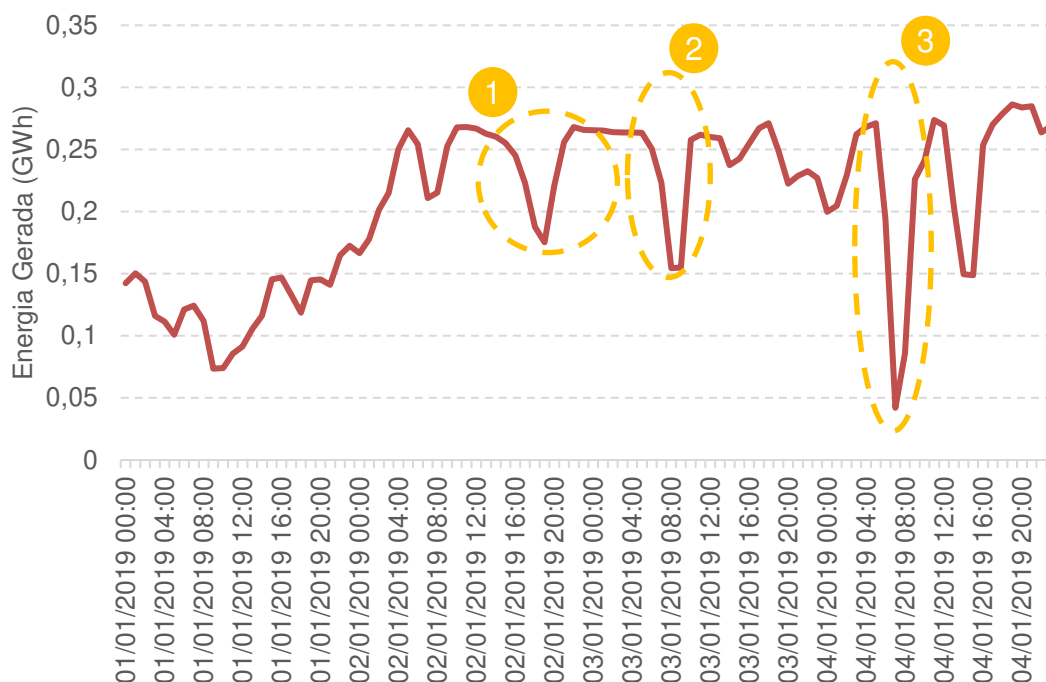
Já a região 2 corresponde a uma rampa descendente, em que o sistema teve uma redução de 2.597 MW_{med} de capacidade (21% da capacidade instalada), a um ritmo de aproximadamente 433 MW/h em um intervalo de 6h.

Por fim, a região 3 corresponde a uma rampa descendente, em que o sistema reduziu em 2.949 MW_{med} de capacidade (24% da capacidade instalada), a um ritmo de aproximadamente 210 MW/h em um intervalo de 14h.

Não obstante, na Figura 5 é mostrado o total da energia gerada a partir de usinas eólicas no Subsistema Norte. Observa-se que há rampas significativas, tal qual observado no Subsistema Nordeste. Porém, conforme esperado, por serem regiões com condições de vento distintas, o comportamento

da geração no Subsistema Norte é bem diferente do Subsistema Nordeste para o mesmo período de análise.

Figura 5 – Geração de Energia Elétrica nas Usinas Eólicas do Subsistema Norte no período de 01/01/2019 a 04/01/2019.



Fonte: Elaboração própria com dados de [4].

Nesta, a região 1 corresponde a uma rápida variação de geração, na qual observa-se um ponto de inflexão entre duas rampas: uma descendente, de 80 MW_{med} (24 % da capacidade instalada), a um ritmo de 20 MW/h em um intervalo de 4h; e outra ascendente, de 93 MW_{med} (28 % da capacidade instalada), a um ritmo de 31 MW/h em um intervalo de 3h.

A região 2, por sua vez, corresponde a outro ponto de inflexão entre duas rampas: uma descendente, de 109 MW_{med} (33 % da capacidade instalada), a um ritmo de 36 MW/h em um intervalo de 3h, e uma ascendente, de 103 MW_{med} (31 % da capacidade instalada), a um ritmo de 103 MW/h em um intervalo de 1h.

Por fim, a região 3 corresponde a outro ponto de inflexão entre duas rampas: uma descendente, de 229 MW_{med} (70 % da capacidade instalada), a um ritmo 115 MW/h em um intervalo de 2h; e outra ascendente, de 232 MW_{med} (70 % da capacidade instalada), a um ritmo de 58 MW/h em um intervalo de 4h.

As Regiões Norte e Nordeste ainda contam com condições favoráveis para geração de energia a partir das ondas, das marés e das correntes de maré. Essas fontes renováveis não-despacháveis têm a vantagem de apresentarem menor variabilidade e bom grau de previsibilidade [11].

O problema da variabilidade na geração deve ser resolvido com o objetivo de manter a modicidade tarifária associada ao objetivo de redução das emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE). Portanto as tecnologias escolhidas para esse fim devem possuir uma boa relação custo-benefício.

Desta forma, vários trabalhos têm analisado a capacidade das tecnologias existentes em compensarem a variabilidade das fontes não-despacháveis [12–16]. As usinas hidrelétricas são uma ótima alternativa para compensação de rampas, além de atualmente terem os menores Custos Nivelados de Eletricidade (LCOE, na sigla em inglês). Entretanto a capacidade de geração hidrelétrica na maioria das regiões industrializadas está próxima do máximo [11].

Apesar de ainda existirem recursos hídricos inexplorados na região amazônica, grandes projetos hidrelétricos nessa região terão altos custos ambientais e de transmissão de energia elétrica, além de baixa densidade energética. A UHE Belo Monte, por exemplo, tem grandes perdas de energia elétrica em função das linhas de transmissão extremamente longas e tem geração limitada nos períodos secos, devido à redução da capacidade do seu reservatório. Além disso, sua construção foi marcada por grandes conflitos ambientais [11].

O potencial hidrelétrico da Região Nordeste está praticamente todo utilizado. Como consequência, nos últimos períodos de estiagem o Subsistema Nordeste importou mais de 25% da sua energia elétrica consumida dos Subsistemas Norte e Sudeste/Centro-Oeste. Por outro lado, a Região Nordeste é privilegiada com excelentes condições para geração de energia a partir do sol e dos ventos [11].

As termelétricas a gás natural, por sua vez, apresentam-se com LCOE competitivo e com a vantagem de serem menos poluentes que UTE a Diesel e Carvão, por exemplo. Além disso, suas características técnicas são favoráveis à compensação de variabilidade em fontes renováveis [11], [15].

Existem várias tecnologias aptas a fornecerem flexibilidade adicional ao sistema de maneira a reduzir o risco de não atendimento à carga. Esse assunto

será discutido com mais detalhes na seção 7, onde os conceitos de flexibilidade e rampas serão melhor detalhados.

2 OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO GERAL

Identificar e analisar os cenários decorrentes da alta penetração de geração renovável de natureza intermitente concentrada regionalmente e os impactos no sistema interligado, assim como mapear oportunidades de fontes flexíveis locais para mitigar as variabilidades resultantes na operação da rede.

2.1.1 Objetivos específicos

- Analisar os parâmetros de flexibilidade das tecnologias de geração termelétrica;
- Analisar os cenários de concentração geográfica da geração solar fotovoltaica e eólica;
- Avaliar a implantação de térmicas no modelo *gas-to-wire* para fornecer flexibilidade e alavancar a exploração de novas reservas de gás natural;
- Discutir mecanismos de mercado aumentem a oferta de serviços de flexibilidade no sistema interligado.

3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Em [17] o autor apresenta a experiência da Espanha frente a integração dos setores de gás natural e elétrico. A Espanha iniciou sua jornada de maximização da oferta de renováveis, em sua matriz energética, em 1994

seguindo a tendência europeia, após a conferência Rio 92. Para tanto, o foco dos investimentos foi na geração de energia eólica. As Termelétricas de Ciclo Combinado a Gás Natural foram a principal fonte de *back-up* para as incertezas associadas à produção de energia eólica.

A União das Indústrias de Eletricidade da Europa (EURELECTRIC) publicou um artigo que conta um pouco da experiência europeia na transição para uma economia de baixo carbono [12]. As experiências vivenciadas da Alemanha, Espanha e dos Países Nórdicos são destacadas. Neste existem várias maneiras de gerenciar a variabilidade de renováveis não-despacháveis: (a) despacho de geradores flexíveis e geração de *back-up*; (b) participação da demanda e armazenamento; (c) interconexões e (d) estratégias de mercado. Neste trabalho também são introduzidos conceitos importantes, como variabilidade, rampas de geração e flexibilidade, além de apresentar algumas características de geradores convencionais relacionadas com a flexibilidade.

De acordo com [18], a viabilidade de utilização de gás associado em reservas de óleo *offshore* para geração de energia elétrica é a base do processo denominado *Gas-to-Wire*. Segundo tal trabalho, a construção usinas termelétricas flutuantes e transmissão de energia em redes HVDC submarinas são economicamente mais viáveis que o transporte do gás natural para a costa.

Os conceitos de flexibilidade, por exemplo, em sistemas de potência com alta penetração de fontes renováveis são muito bem apresentados em [19]. Os autores apresentam uma excelente revisão da bibliografia disponível. O trabalho aponta alguns recursos flexíveis capazes de atender os sistemas de potência no curtíssimo, curto, médio e longo prazo. Além disso apresenta uma estratificação coerente acerca da utilização das várias tecnologias de armazenamento de energia e de geração termelétrica para que estas forneçam flexibilidade adicional ao sistema.

Uma metodologia para determinar a flexibilidade disponível em geradores convencionais é apresentada em [14]. O trabalho parte da premissa que a flexibilidade potencial de um gerador convencional depende do seu estado de operação e de 4 restrições impostas pela sua tecnologia: (a) range de operação; (b) capacidade de responder a rampas; (c) tempo de *startup* e *shutdown* e (d) tempo mínimo que o gerador deve permanecer ligado ou desligado. Ao fim,

apresentam-se os resultados das análises de flexibilidade e apontam as Turbinas a Gás em Ciclo Aberto dentre as mais flexíveis.

Em [13] é apresentado um estudo de caso em uma Usina termelétrica a gás natural. O artigo contém informações importantes sobre os efeitos devido aos frequentes *startups* e *shutdowns* em função da necessidade de compensação das rampas de renováveis. Os procedimentos para *startup* e *shutdown* são apresentados, bem como detalhes sobre as emissões de gases de efeito estufa em cada fase da operação das turbinas. Tal trabalho também aborda a lucratividade de plantas com capacidade para compensar a variabilidade de renováveis e cita a possibilidade de prestação de serviços auxiliares.

Em [10] o autor simula vários cenários de penetração 0 a 100 GW de potência instalada de Usinas Solares e Eólicas em duas regiões dos Estados Unidos da América (dos estados da Califórnia e do Texas, especificamente). Algumas constatações sobre o aumento da penetração de renováveis merecem destaque: (a) reduz a geração das fontes despacháveis, mas não reduz a necessidade de capacidade instalada; (b) aumenta as exportações de energia para regiões vizinhas; (c) pode reduzir a lucratividade de plantas despacháveis; (d) pode reduzir o retorno sobre o investimento sobre as próprias renováveis e (e) o superdimensionamento da penetração de renováveis aumenta os custos financeiros e operacionais do sistema como um todo.

Em [20] os autores calculam a máxima penetração de eólicas na região Nordeste do Brasil considerando que hidrelétricas e termelétricas proverão flexibilidade ao sistema. Em [16] os autores analisam os impactos da penetração de eólicas no sistema de potência da região Sul do Brasil. Uma das contribuições mais importantes é a proposta de *link* entre o modelo de integração energética e o modelo de despacho econômico.

Vale observar que a necessidade de flexibilidade operativa foi considerada pela primeira vez no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) na sua edição de 2020 [21]. Porém o assunto já havia sido abordado na Nota Técnica da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), em 2018 [22]. No PDE, a EPE também propõe a integração do setor elétrico com o setor de gás natural e sua grande importância no planejamento plurianual.

Uma excelente revisão dos parâmetros de flexibilidade e emissões de gases de efeito estufa de termelétricas a gás natural e carvão é apresentada em [15]. Segundo seus autores, as turbinas a gás são mais eficientes que plantas a carvão para servirem de *back-up* para renováveis.

A integração entre o setor elétrico e o setor de gás natural é tema de vários estudos. Além do já citado [17], em [23] os autores avaliam um cenário em que um gerador de energia renovável deve lidar com sua própria variabilidade. Assim, propõem um cenário em que esse gerador investe em um gerador a gás natural com rampas de subida e descida rápidas e numa reserva de gás natural. Além de poder gerar energia para compensar variabilidade, o gás natural pode ser vendido no mercado spot.

Por outro lado, [24] avalia o estabelecimento de contratos bilaterais entre geradores a gás natural e geradores de fontes renováveis. Os autores concluem que esse tipo de associação (cooperação) aumenta a lucratividade de ambos os jogadores e, portanto, favorece a penetração de renováveis na matriz. Já [25] propõe o estabelecimento de contratos de confiabilidade entre geradores a fontes renováveis e termelétricas a gás natural.

O aumento da flexibilidade dos sistemas de potência via prestação de serviços ancilares é tratado em [26], na qual é proposto um esquema para serviços ancilares de rampas. Partem da premissa que a geração de energia na base e os serviços de balanceamento devem operar em mercados diferentes e com preços diferentes, para encorajar a eficiência econômica a partir da alocação apropriada de incentivos e pagamentos.

4 ESTRUTURA DO TRABALHO

No capítulo 5 são tratados aspectos da transição energética no Brasil, com a visão de futuro da matriz elétrica, e do cenário de geração e transmissão de energia elétrica no Estado do Maranhão.

No capítulo 6 é discutido o cenário do gás natural na matriz energética brasileira. Apresentam-se informações sobre a infraestrutura existente da malha integrada, sobre a integração entre os setores elétrico e de gás natural, e sobre a produção de Gás Natural no Estado do Maranhão.

No capítulo 7 é detalhado o tema flexibilidade em Sistemas de Energia. Para tanto, apresenta-se conceitos de flexibilidade, as principais características de sistemas elétricos flexíveis, as principais características de geradores flexíveis e os impactos da operação em ciclos sobre os geradores.

Por fim, no capítulo 8 é apresentada uma discussão sobre os temas apresentados neste trabalho. Apresentam-se dados sobre a concentração geográfica das fontes renováveis não-despacháveis e uma análise qualitativa dos impactos causados pelo aumento da oferta de geradores não-despacháveis. Sugerem-se mecanismos de mercado que podem ser utilizados para permitir o aumento da oferta de fontes não-despacháveis e garantir a confiabilidade e a modicidade tarifária no fornecimento de energia elétrica aos consumidores. Por fim apresentam-se dados que suportam a hipótese de que o Estado do Maranhão dispõe de condições favoráveis para fornecer serviços de flexibilidade a um baixo custo.

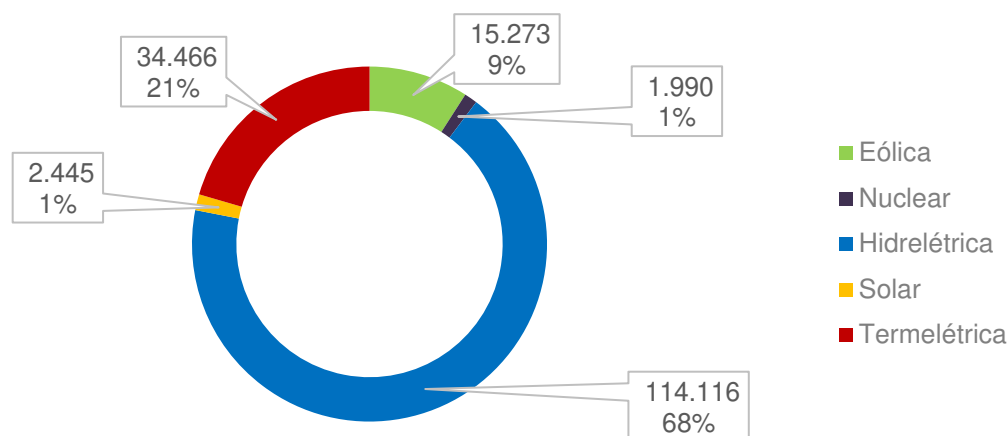
5 A TRANSIÇÃO ENERGÉTICA NO BRASIL

A matriz elétrica brasileira está passando por mudanças seguindo a tendência mundial de redução das emissões de gases de efeito estufa. O Sistema Elétrico Brasileiro (SEB), historicamente predominantemente renovável, em função da grande oferta de energia das usinas hidrelétricas, está crescendo com a penetração de outras fontes renováveis não controláveis. A participação relativa das hidrelétricas está reduzindo, apesar dessa tecnologia fornecer grande produção de energia a um baixo custo incremental [21].

A Empresa de Pesquisa Energética estima que a capacidade instalada de Usinas Hidrelétricas permaneça aproximadamente constante, porém reduza sua participação proporcional, na medida em que as fontes renováveis não-despacháveis assumem o protagonismo na expansão. Desta forma, na seção 5.1 serão apresentados dados da expansão contratada da geração até 2019.

Em dezembro de 2019 a capacidade instalada de Usinas Eólicas correspondia a 9% da capacidade do SIN (Figura 6).

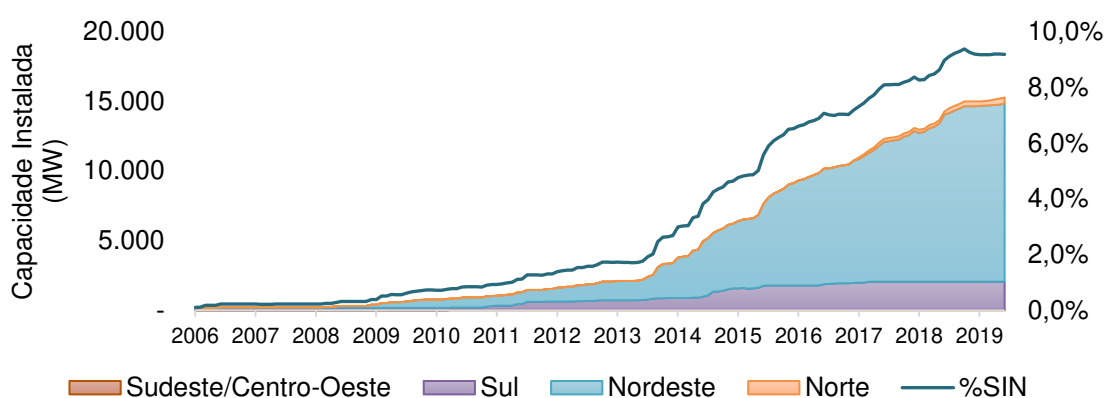
Figura 6 – Capacidade Instalada por Fonte (Dez/19).



Fonte: Elaboração própria com dados de [4].

Os programas de incentivo às fontes renováveis, em especial o PROINFA e o PROEÓLICA, alavancaram a penetração de usinas eólicas, solares, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa na matriz elétrica brasileira. O Subsistema Nordeste destacou-se pela grande quantidade de empreendimentos eólicos instalados, principalmente em função das condições de vento favoráveis na costa (Figura 7).

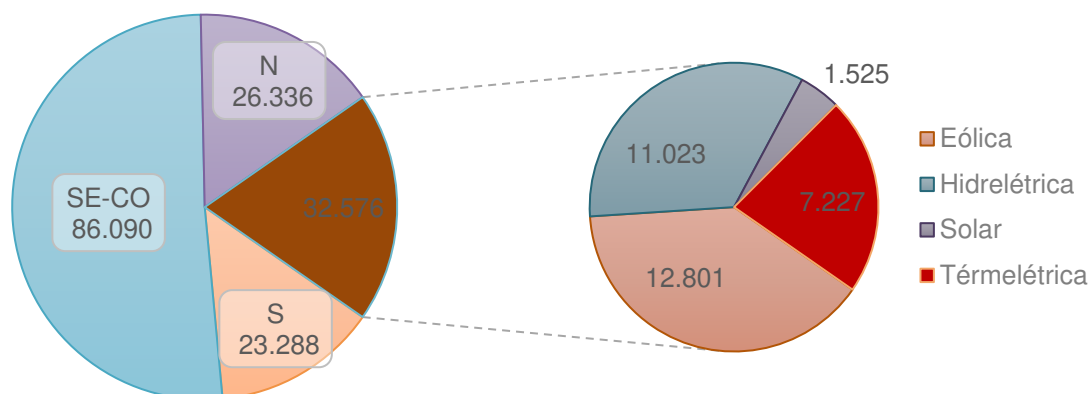
Figura 7 – Evolução da capacidade instalada de usinas eólicas por subsistema.



Fonte: Elaboração própria com dados de [4].

Atualmente as usinas eólicas do Subsistema Nordeste correspondem a 39% da sua capacidade instalada [4]. É importante observar que, apesar das vantagens das usinas eólicas, esse tipo de fonte tem muitas variações diárias devido às incertezas associadas à sua fonte primária: o vento (Figura 8).

Figura 8 – Capacidade instalada na região nordeste - Por Fonte.

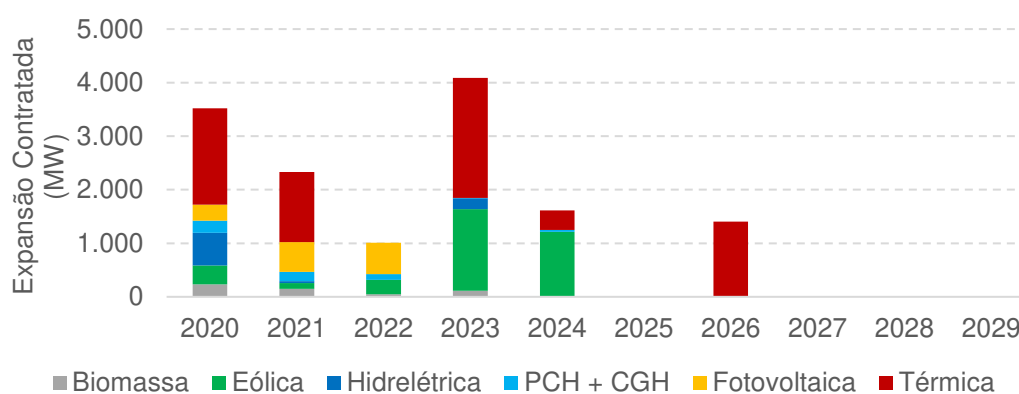


Fonte: Elaboração própria com dados de [4].

5.1 VISÃO DE FUTURO

Fontes renováveis correspondem a 49% da expansão de capacidade contratada até 2019 [21], na qual a geração eólicas correspondem a 25% e a geração solar é responsável a 10% deste montante. Na Figura 9 é apresentado o incremento anual de capacidade baseado na expansão contratada até 2019.

Figura 9 – Expansão contratada até 2019 – Incremento anual de capacidade.

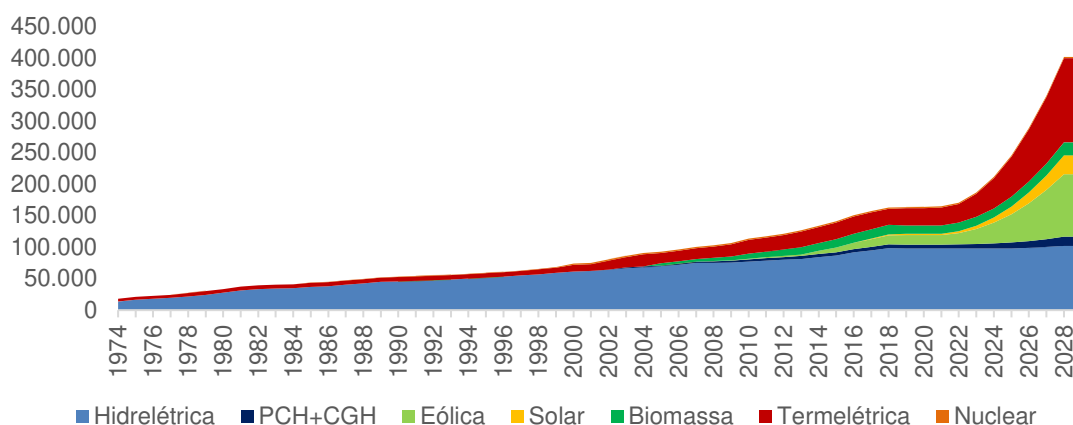


Fonte: [21].

A grande quantidade de projetos de plantas de eólicas e solares competindo nos últimos leilões, principalmente nos subsistemas Norte e Nordeste, indica que a capacidade instalada dessas fontes deve crescer consideravelmente nos próximos anos [27].

No cenário de referência do PDE 2029 previu-se que a carga do SIN deve crescer a uma taxa média de 3,9% a.a. (sem o abatimento da Geração Distribuída). Na Figura 10 é apresentada a evolução da capacidade instalada de geração por tipo de usina, considerando o cenário de referência do PDE 2029¹ para a projeção 2020 a 2029. Observa-se a manutenção do patamar de geração hidrelétrica e o aumento expressivo em solar e eólica (serão discutidos com mais detalhes na seção 8.1).

Figura 10 – Histórico da capacidade instalada de geração de energia elétrica por tipo de usina.



Fonte: Elaboração própria com dados de [21] e [28].

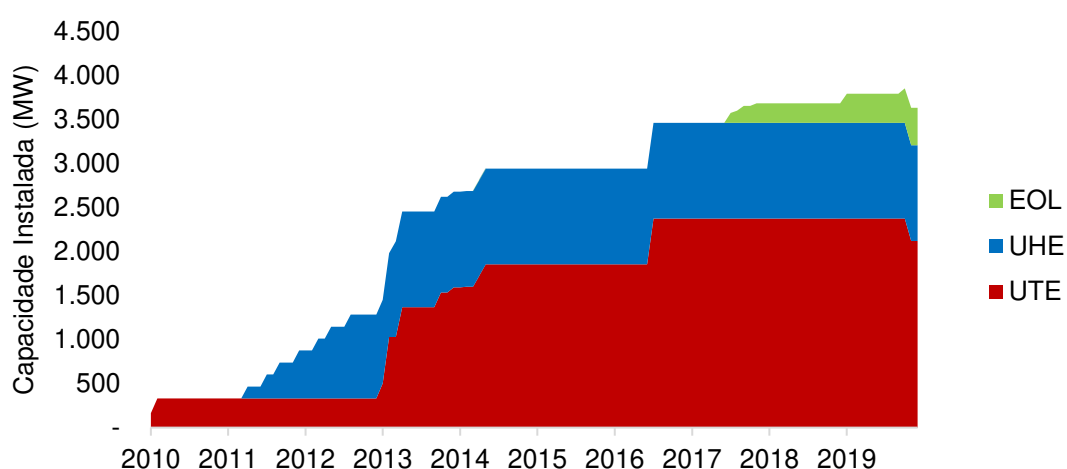
As termelétricas também aumentarão sua participação no *mix* (2019: 14%; 2029: 18%). Segundo o PDE 2029, o gás natural será o principal combustível para a expansão das termelétricas. O PDE também considera o fim dos contratos de algumas usinas, o fim da CDE e fim do PPT, que mudarão os critérios de competitividade de UTE a carvão nacional. Nesse cenário estimou-se que aproximadamente 15.500 MW estejam enquadradas nesses critérios. Assim considerou que algumas usinas podem passar por *retrofit* e manter sua oferta ao SIN.

¹ Os dados de 1974 a 2018 foram retirados do Balanço Energético Nacional [Erro! Fonte de referência não encontrada.]

5.2 GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO MARANHÃO

A produção de energia elétrica para o Sistema Interligado Nacional (SIN) no Estado do Maranhão iniciou em 2011, quando houve a entrada em operação comercial da UHE Estreito². A partir de então houve vários investimentos em geração no Estado, principalmente em usinas termelétricas e, mais recentemente, usinas eólicas. Na Figura 11 é apresentado o histórico do aumento de capacidade instalada de geração no Maranhão.

Figura 11 – Capacidade instalada no Estado do Maranhão.



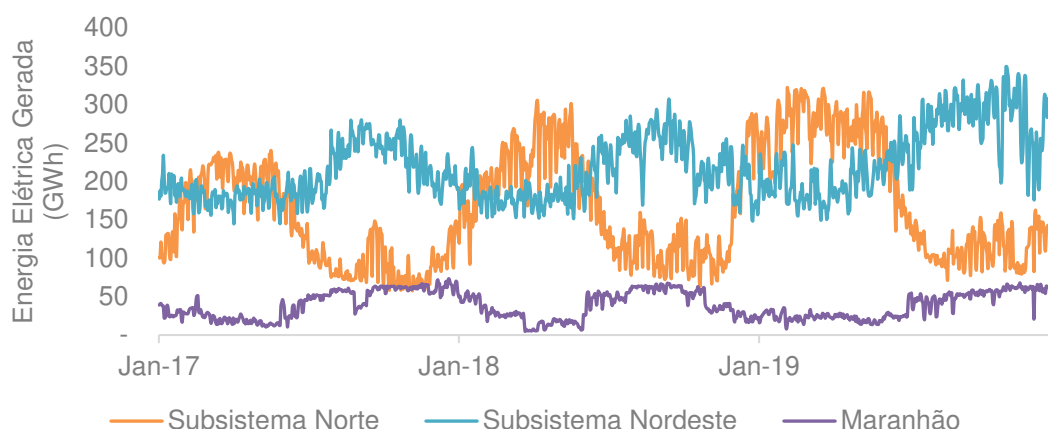
Fonte: Elaboração própria com dados de [4].

A geração de Energia Elétrica no Estado do Maranhão desempenha um papel importante no balanço elétrico das regiões Norte e Nordeste. Na Figura 12 são apresentados os dados de geração de energia elétrica diária nos subsistemas Norte³ e Nordeste, e no Estado do Maranhão, no período de janeiro de 2017 a dezembro de 2019.

² Importante considerar também a UHE Boa Esperança, integrante da concessão da Companhia Hidroelétrica do São Francisco – Chesf, localizada no rio Parnaíba, que divide os estados do Maranhão e do Piauí.

³ Os dados de geração do Norte estão apresentados sem a geração do Maranhão.

Figura 12 – Comparação da Geração de Energia elétrica no Norte, Nordeste e Maranhão

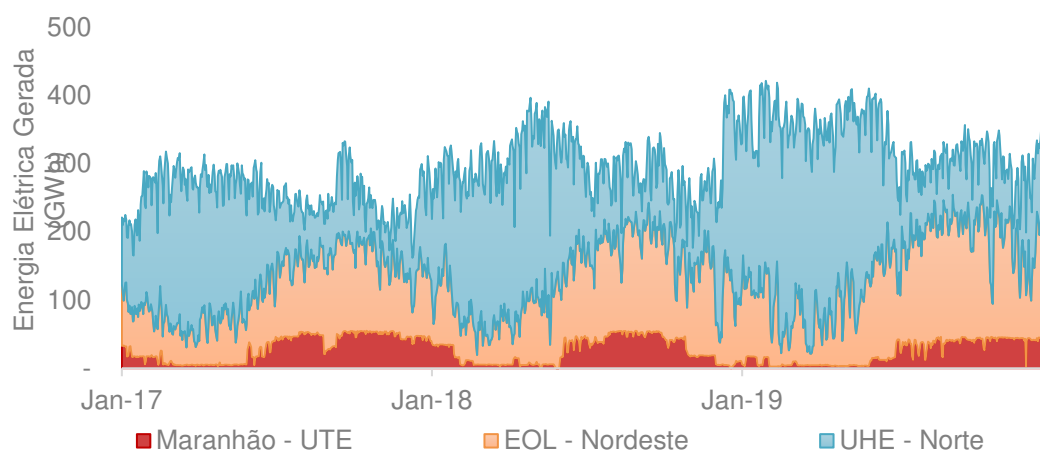


Fonte: Elaboração própria com dados de [4].

A partir da análise do gráfico é possível observar que a geração de energia elétrica do Maranhão atua de maneira complementar às fontes intermitentes de ambos os subsistemas, evidenciando que o Maranhão desempenha um papel importante no balanço elétrico das regiões Norte e Nordeste.

Na Figura 13 é apresentado o comparativo entre a geração de energia elétrica a partir de usinas hidrelétricas no subsistema Norte, a partir de usinas eólicas no subsistema Nordeste e a partir de Usinas Termelétricas no Estado do Maranhão.

Figura 13 – Comparativo entre a energia gerada a partir de Hidrelétricas no Subsistema Norte, Eólicas no Subsistema Nordeste e Termelétricas no Maranhão..



Fonte: Elaboração própria com dados de [4].

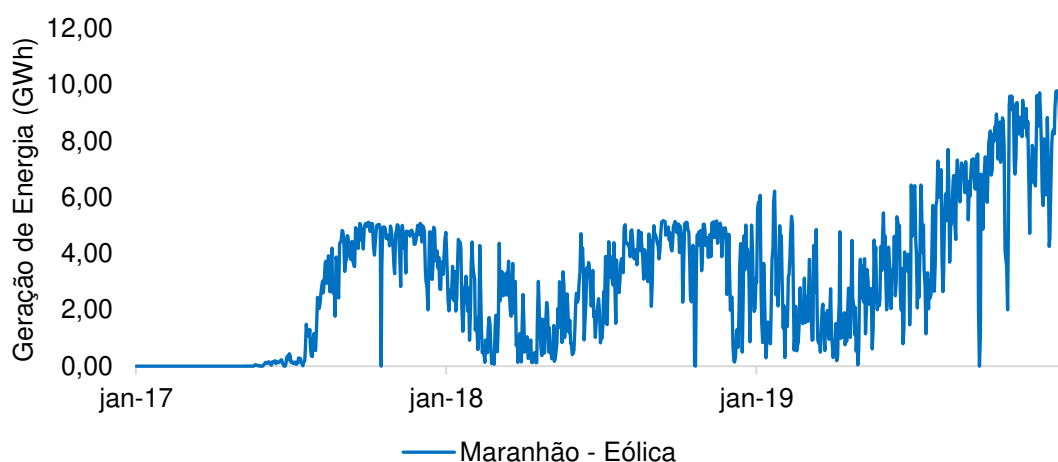
No Maranhão, as hidrelétricas e eólicas atuam de maneira complementar entre si, gerando energia no período em que as energias intermitentes, somadas,

não são suficientes para atender a demanda do sistema (períodos de baixa afluência e, conseqüentemente, menor oferta de fontes hidrelétricas).

Fortuitamente, a capacidade instalada de Usinas Termelétricas a Gás Natural no Maranhão também aumentará. No Leilão de Energia Nova (A-6), realizado em 31/08/2018, um projeto de fechamento de ciclo de UTE a Gás Natural sagrou-se vencedor com 363 MW de capacidade instalada e Garantia Física de 326 MW_{med}. No Leilão de Energia Nova (A-6), realizado em 18/10/2019, um projeto de fechamento de ciclo de uma UTE a Gás Natural sagrou-se vencedor com 92 MW de capacidade instalada e Garantia Física de 76,9 MW_{med}. Além disso, um projeto de 5,54 MW de capacidade instalada e 3,4 MW_{med} de Garantia Física já havia vencido o leilão 01/2016 [27].

Na Figura 14 apresenta-se o histórico da geração de energia elétrica diária nas usinas eólicas do Maranhão (em GWh), no período de jan/17 a dez/19. Observam-se grandes variações diárias na geração, inclusive reduções bruscas a valores próximos de zero. É evidente que será necessário instalar geradores que forneçam flexibilidade adicional para garantir a penetração de mais eólicas no sistema.

Figura 14 – Geração de Energia elétrica diária nas usinas eólicas do Maranhão.

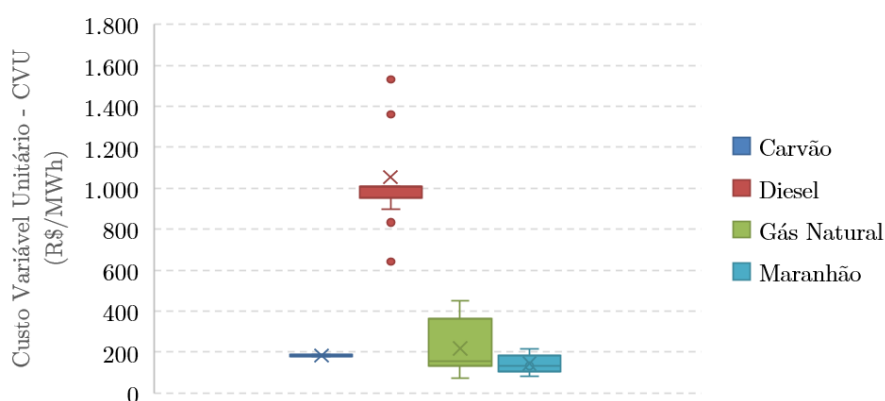


Fonte: Elaboração própria com dados de [4].

As Usinas Termelétricas a Gás Natural do Maranhão são bastante competitivas. Além de tecnologicamente adequadas para aumentar a flexibilidade do sistema, também possuem um Custo Variável Unitário (CVU) bastante competitivo.

Na Figura 15 é apresentado o CVU das Usinas Termelétricas dos Subsistemas Norte e Nordeste em fevereiro de 2019, no formato de um *box plot*. É possível verificar que as UTE a GN do Maranhão estão entre as UTE com menor CVU. Além disso o modelo aplicado no estado é benéfico para a modicidade tarifária (um dos pilares da reestruturação do setor elétrico brasileiro). A ENEVA, operadora dos poços no estado, consegue ofertar gás natural a USD 2,49/MMBTU. Esse valor é inferior ao do GNL importado (USD 8,72/MMBTU) e ao gás do pré-sal (USD 5,59/MMBTU) [29].

Figura 15 – Box PLOT do CVU das UTE nos Subsistemas Norte e Nordeste, por combustível, e Maranhão (R\$/MWh).



Fonte: Elaboração própria com dados de [30].

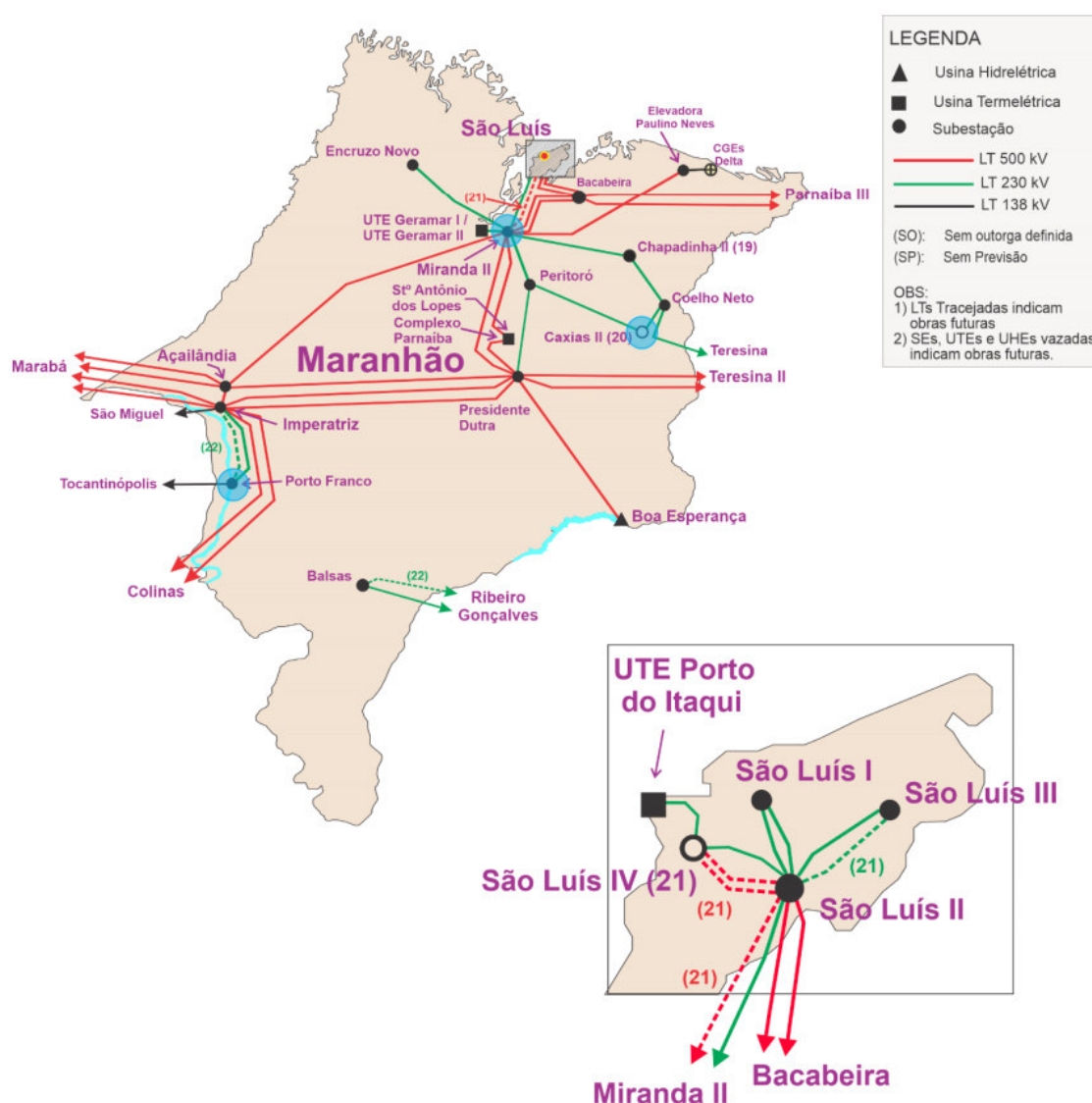
5.3 SISTEMA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO MARANHÃO

O Maranhão desempenha um papel importante no intercâmbio de energia elétrica entre os subsistemas Norte, Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste. Há linhas de transmissão que interligam o estado com os estados do Pará, Piauí e Tocantins (Figura 16), na qual as principais interligações são:

- Interligação com o Subsistema Norte (9.000 MW) [31] [32]:
 - MA-PA – LT 500 kV Açailândia/Marabá C1 (238,68 km)
 - MA-PA – LT 500 kV Açailândia/Marabá C2 (238,32 km)
 - MA-PA – LT 500 kV Imperatriz/Marabá C1 (181,43 km)
 - MA-PA – LT 500 kV Imperatriz/Marabá C2 (182,32 km)

- Interligação com o Subsistema Sudeste/Centro-Oeste (1.300 MW) [32] [33]:
 - MA-TO – LT 500 kV Imperatriz/Colinas C1 (344,29 km)
 - MA-TO – LT 500 kV Imperatriz/Colinas C2 (344,93 km)
- Interligação com o Subsistema Nordeste (8.700 MW) [31] [32]:
 - MA-PI – LT 500 kV P. Dutra/B. Esperança (206,73 km)
 - MA-PI – LT 500 kV P. Dutra/Teresina II C1 (208,30 km)
 - MA-PI – LT 500 kV P. Dutra/Teresina II C2 (208,27 km)
 - MA-PI – LT 500 kV Bacabeira/Parnaíba III C1 (297,85 km)
 - MA-PI – LT 500 kV Bacabeira/Parnaíba III C2 (293,67 km)

Figura 16 – Sistema Elétrico no Estado do Maranhão.



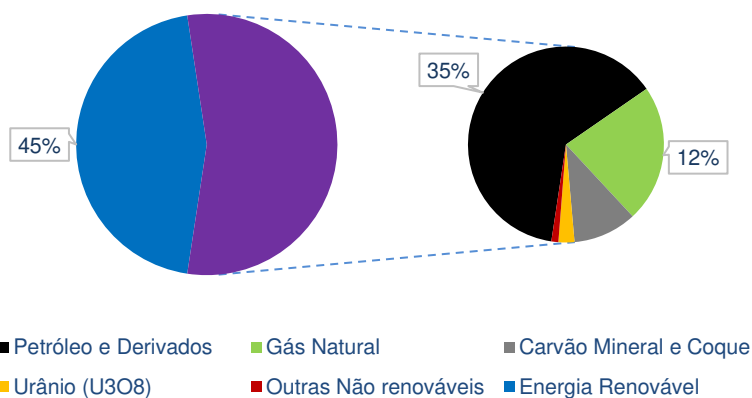
Fonte: [34]

Por fim, ainda sobre a capacidade de transmissão no Maranhão, o ONS estimou a Capacidade Remanescente do SIN para escoamento da geração a ser considerada no Leilão de Energia Nova (LEN) A-4/2020 [34]. Nesse estudo estimou-se que o Maranhão ainda disponha de 2.610 MW nos barramentos de Miranda II (2.000 MW), Caxias II (325 MW) e Porto Franco (285 MW).

6 O CENÁRIO DO GÁS NATURAL

O gás natural é uma das principais fontes de energia do Brasil, tendo sido responsável por aproximadamente 12,5% da Oferta Interna de Energia (OIE) do Brasil em 2018 (Figura 17). Dentre as energias não-renováveis (55%), apenas o petróleo e seus derivados (35,5%) possuem oferta superior. As energias renováveis correspondem a 45% da OIE [28].

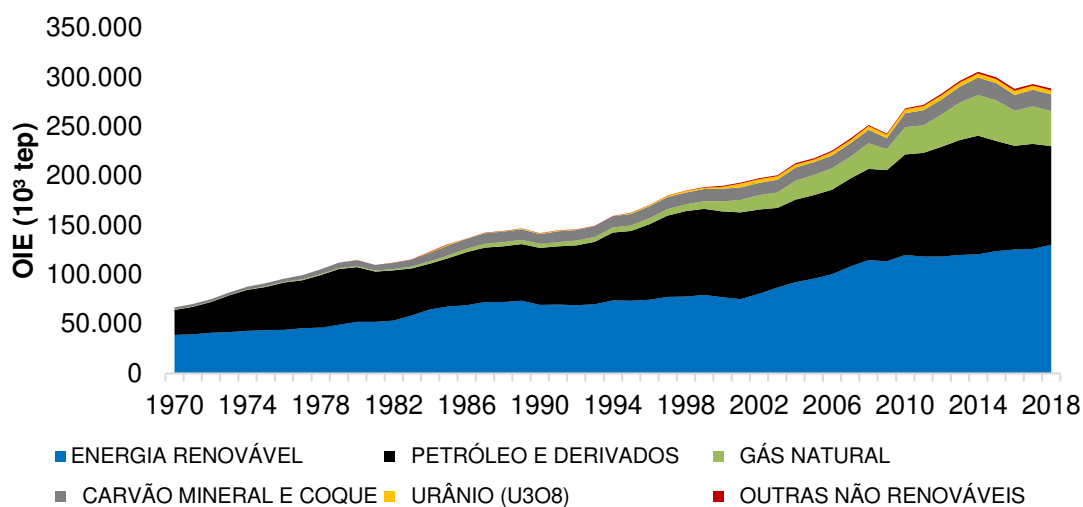
Figura 17 – Oferta Interna de Energia (OIE) em 2018.



Fonte: Elaboração própria com dados de [28].

Fortuitamente a participação do Gás Natural na OIE vem aumentando ao longo dos anos, como pode ser observado na Figura 18:

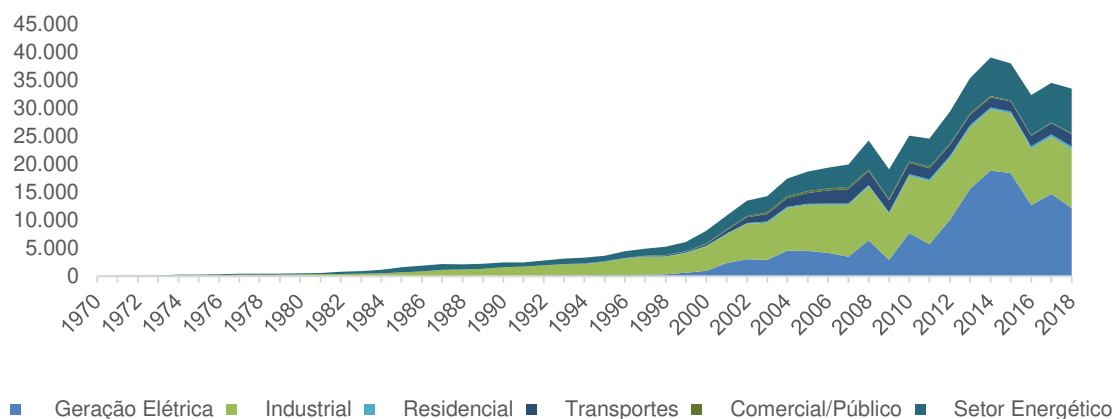
Figura 18 – Evolução da Oferta Interna de Energia (OIE).



Fonte: Elaboração própria com dados de [28].

O aumento da participação do gás natural na OIE deve-se, principalmente, aos investimentos em geração de energia elétrica a partir de termelétricas a gás natural (Figura 19), tendo tais investimentos iniciado a partir da implantação do PPT [3].

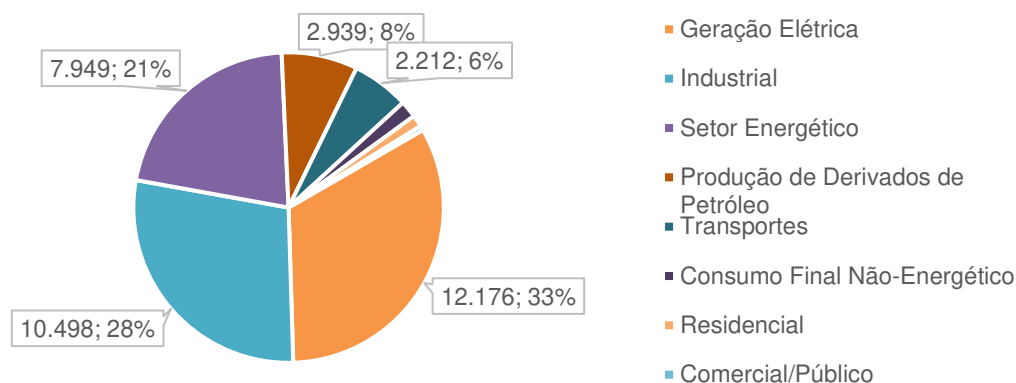
Figura 19 – Série histórica do consumo de gás natural por setor (1970 - 2018).



Fonte: Elaboração própria com dados de [28].

Os maiores consumidores de Gás Natural no país são os setores de Geração de Energia Elétrica (33%), Industrial (28%) e Energético (21%) (Figura 20). Tais números demonstram a importância do Gás Natural em alguns dos principais consumidores de energia do país.

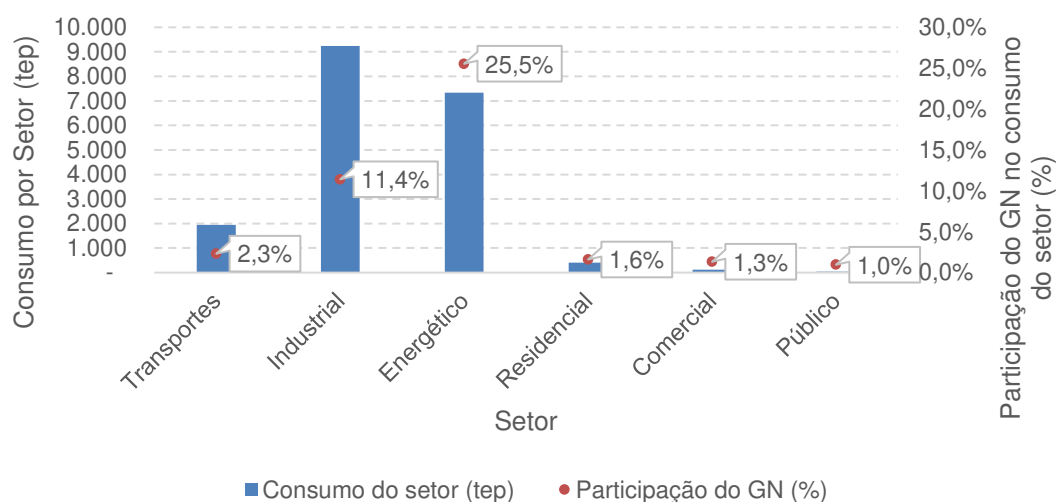
Figura 20 – Consumo de Gás Natural por Setor (106 m³).



Fonte: Elaboração própria com dados de [28].

No setor industrial - segundo maior consumidor de energia do país - 11,4% da energia consumida foi gerada a partir do gás natural, como indicado na Figura 21.

Figura 21 – Consumo de Gás Natural por Setor (2018).



Fonte: Elaboração própria com dados de [28]

Na região nordeste do Brasil todos os estados dispõem de gás natural disponível para uso industrial, comercial e residencial, exceto Maranhão e Piauí. O Maranhão, por sua vez, dispõe de produção de gás natural em seu território, porém esta é totalmente destinada à geração de energia elétrica.

As projeções de crescimento da economia no horizonte de 2020 a 2029, ainda que otimistas, são acompanhadas de grandes incertezas. Nesse período

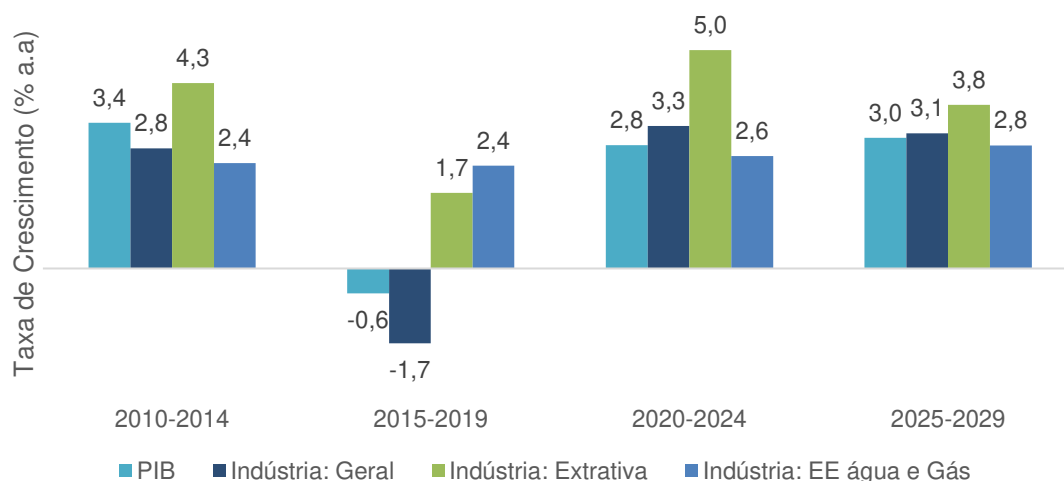
espera-se que o crescimento do PIB nacional seja, em média, 2,9% a.a. [21] e que o setor industrial cresça, em média, 3,2% a.a.

De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia 2029 (PDE 2029), elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), projeta-se um crescimento médio na indústria extrativa (inclusive petróleo e gás) de 4,4% a.a., principalmente devido ao aumento das demandas interna e externa.

A EPE estima ainda que a demanda por Gás Natural no período decenal (2020-2029) deve crescer a uma média de 5% a.a. Para tanto, a oferta nacional potencial deve aumentar 32 MMm³/dia em função do aumento da produção no pré-sal, com destaque para a Bacia do SEAL (Sergipe e Alagoas). A oferta importada do GASBOL reduzirá em 10 MMm³/dia. A oferta importada dos terminais de GNL permanecerá em 34 MMm³/dia⁴ no cenário base [21].

Estima-se que haverá crescimento natural na indústria de distribuição de eletricidade, água e gás, em função, principalmente, do uso da energia nas atividades de indústria e serviços. O crescimento projetado médio é de 2,7% a.a., conforme Figura 22.

Figura 22 – Previsão do valor adicionado na distribuição de Energia Elétrica, Água e Gás em comparação com o PIB, com setor Industrial (Geral) e com a Indústria Extrativa.



Fonte: Elaboração própria com dados de [21].

⁴ Esse valor considera apenas a oferta disponível na malha integrada. O volume excedente dos terminais de GNL de Barra dos Coqueiros/SE e Porto do Açu/RJ não foi considerado por não haver previsão de interligação destes com a malha integrada de gasodutos.

O mercado de gás Natural está em evidência. O Governo Federal anunciou um pacote de medidas para permitir a realização de novos negócios a partir da redução de custos do energético. A esse pacote de medidas deu-se o nome de “Novo Mercado de Gás”. As projeções apresentadas nos parágrafos anteriores desconsideram o novo mercado de gás.

As perspectivas de crescimento do mercado de gás natural são boas. Entretanto, a EPE destaca que algumas decisões estratégicas podem aumentar a demanda no setor e, conseqüentemente, alavancar o crescimento, são elas: construção de novos terminais de GNL, construção de termelétricas de ciclo aberto para horários de ponta, dentre outras.

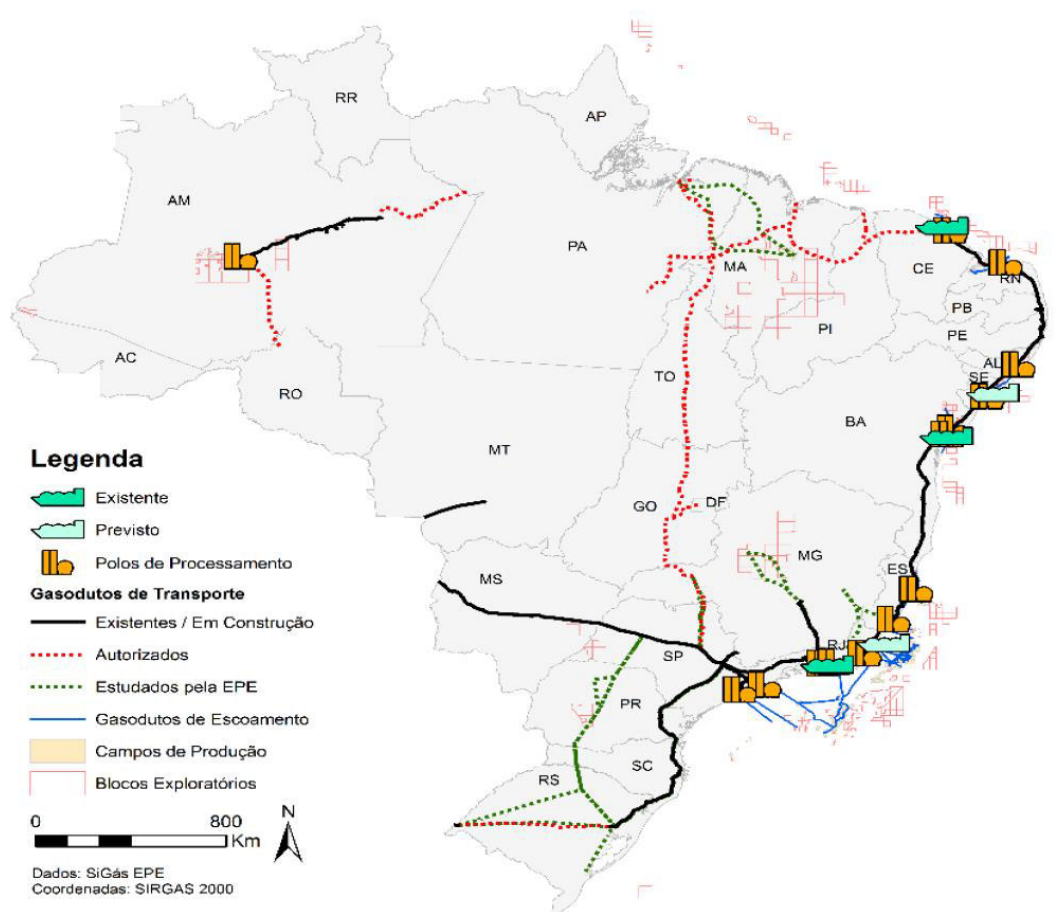
Diante desse cenário, é importante que os estados brasileiros avaliem seu mercado potencial e implementem medidas para permitir o crescimento do Gás Natural em seus territórios. O gás natural é visto como um fator de competitividade de um estado para a instalação de novos empreendimentos industriais [35].

6.1 INFRAESTRUTURA DE GÁS NATURAL NO BRASIL

A extensão total da malha nacional de gasodutos de transporte era 9.486 km em 2018 [36]. Na Figura 23 é apresentada a infraestrutura existente e em construção da oferta de transporte de gás natural, bem como os terminais de GNL, na qual a oferta de gás natural no País é proveniente de 3 fontes principais [21]:

- Gás natural produzido nacionalmente;
- Gás natural importado por meio de gasodutos internacionais; e
- Gás natural importado na forma de gás natural liquefeito (GNL) em terminais de regaseificação.

Figura 23 – Infraestrutura existente e em construção de oferta e transporte de gás natural.



Fonte: Elaboração EPE

Fonte: [21].

A malha interligada é composta basicamente pelo Gasoduto Brasil-Bolívia (GASBOL), Malha Sudeste, Malha Nordeste e Gasoduto Uruguiana-Porto Alegre (trecho 3). Nesta, os gasodutos Lateral-Cuiabá, Uruguiana-Porto Alegre (trecho 1) e Urucu-Coari-Manaus são considerados sistemas isolados [21]. Atualmente, existem quatro terminais de regaseificação de GNL no Brasil, considerando a entrada em operação do terminal de Barra dos Coqueiros/SE (Tabela 1). Prevê-se a entrada em operação do Terminal de São João da Barra/RJ no Porto do Açu, com capacidade para 21 milhões de m³/dia, até 2021 [21].

Tabela 1 – Terminais de Regaseificação em Operação no Brasil.

Terminal	Capacidade (x10⁶ m³/dia)
Terminal da Baía de Guanabara/RJ	20
Baía de Todos os Santos/BA	20
Pecém/CE	7
Barra dos Coqueiros/SE	21

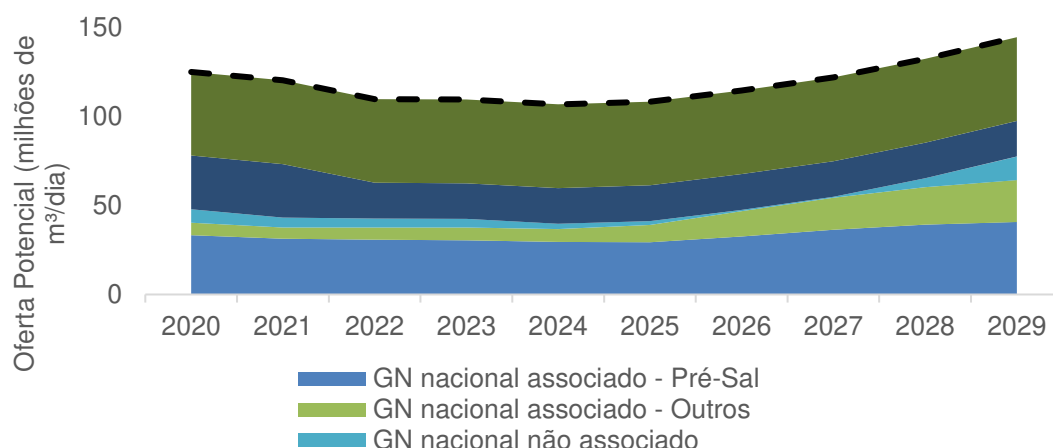
Fonte: Elaboração própria com dados de [21].

O terminal de Barra dos Coqueiros foi construído em conjunto com a UTE Porto Sergipe I (demanda máxima: 6 milhões de m³/dia), ao passo que o terminal do Porto do Açu está sendo construído em conjunto com a UTE Novo Tempo e com a UTE GNA II (demanda máxima: 6 milhões de m³/dia por usina) [21]. Portanto, apesar da capacidade conjunta de 42 milhões de m³/dia, em função da demanda máxima contratada com as térmicas existentes há apenas 24 milhões de m³/dia excedentes.

Espera-se que a oferta de GNL em terminais de regaseificação complementar a redução da oferta no Gasoduto Brasil-Bolívia (GASBOL). A EPE considerou que no horizonte decenal a importação máxima da Bolívia seria de 30 milhões de m³/dia até 2021 e, a partir de 2022, essa importação máxima seria de 20 milhões de m³/dia.

Atualmente a Quantidade Diária Contratual (QDC) divide-se em 16 milhões de m³/dia para o mercado não-térmico das distribuidoras do Centro-Oeste, Sudeste e Sul, e 14 milhões de m³/dia prioritariamente destinados às usinas termelétricas [21].

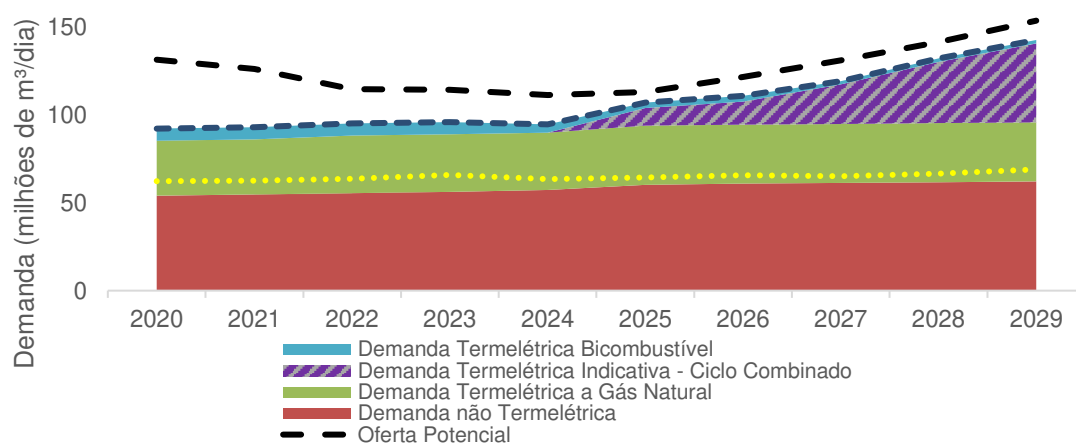
A EPE prevê aumento na oferta de Gás Natural do pré-sal e a manutenção da oferta dos terminais de GNL à malha integrada no horizonte decenal (Figura 24). Essa oferta não considera os terminais de GNL de Barra dos Coqueiros/SE e Porto do Açu/RJ, haja vista que não há previsão da sua interligação à malha integrada. Entretanto existe a possibilidade de sua integração futura para negociação do excedente de capacidade.

Figura 24 – Oferta Potencial (Malha Integrada⁵).

Fonte: [21].

A EPE estima que a demanda total por gás natural cresça a uma média de 5% a.a. no horizonte decenal, com uma expectativa de conexão de termelétricas a gás natural de ciclo combinado à malha integrada a partir de 2024 (Figura 25). Vale observar que outras termelétricas associadas a terminais de GNL não integrados (Porto de Sergipe/SE, Novo Tempo e GNA II/RJ) e em sistemas isolados (Maranhão, Amazonas e Mato Grosso) não estão incluídas na análise da malha integrada.

Figura 25 – Balanço de gás natural da Malha Integrada do Brasil.



Fonte: [21].

A necessidade de termelétricas de ponta pode alterar o panorama apresentado. Caso a toda a demanda de energia de ponta seja atendida por

⁵ Não se considerou a oferta nos sistemas isolados.

termelétricas a gás natural de ciclo aberto haveria um acréscimo de 68 milhões de m³/dia entre 2024 e 2029. Nesse caso há a possibilidade de construção de mais terminais de GNL [21].

Na Figura 26 são apresentados os terminais de GNL existentes, previstos (em construção) e em fase de estudo. A região Nordeste já dispõe de três terminais de regaseificação (considerando a entrada em operação do terminal de Barra dos Coqueiros/SE) e tem dois projetos em desenvolvimento: no Maranhão e em Pernambuco [37].

Figura 26 –Terminaos de GNL no Brasil.



Fonte: [37].

No maranhão há duas empresas com estudos avançados para construção de termelétricas associadas a terminais de GNL, a citar: Gera Maranhão e *Golar Power*. A Gera Maranhão deu entrada no licenciamento ambiental da UTE GERAMAR III, de 1,7 GW de potência instalada, consumo máximo de 6,8 milhões de m³/dia, associada a um terminal de GNL de terceiros a ser construído no Porto do Itaqui [38]. A *Golar Power* estuda a implantação de duas termelétricas (UTE São Marcos I e II – 2,1 GW cada) associados a um terminal de regaseificação próprio de 21 milhões de m³/dia [37].

Figura 27 – Terminal de GNL das UTEs São Marcos e localização da UTE GERAMAR III.



Fonte: [37].

A região Norte conta com cinco projetos para construção de terminais de regaseificação: três no município de Barcarena/PA e dois no município de Itacoatiara/AM (Figura 26) [37]. No Leilão de Energia Nova (LEN 004/2019) o

projeto da UTE Novo Tempo Barcarena foi contemplado com potência instalada de 604,5 MW [39].

A Centrais Elétricas de Barcarena (CELBA), que tem como sócias a *Golar Power* e a *Evolution Power Plants* (EPP), as mesmas desenvolvedoras do projeto do Porto de Sergipe, planeja construir um terminal com capacidade para 15 milhões de m³/dia na poligonal do Porto Organizado de Vila do Conde (Figura 28).

Figura 28 – Terminais de GNL na região de Barcarena.



Fonte: [37].

É possível observar, portanto, que a construção de terminais de GNL é uma das alternativas para o crescimento da oferta de gás natural no país. Acredita-se que a partir desses terminais o gás natural possa ser interiorizado, partindo do litoral para o interior do país. O crescimento da malha de gasodutos de transporte também é um fator crítico para essa interiorização. Na Figura 23 é

possível observar que já existem gasodutos em estudo. Entretanto, quando comparado com o setor elétrico (sistema de transmissão), a malha de gasodutos projetada ainda é pouco ramificada.

6.2 INTEGRAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO COM O SETOR DE GÁS

Discute-se o planejamento integrado entre os setores elétrico e de gás natural (GN) há bastante tempo. A Espanha é um case de sucesso nessa integração. A liberalização do mercado de GN na Espanha iniciou-se em 1998 e finalizou 2008. Desde então houve aumento no número de players no mercado e aumento da demanda de GN a partir de UTE a GN de Ciclo Combinado [17].

A principal razão para essa ligação entre os dois mercados é a habilidade de *back-up* para as renováveis, realizando o serviço de compensação da variabilidade na geração. Mas as UTE a GN também desempenham um importante papel na transição energética para uma matriz de baixa emissão de GEE. Assim essas térmicas também podem substituir outras mais antigas e que utilizam combustíveis mais poluentes (carvão e diesel, por exemplo).

A nível de planejamento energético, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) já vem avaliando a integração entre os dois setores. O Ministério de Minas e Energia (MME) publicou a Portaria nº 490 de 06 de outubro de 2016, que divulgou para consulta pública o documento “Diretrizes Estratégicas para o Desenho de Novo Mercado de Gás Natural no Brasil”.

Em [40], o MME já falava em realinhar o planejamento setorial dos de gás natural e do Setor Elétrico, visando permitir a expansão das malhas e a maior convergência possível no uso do GN para a geração termelétrica. Nesse documento já se apontava a possibilidade de *back-up* das renováveis a partir de térmicas a GN, dada a dificuldade da expansão da capacidade instalada de hidrelétricas.

O CNPE publicou a Resolução nº 16, de 24 de junho de 2019, para estabelecer diretrizes e aperfeiçoamentos de políticas energéticas voltadas à promoção da livre concorrência no mercado de gás natural, na iniciativa denominada de “Novo Mercado de Gás”. Novamente considerou a integração entre os setores de gás natural, elétrico e industrial.

Até 2018 a Petrobras detinha uma cadeia verticalizada no setor de GN, suprindo oferta e demanda de GN. Detinha aproximadamente 80% da produção total de GN no mercado doméstico e fornecia mais de 90% do GN consumido no Brasil. A Petrobras também era responsável por quase toda a capacidade de transporte no Brasil. Dessa forma, apesar de formalmente haver a possibilidade de negociar livremente os preços do gás natural neste mercado, a existência de contratos bilaterais de longo prazo com todos os distribuidores e grandes consumidores industriais, fez com que a Petrobras mantivesse uma influência dominante na formação de preços [41].

A abertura do mercado de gás no Brasil naturalmente passa pela política de desinvestimento da Petrobras no setor. Em 8 de julho de 2019 a Petrobras firmou um Termo de Compromisso de Cessão de Prática (TCC) com o CADE, em um desdobramento da iniciativa Gás para Crescer. Esse passo foi importante pois permitirá a entrada de novos agentes no mercado de gás e tende a aumentar a competitividade. Consequentemente haverá um ambiente mais favorável à construção de térmicas a GN.

A integração entre os dois setores tem o potencial de beneficiar ambos os segmentos. Pelo lado do setor elétrico, utilizar térmicas a GN para compensar a variabilidade oriunda das fontes renováveis não despacháveis é uma excelente alternativa. Além disso, a construção de térmicas próximas aos centros de carga reduz as perdas elétricas e otimiza os investimentos em transmissão no setor elétrico. Pelo lado do setor de gás, a construção das termelétricas ajudará a interiorização da malha de gasodutos.

Por outro lado, ao mitigar a variabilidade de renováveis não despacháveis no setor elétrico, essa variabilidade passa para a demanda de GN. Essa transferência de risco pode criar ociosidades na malha de transporte de GN [42]. O mercado de gás acaba tratando esse risco na forma de cláusulas de garantia de receita mínima (*take-or-pay*), como forma de mitigar riscos [17].

O efeito das cláusulas de *take-or-pay* (ToP) nos contratos das termelétricas com o supridor de gás é a variação no valor do CVU em função do nível de inflexibilidade da usina [43], na qual o preço unitário do gás varia conforme o ToP, haja vista que quanto maior o valor do ToP, menor o risco ao supridor. Da mesma forma, quanto menor o valor da inflexibilidade da usina,

maior o valor do CVU, pois a usina precisa assumir riscos maiores e transferi-los para o supridor de gás (menor ToP).

O setor elétrico pode ancorar os investimentos iniciais em expansão da malha de transporte de GN. Uma vez que a infraestrutura é construída para abastecer as termelétricas, o excedente de capacidade das instalações (dutos e terminais de GNL) pode ser ofertado no mercado competitivo de gás. A garantia de livre acesso à malha de GN também incentivará novos investimentos em produção nacional e será benéfica para a modicidade tarifária no GN.

Entretanto, a construção de grandes térmicas associadas à malha de gás pode acarretar investimentos em malhas superdimensionadas, considerando que o fator de capacidade dessas grandes térmicas tende a ser baixo. Assim, uma alternativa viável é a utilização de térmicas menores, geograficamente espaçadas, para compensar a variabilidade na rede elétrica sem comprometer a rede de gás.

Uma segunda alternativa é a instalação de grandes térmicas na costa, para subsidiar a construção de terminais de GNL e a expansão inicial da malha pela costa brasileira, e posteriormente interiorizar a malha a partir de térmicas menores.

A Confederação Nacional da Indústria (CNI) publicou um relatório [44] sugerindo a mudança do regime de operação das térmicas para aumentar a previsibilidade de despacho e consequentemente, a previsibilidade no suprimento de gás no longo prazo. Dessa forma os potenciais supridores teriam um horizonte de longo prazo para definirem suas campanhas exploratórias e investimentos em infraestrutura.

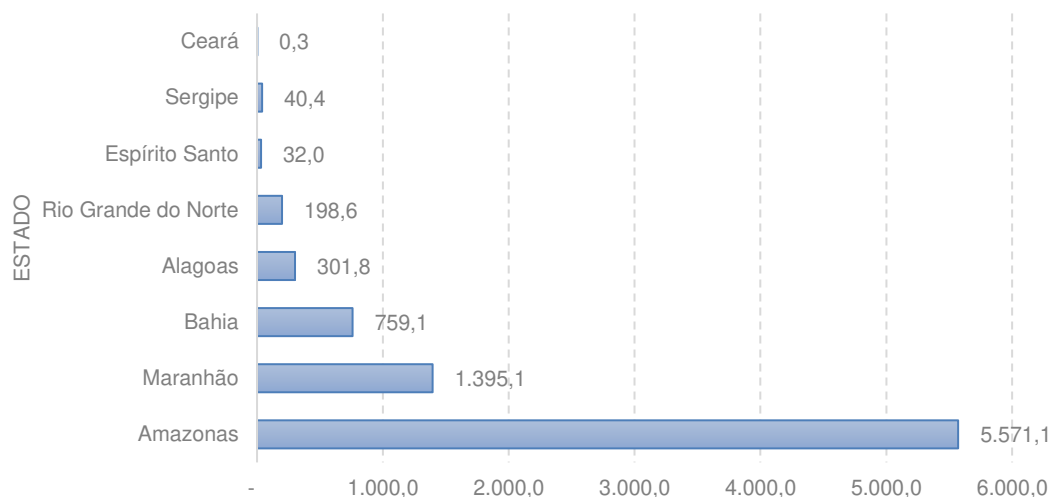
Por fim, destaca-se que há um longo caminho até que se garanta a perfeita integração entre ambos os setores. O mercado de gás ainda está em fase de desenvolvimento e abertura. O mercado de energia elétrica precisa evoluir nas suas estratégias de operação e de decisão de investimentos.

6.3 PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL NO MARANHÃO

Todo o gás natural consumido no Estado do Maranhão é oriundo de produção interna, na Bacia do Parnaíba, tendo este atingido, em 2018, o

segundo lugar como maior produtor de gás natural *onshore* no Brasil (Figura 29), com uma média de 3,9 milhões de m³/dia [36].

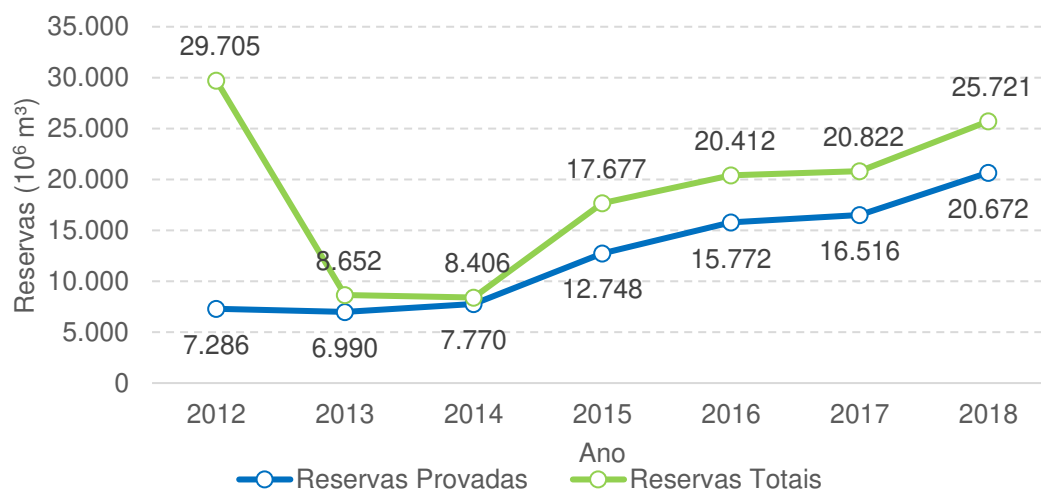
Figura 29 – Produção de Gás Natural Onshore por estado (10⁶ m³).



Fonte: Elaboração própria com dados de [45].

Vale observar que a Bacia do Parnaíba é uma das mais promissoras no Brasil. Os resultados dos últimos leilões comprovam isso, uma vez que vários blocos ofertados nessa bacia foram leiloados. As reservas provadas de Gás Natural no Maranhão eram de 20,672 milhões de m³ em 2018 (Figura 30), de acordo com o Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2019, publicado pela ANP [36].

Figura 30 – Reservas de Gás Natural no Maranhão (10⁶ m³).



Fonte: Elaboração própria com dados de [45].

Diferente das bacias mais antigas (Bacia de Campos, por exemplo), a Bacia do Parnaíba ainda é pouco explorada. Há dados sísmicos insuficientes para determinar o volume total da reserva e podem surgir novas descobertas conforme as explorações na região avançam.

O Maranhão ainda não está conectado à malha integrada de gasodutos do país; entretanto, a oferta de GN pode ser ampliada com a instalação de terminais de GNL na costa, para atendimento dos segmentos termelétrico e industrial, bem como novas descobertas no estado podem viabilizar a interligação do estado à malha integrada para escoar o excedente de produção.

7 FLEXIBILIDADE EM SISTEMAS DE ENERGIA

Variações na demanda são previsíveis, sendo suas correlações com o tempo e padrões climáticos bem entendidas [14]. Já variações no lado da oferta, geralmente devido a falhas no sistema (desarme de geradores, subestações, linhas de transmissão etc.), dispõem de salvaguardas suficientes para manter o equilíbrio geração-carga. Portanto, os sistemas elétricos de potência já são capazes de lidar com variações do lado da demanda e dispõem de reservas suficientes para lidar com falhas no lado da oferta.

Entretanto, no novo formato dos sistemas elétricos de potência, com crescente penetração de fontes renováveis não-despacháveis, parte da oferta de energia também passa a ser variável, de maneira dinâmica e de difícil previsão. Sendo assim, os sistemas requerem recursos adicionais para lidar com essas variações.

Recursos energéticos não-despacháveis, devido aos seus ciclos naturais, podem flutuar em curtas escalas de tempo, intradiária e intra-horária, e requerem diferentes estratégias de gerenciamento [19]. Na medida em que se aumenta a parcela de renováveis não-despacháveis em um sistema de potência, os requisitos de flexibilidade tornam-se mais severos [14]. Em [15] o autor estima que o sistema deve dispor de recursos flexíveis equivalentes a 10% da capacidade instalada de renováveis não-despacháveis.

A palavra *flexibilidade* vem sendo largamente utilizada no contexto de penetração de renováveis nas matrizes elétricas. Há várias definições para flexibilidade. Em [19] os autores apresentam diversos conceitos, em uma vasta revisão da literatura. [15] e [14] também apresentam conceitos similares. Em [22] a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) define flexibilidade de acordo com os conceitos aplicados no Brasil. De maneira geral, pode-se definir que um sistema flexível é capaz de agir em caso de mudanças, sejam elas previsíveis ou imprevisíveis.

Em sistemas elétricos de potência, para melhor conceituar a flexibilidade é importante entender o conceito de carga líquida: carga residual que deve ser suprida por geradores convencionais depois que todas as renováveis não-despacháveis estiverem em uso [14], [22].

Por definição, um sistema de potência flexível deve ser capaz de manter o suprimento de energia elétrica à carga líquida ainda que haja flutuações na geração, quer sejam essas flutuações em função da variabilidade de fontes renováveis, ou como uma função de faltas no sistema de potência que impeçam o fornecimento de energia elétrica por um ou mais geradores de operação.

Portanto, neste trabalho utiliza-se uma definição apresentada em [19], na qual: um sistema de potência é dito flexível se puder – dentro dos limites econômicos – responder rapidamente a grandes flutuações na demanda e na oferta, variações e eventos programados ou não previstos, reduzindo a produção em rampa quando a demanda reduz, aumentando a produção em rampa quando a demanda aumenta.

É importante ressaltar que flexibilidade não significa operação robusta contra qualquer incerteza possível e flutuações. Representa, entretanto, um compromisso entre o custo da flexibilidade e valor da flexibilidade [19].

7.1 CARACTERÍSTICAS DE SISTEMAS FLEXÍVEIS

Flexibilidade precisa ser medida. Entretanto ainda não existe um consenso sobre índices para aferir flexibilidade de um sistema. Em [14] os autores apresentam alguns métodos utilizados e propõem uma metodologia própria para avaliação de flexibilidade individual de geradores.

Primeiramente deve-se diferenciar a flexibilidade de um gerador da flexibilidade do sistema. A flexibilidade individual de um gerador permanece constante independente do sistema de potência do qual ele faz parte. Mas a contribuição desse gerador ao sistema de potência depende das características das outras unidades que o compõem [14].

Em outras palavras, a flexibilidade de um sistema de potência varia conforme o seu estado, sendo algumas de suas variáveis definidas por [12], [19], [26]:

- Mix de geradores disponíveis (e flexíveis) para *back-up*;
- Mix de geradores renováveis não-despacháveis disponível e sua distribuição geográfica (efeito portfólio);
- Eficiência na previsão das variações naturais na geração a partir de fontes renováveis não-despacháveis;
- Unidades de armazenamento de energia disponíveis (baterias, reservatórios para bombeamento, reservatórios de regularização etc.) - nos períodos em que há excesso de oferta de geração renovável, esse excesso pode ser armazenado para uso futuro;
- Participação da demanda (contratos inteligentes, por exemplo). Neste caso, é importante frisar que a flexibilidade também pode ser fornecida pela demanda, uma vez que algumas cargas podem variar seu consumo (e até interrompê-lo, a depender do contrato de fornecimento) conforme as necessidades do sistema;
- Ferramentas de mercado (taxação da variabilidade na geração, remuneração de capacidade etc.): questões regulatórias são importantes, uma vez que os mecanismos de mercado podem favorecer ou prejudicar a flexibilidade do sistema;
- Magnitude das rampas na carga líquida (amplitude e direção das rampas);
- Capacidade de resposta às rampas (taxa de variação do consumo das cargas e geração dos geradores);
- Frequência de ocorrência dos eventos de rampa (natureza probabilística);

- Detecção dos recursos flexíveis disponíveis (habilidade de alterar o tipo de recurso para permitir respostas às variações na carga líquida);
- Existência de intercâmbios de energia entre regiões (capacidade de transmissão entre regiões diferentes).

Sendo assim, muitas variáveis interferem na flexibilidade percebida de um sistema. Quantificar essa flexibilidade não é uma tarefa simples. Em [19] os autores citam um algoritmo qualitativo de identificação da flexibilidade de um sistema executado em quatro passos:

- Passo 1: Detectar os recursos flexíveis nominais disponíveis:
 - Plantas despacháveis (que ainda não foram despachadas);
 - Instalações de armazenamento;
 - Fornecimento de flexibilidade a partir de interconexões;
 - Recursos do lado da demanda.
- Passo 2: Definir quanto de flexibilidade é implantável de acordo com as restrições do sistema
- Passo 3: Identificar quanta flexibilidade é necessária
- Passo 4: Determinar o máximo de flexibilidade que os recursos flexíveis disponíveis podem fornecer

Apesar de intuitivo, o algoritmo apresentado não retorna um resultado quantitativo para avaliar a flexibilidade de um sistema e utilizá-lo para tomada de decisão. Entretanto o raciocínio empregado é útil para entender o que é necessário para se criar um método de análise quantitativa.

7.2 CAPACIDADE DE ATENDER A DEMANDA

Quando se avalia a Capacidade de um sistema de potência, busca-se verificar se o sistema dispõe de recursos suficientes para atender a demanda a todo instante, considerando a disponibilidade de recursos no tempo, mas sem analisar propriedade referentes às mudanças de um instante para o outro [22].

No cenário em que há uma grande participação de fontes não-despacháveis na matriz elétrica, a previsibilidade da carga líquida passa a ser um fator determinante para o planejamento da expansão da operação dos sistemas elétricos de potência. Nesse cenário, os recursos outrora destinados para a Reserva Operativa passam a fornecer, também, flexibilidade ao sistema [22].

A EPE define flexibilidade como a possibilidade de variar a geração, de forma controlável, para atender variações nos requisitos do sistema em períodos compatíveis com os comandos de despacho da geração. Para períodos inferiores aos comandos de despacho, utiliza-se o conceito de reserva operativa (que também está relacionada com a flexibilidade do sistema).

A reserva operativa é definida como um requisito do sistema para cobrir variações em intervalos menores que o tempo entre os comandos de despacho. Portanto, exige respostas mais rápidas e automáticas, uma vez que devem atuar em tempo inferior ao de atuação do operador [22]. Os recursos da reserva operativa mantêm-se sincronizados com a rede.

Os recursos hoje alocados à reserva operativa também fornecem flexibilidade para permitir a penetração de fontes renováveis; entretanto, na medida em que a contribuição das renováveis na matriz elétrica aumenta, o consumo dos recursos da reserva operativa também aumenta, elevando o risco de desabastecimento.

Desta forma, o atendimento à demanda não se resume exclusivamente à existência de capacidade disponível para atender a demanda máxima de potência. As características estocásticas dos sistemas elétricos de potência agregam diversos outros desafios à operação e o sistema deve dispor de recursos suficientes para vencê-los. Portanto o sistema deve ser flexível o suficiente para responder a qualquer cenário possível.

Observa-se que é necessário que exista um modelo de planejamento capaz de fornecer estimativas robustas para subsidiar as decisões de expansão da oferta e de operação do sistema. Em ambos os casos, o modelo deve sempre buscar a modicidade tarifária.

7.3 CARACTERÍSTICAS DE GERADORES FLEXÍVEIS

Algumas características técnicas de geradores influenciam sua flexibilidade [14], [22]. Nos subitens a seguir as principais serão apresentadas:

7.3.1 Range de operação

Um gerador é projetado para gerar energia elétrica de maneira confiável dentro de um determinado range de operação sob condições normais de operação, limitado pela sua capacidade máxima, $P_{\max}$, e o nível mínimo estável, $P_{\min}$.

O Range de Operação (RO) é usualmente representado em MW, mas $P_{\min}$ é usualmente representado como um percentual de $P_{\max}$. Operar uma unidade em $P_{\min}$, geralmente, não é rentável. Porém há o benefício de manter a unidade *online* e então permitir um rápido aumento na sua geração em caso de variações na carga líquida.

O range de operação tem uma correlação positiva com a flexibilidade. Ou seja: quanto maior o range de operação de um gerador, maior sua capacidade de fornecer flexibilidade ao sistema.

7.3.2 Capacidade de operar em rampas

A Capacidade de operar em rampa é medida pela taxa de rampa, sendo esta igual a velocidade média com a qual um gerador pode aumentar (Taxa de Rampa Ascendente – TRA) ou diminuir (Taxa de Rampa Descendente – TRD) sua saída entre os limites de operação e usualmente é expressa em MW/h.

Geradores que operam na base do sistema (*baseload*) geralmente têm baixos TRA e TRD, uma vez que são demandadas a operar próximos de $P_{\max}$. Em contrapartida, usinas que operam em *back-up* precisam de altos TRA e TRD, pois devem fornecer variações rápidas na sua geração conforme a demanda do sistema. Devemos pontuar que a TRA e TRD possuem uma correlação positiva com a flexibilidade. Ou seja: quanto maiores, mais flexível é o gerador.

7.3.3 Tempo de startup e shutdown

O tempo de *startup* (TSU) se refere ao tempo necessário, medido em horas, desde que o gerador é ligado até o momento em que o seu disjuntor é fechado, no ponto em que o gerador é sincronizado com a rede e sua saída é igual a $P_{\min}$. Por outro lado, o tempo de *shutdown* (TSD) é o intervalo de tempo desde o instante em que a potência de saída do gerador cai abaixo de $P_{\min}$ até o momento em que para completamente.

Usinas que operam na base do sistema (*baseload*) geralmente têm altos TSU e TSD, pois a tendência é que sejam ligadas e desligadas poucas vezes em um longo período. Em contrapartida, usinas que operam em *back-up* devem ter TSU e TSD mais curtos possíveis, para permitir sua entrada rápida em operação conforme a necessidade do sistema.

Deve-se observar ainda que ambos TSU e TSD possuem correlação negativa com a flexibilidade, em que, quanto maiores tais parâmetros, menos flexíveis serão as unidades geradoras.

7.3.4 Período mínimo ligado e desligado

Por razões econômicas um gerador deve manter-se ligado e gerar eletricidade por um período mínimo após seu startup (período mínimo operando – PMO). Esse tempo garante que os custos de O&M associados com o *startup* e com a subsequente geração de energia sejam recuperados.

Para evitar estresse térmico, que irá reduzir a vida útil, um gerador deve ser mantido desligado por um período mínimo uma vez que tenha sido desligado (período mínimo desligado – PMD).

Usinas que operam na base do sistema (*baseload*) geralmente apresentam longos PMO e PMD, ao passo que os geradores de *back-up* devem possuir baixos PMO e PMD, pois precisam partir e parar várias vezes. Desta forma, novamente, PMO e PMD possuem correlação negativa com a flexibilidade.

7.3.5 Características por tecnologia

Existem várias tecnologias de geração de energia elétrica, com vários tipos de fonte primária. Em [15] os autores subdividiram as tecnologias de geração em 3 grupos:

- Inflexíveis: são destinadas a operar em *baseload*, uma vez que *startups* e operações em rampa são eventos raros. Estão incluídas nesse grupo as usinas nucleares, a carvão, usinas que utilizam vapor e usinas a gás natural de ciclo combinado;
- Flexíveis: são destinadas a operar como plantas de *mid-merit* que podem ajustar sua geração conforme as variações na carga e podem partir em curtos intervalos de tempo, sendo exemplos destas: usinas a gás natural de ciclo combinado flexíveis, carvão flexível, biomassa, biogás e solar concentrada;
- Altamente flexíveis: são destinadas a operar na reserva, com rápida entrada em operação, sendo pertencentes a tal grupo as hidrelétricas, motores a combustão, turbinas aeroderivativas a gás natural e um subconjunto de usinas a gás natural de ciclo aberto (dependendo da família da turbina a gás).

É importante ressaltar que os contratos de geração das usinas podem agregar inflexibilidades em sua operação [22]. Entretanto, neste item essa possibilidade não será considerada. Na Tabela 2 apresentam-se as características de flexibilidade de algumas tecnologias de geração:

Tabela 2 – Características flexíveis de algumas tecnologias de geração.

Tecnologia	Carga Mínima (%P_{máx})	Rampa (%P_{máx}/min)	Partida a quente⁶ (h)
Hidrelétrica	5	15	0,1
Gás – Ciclo Aberto	15	20	0,16

⁶ As usinas podem partir (entrar em operação) a partir de 3 condições: (a) partida a quente: quando a usina estiver desligada a menos de 8h; (b) partida morna: entre 8 e 48h desde o último desligamento da planta e (c) partida a frio: quando a planta estiver desligada a mais de 48 h [15].

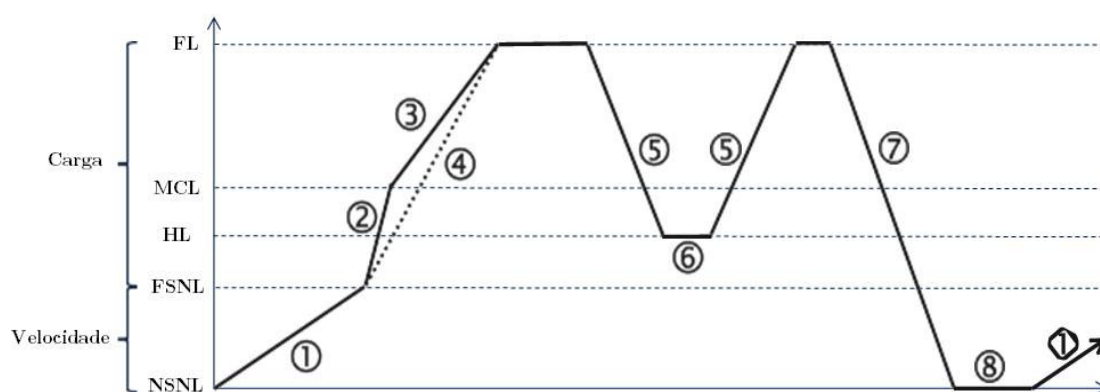
Tecnologia	Carga Mínima (%P _{máx})	Rampa (%P _{máx} /min)	Partida a quente ⁶ (h)
Gás – Ciclo Combinado	20	8	2
Solar Concentrada	25	6	2,5
Carvão	30	6	3
Bioenergia	50	8	3
Nuclear	50	2	24

Fonte: adaptado de [15].

A compreensão de todo o ciclo de operação de um gerador de energia elétrica é de fundamental importância para entender quais necessidades do sistema de potência, em termos de flexibilidade, ele pode atender.

Partindo desse princípio, este trabalho faz uso do *framework* apresentado em [15] para descrever o ciclo completo de uma planta termelétrica a gás natural e a carvão (Figura 31). Para tanto, tal *framework* foi dividido em duas fases: (a) fase de variação de velocidade (NSNL-FSNL) e (b) fase de variação de carga (FSNL-FL).

Figura 31 – *Framework* para avaliação da flexibilidade de termelétricas a gás e carvão.



Fonte: adaptado de [15]

Na Figura 31 cada número associado a um segmento de reta representa um processo na operação. Esses processos estão detalhados na Tabela 3.

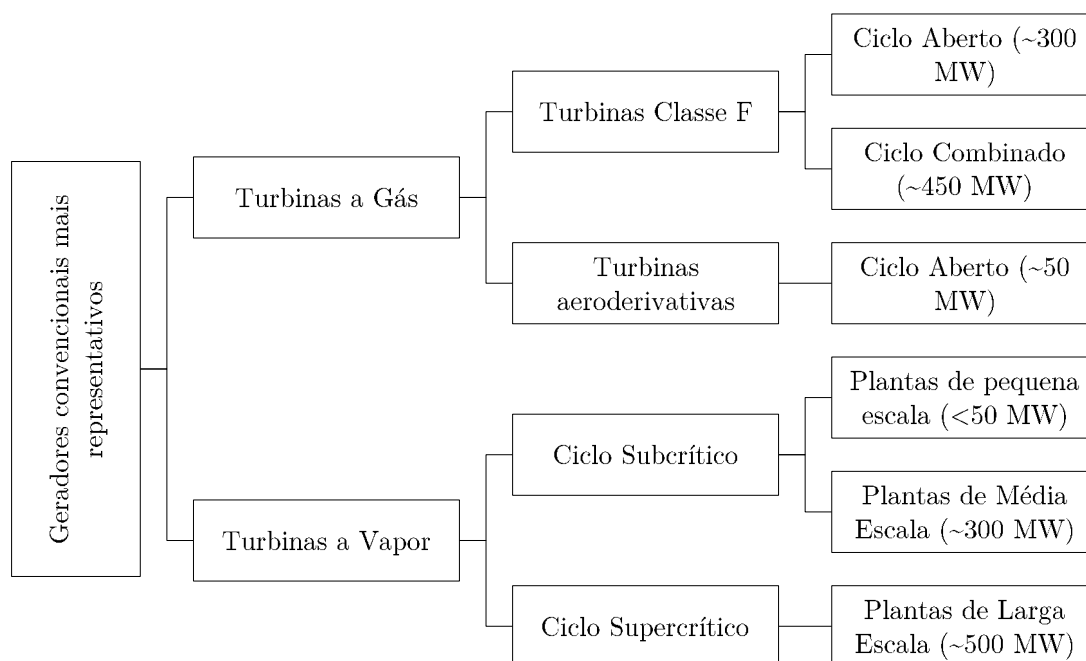
Tabela 3 – Descrição dos processos relacionados a flexibilidade em geradores a gás e a carvão.

Núm.	Nome	Descrição
1	<i>No Speed no Load</i> (NSNL) para <i>Full Speed no Load</i> (FSNL)	É o processo em que a velocidade da turbina varia de 0 até o valor no qual o gerador é sincronizado na frequência da rede. À velocidade máxima a turbina pode começar a gerar energia elétrica.
2	FSNL para <i>Minimum Complaint Load</i> (MCL)	É o processo de aumentar a carga à velocidade máxima da turbina até o MCL. O MCL é a carga mínima na qual o gerador é capaz de gerar energia elétrica dentro dos limites de emissões e outras restrições.
3	MCL a <i>Full Load</i> (FL)	Esse processo consiste em aumentar ainda mais a carga da turbina até que atinja a carga máxima.
4	FSNL para FL	Esse processo consiste em aumentar a carga de 0 a 100%.
5	TRA e TRD	Esse processo consiste no rápido aumento ou redução da potência de saída entre um valor mínimo, representado pelo <i>House Load</i> (HL), e um valor máximo, representado pelo FL.
6	<i>House Load</i> (HL)	É o valor de geração correspondente ao consumo interno da planta. Nesse valor não há excedente de energia fornecido à rede.
7	<i>Shutdown</i>	É o processo de redução da geração e da velocidade da turbina de FL para 0, praticamente encerrando a operação.
8	PMD	É o período mínimo no qual uma planta deve permanecer fora de operação. Não representa um limite totalmente físico, mas um limite mais econômico uma vez que os operadores estão interessados em minimizar o número de partidas e paradas para reduzir o estresse térmico nos equipamentos.

Fonte: adaptado de [15].

Para analisar as diferentes tecnologias de geração a partir de gás natural e carvão, estas foram separadas conforme Figura 32.

Figura 32 – Exemplos mais representativos de plantas com turbinas a gás e vapor.

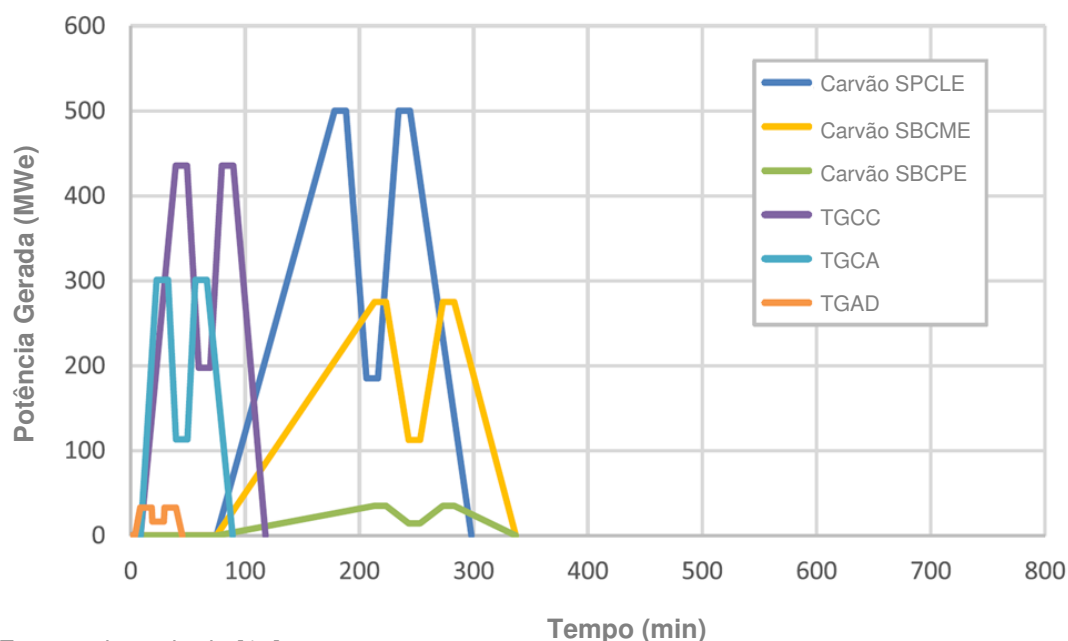


Fonte: adaptado de [15].

Apesar de existirem vários modelos de turbinas a gás natural, em [15] as turbinas Classe F foram consideradas por serem as mais comuns no mercado. Cabe ressaltar que já existem turbinas a gás mais modernas, com desempenho superior, e que as turbinas Classe F instaladas também passam por processos de efficientização.

Na Figura 33 apresenta-se uma comparação de um ciclo completo para cada tecnologia apresentada na Figura 32, utilizando o *framework* previamente apresentado, considerando uma partida a quente.

Figura 33 – Comparação de um ciclo completo depois de um *hot-startup* para diferentes tecnologias (utilizando valores médios de mercado).



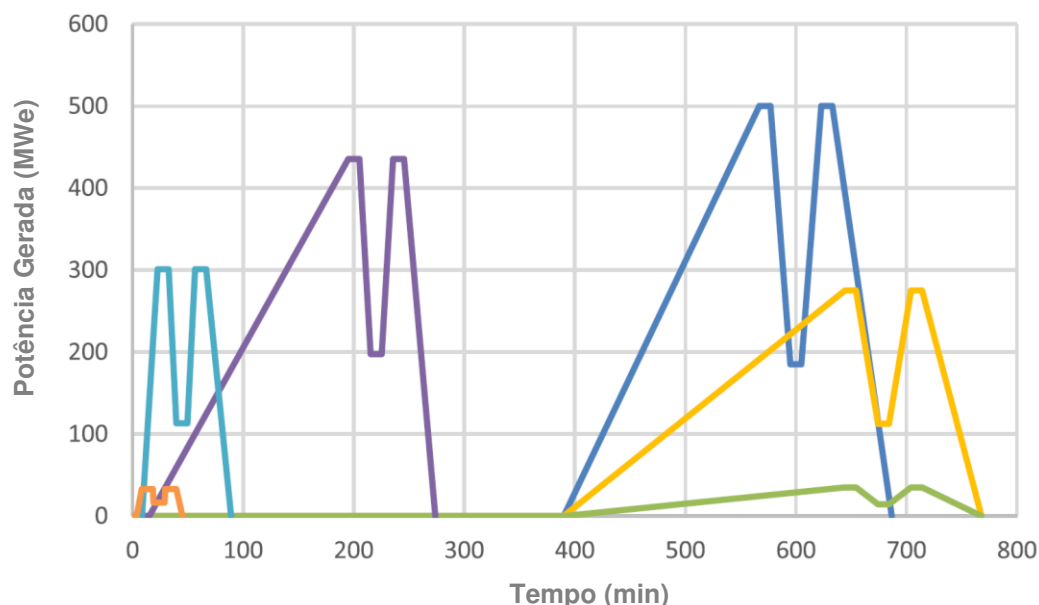
Fonte: adaptado de [15].

Na partida a quente, observa-se que as turbinas aeroderivativas são as que têm o ciclo mais rápido (aproximadamente 45 min). Em seguida estão as turbinas a gás Classe F instaladas em ciclo aberto. As taxas de rampa das tecnologias que utilizam gás natural são mais altas que as que utilizam carvão.

Apesar do ciclo mais rápido, as turbinas aeroderivativas não conseguem contribuir com tanta capacidade, uma vez que, isoladamente, possuem baixo $P_{\text{máx}}$. As turbinas Classe F, por sua vez, possuem alto $P_{\text{máx}}$, equivalente às turbinas a vapor.

Na Figura 34 apresenta-se uma comparação de um ciclo completo para cada tecnologia apresentada na Figura 32, utilizando o *framework* previamente apresentado, considerando uma partida a frio.

Figura 34 – Comparação de um ciclo completo depois de um cold-startup para diferentes tecnologias (utilizando valores médios de mercado).



Fonte: adaptado de [15]

Na partida a frio, observa-se que as turbinas aeroderivativas são as que têm o ciclo mais rápido (± 45 min), igual à partida a quente, o que representa uma vantagem para operação na reserva operativa. Em seguida estão as turbinas a gás Classe F instaladas em ciclo aberto. As taxas de rampa das tecnologias que utilizam gás natural são mais altas que as que utilizam carvão. As usinas a vapor têm ciclos muito maiores nas partidas a frio.

Na Tabela 4 apresenta-se o comparativo entre os valores máximo, mínimo e médio de parâmetros de flexibilidade para as 3 tecnologias com melhor desempenho na partida a quente conforme análise dos parágrafos anteriores. As células marcadas em cinza correspondem aos parâmetros de melhor desempenho entre as 3 tecnologias.

Tabela 4 – Comparativo de parâmetros de flexibilidade de geradores para partida a quente.

Parâmetro	GN Aeroderivativas (~50 MW)			GN Classe F (~300 MW)			Carvão Supercrítico (~500 MW)		
	Min.	Máx.	Méd.	Min.	Máx.	Méd.	Min.	Máx.	Méd.
MCL (% FL)	18,00	75,00	50,20	35,0	40,0	37,5	20,0	50,0	37,0

Parâmetro	GN Aeroderivativas (~50 MW)			GN Classe F (~300 MW)			Carvão Supercrítico (~500 MW)		
	Min.	Máx.	Méd.	Min.	Máx.	Méd.	Min.	Máx.	Méd.
HL (% FL)	1,40	2,90	2,10	1,6	1,9	1,7	4,3	4,3	4,3
Eff. MCL (%)	31,70	40,80	36,40	23,4	29,8	26,8	37,12	40,12	38,62
TR (% FL/min)	82	132	97	7,5	16,3	9,6	0,6	8,0	3,07
TR (MW/min)	30,00	50,00	39,00	22,0	26,0	23,5	3,34	40,04	17,54
TSU (min)	4,00	13,00	8,30	10,0	44,7	22,6	90	300	178
TSD (min)	2,00	30,00	20,20	21,0	60,0	38,3	33,0	86,0	53,8
PMD (min)	-	360	113	0	360	113	240	240	240
Nº Ciclos	-	-	-	125	5.000	2125	N.A.	N.A.	5500

Fonte: adaptado de [15].

Observa-se que em termos de eficiência, as turbinas Classe F têm melhor desempenho, todavia, quando se trata da capacidade de entrar e sair rapidamente da rede, as aeroderivativas apresentam o melhor desempenho.

Apesar do desempenho superior nas entradas e saídas em rampas, as aeroderivativas têm baixa capacidade de geração e sua região de operação ótima é estreita, em função do MCL ser percentualmente bastante representativo perante $P_{\text{máx}}$. Contudo, esse problema pode ser contornado com a instalação de várias aeroderivativas em paralelo.

7.3.6 Informações complementares

A flexibilidade potencial de um gerador convencional depende do seu estado atual de operação e de algumas restrições técnicas impostas pela tecnologia na qual é baseado [14]. Por exemplo, se um gerador já tiver executado uma operação de rampa conduzindo-o para uma geração a 50% do seu RO, caso ele seja demandado a aumentar sua geração novamente, seu range de operação disponível será inferior a RO (0,5 RO).

7.4 IMPACTOS DA OPERAÇÃO EM CICLOS

O novo formato dos sistemas elétricos, com alta penetração de fontes renováveis não-despacháveis, obriga as usinas termelétricas a operarem de maneira diferente. Tais UTE precisam operar modo cíclico: frequentes partidas e paradas ou rampas periódicas. Esse tipo de operação é problemático para plantas que foram originalmente projetadas para operarem em *baseload* [13].

Tecnologias que dependem de transferência de calor para geração de energia, como carvão e gás a ciclo combinado (turbina a vapor), são geralmente mais afetadas pelo TSD antes de um *startup*. Quanto menor a temperatura do material, maior o TSU. Consequentemente o custo variável aumenta em conjunto com as emissões de GEE [13], [15].

Os *startups* sem qualquer tipo de *upgrade* nas plantas têm impactos negativos em sua operação e em sua vida útil, a citar: (a) deterioração dos equipamentos e de sua vida útil; (b) aumento dos custos com combustíveis, manutenção e operação e (c) aumento do consumo de combustíveis e das emissões de GEE [13].

Como a operação cíclica é danosa às máquinas, grande parte dos fabricantes indicam a quantidade máxima de partidas que uma planta pode ter por intervalo de tempo de maneira que a operação ainda seja lucrativa, considerando o consumo de combustível, emissão de GEE e custos de manutenção. Dessa forma, é de suma importância que as plantas sejam otimizadas para operação em ciclos [13].

Espera-se que no futuro as plantas dobrem seu número máximo de partidas, aumentem sua TRA em 70 - 100%, aumentem sua taxa de *startup* de 35 - 70% e reduzam seu MCL em 30 - 60% [15].

Em plantas a GN os fatores de emissão de GEE específicos em MCL são em média de 1,0 a 1,5 vezes maiores que a FL. Enquanto esse aumento é, em média, de 50% a 100% para NO_x e CO₂, para CO é da ordem de 15 vezes maior. Na partida a frio as emissões são de 2 a 16 vezes maiores que em partida a quente. Assim, num panorama futuro, espera-se que tais emissões específicas devem reduzir na ordem de 80% para SO_x, 70% para NO_x, 40% para CO e 20% para CO₂ [15]. Sendo assim, o MCL das plantas pode ser reduzido. Esses dados

mostram que a ciclagem em plantas antigas é prejudicial ao meio ambiente e que será necessário um *retrofit* dessas plantas ou a construção de plantas mais modernas.

8 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Neste capítulo analisam-se o horizonte de longo prazo da matriz elétrica brasileira e os potenciais riscos aos quais o SIN estará exposto em função do aumento da participação das fontes não-despacháveis na geração. Ao fim desse capítulo apresentam-se alternativas para a mitigação da variabilidade oriunda dessas fontes.

8.1 CRESCIMENTO DA OFERTA DE GERAÇÃO NÃO-DESPACHÁVEL

O PDE 2029 [21] estima que no cenário de referência do estudo a matriz elétrica brasileira deverá manter-se predominantemente renovável. Em termos de capacidade instalada, a participação das fontes renováveis não emissoras de GEE variará de 86% para 82%.

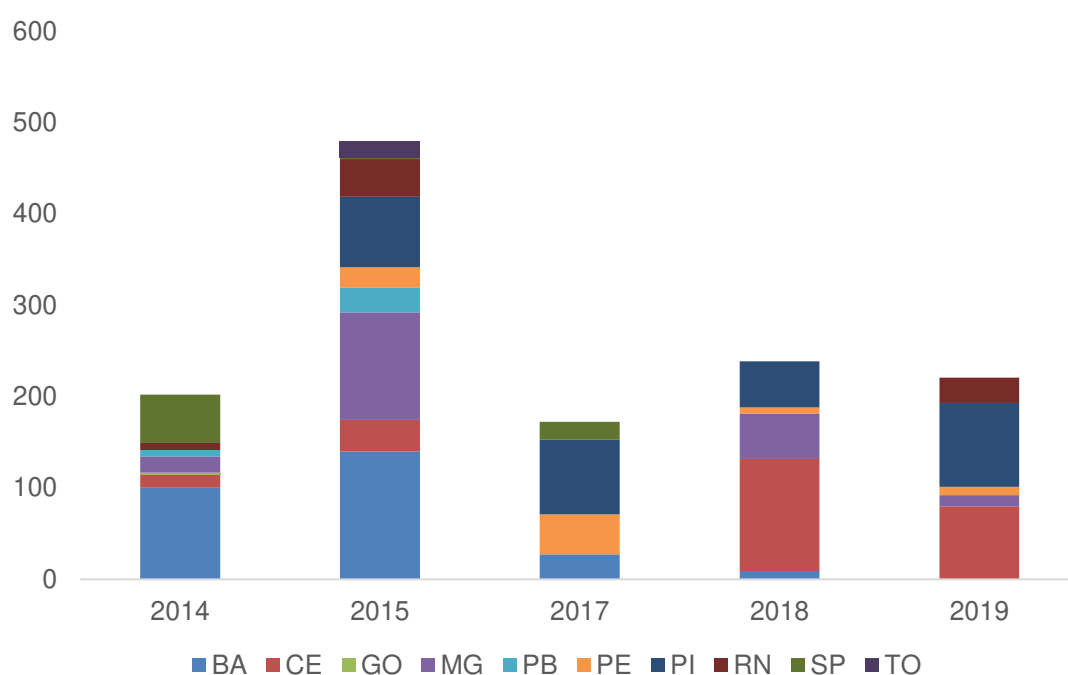
A capacidade instalada de usinas hidrelétricas, que tradicionalmente agregam flexibilidade ao sistema elétrico, aumentará 6% (2019: 97,6 GW; 2029: 104,0 GW), entretanto, sua participação relativa na matriz elétrica reduzirá.

As fontes renováveis não-despacháveis também aumentarão sua participação na capacidade instalada (2019: 11%; 2029: 27%), na qual a geração distribuída (GD) que aumentará sua participação na matriz em 1.100 % (2019: 1,0 GW; 2029: 12,0 GW). Além da GD, as fontes solar e eólica na geração centralizada também aumentarão sua participação na oferta. A seguir, são apresentados detalhes da expansão de referência dessas fontes, segundo o PDE 2029.

8.1.1 Crescimento de FV contratado regularmente

Entre 2014 e 2019 foram contratados 1.318 MW_{méd} de energia solar fotovoltaica em leilões de energia, nos quais os projetos alocados na região Nordeste foram responsáveis por 78% da energia contratada. Piauí (23%), Bahia (21%) e Ceará (19%) foram os principais focos desses projetos, conforme Figura 35:

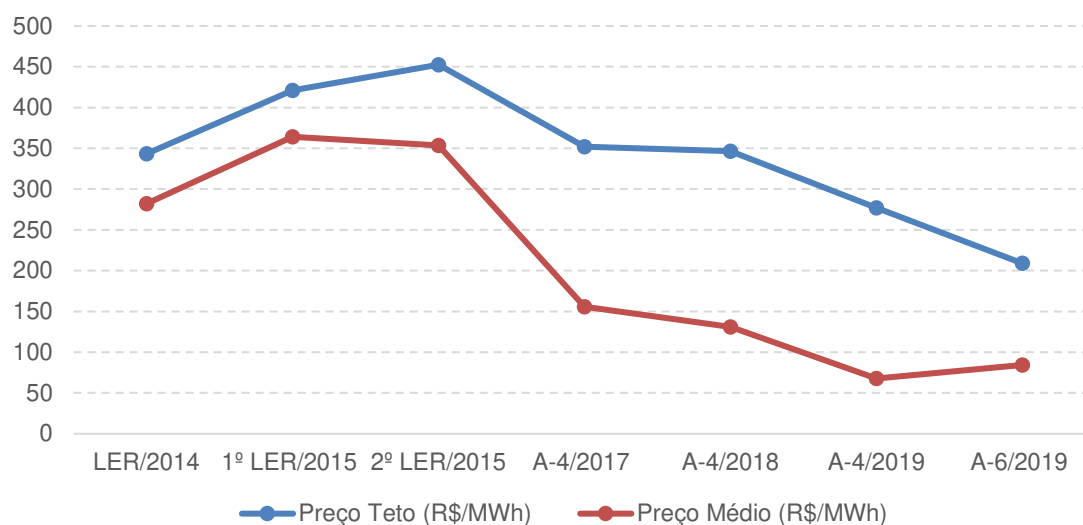
Figura 35 – Energia Solar (MWmed) contratada em leilões de 2014 a 2019.



Fonte: Elaboração própria com dados de [39].

Neste cenário, o preço médio de contratação dos leilões reduziu ao longo do tempo (Figura 36), permitindo a oferta de energia solar a custos mais baixos que de outras fontes convencionais.

Figura 36 – Preço Teto x Preço Médio de Contratação (R\$/MWh) – Energia Solar⁷.



Fonte: Elaboração própria com dados de [46].

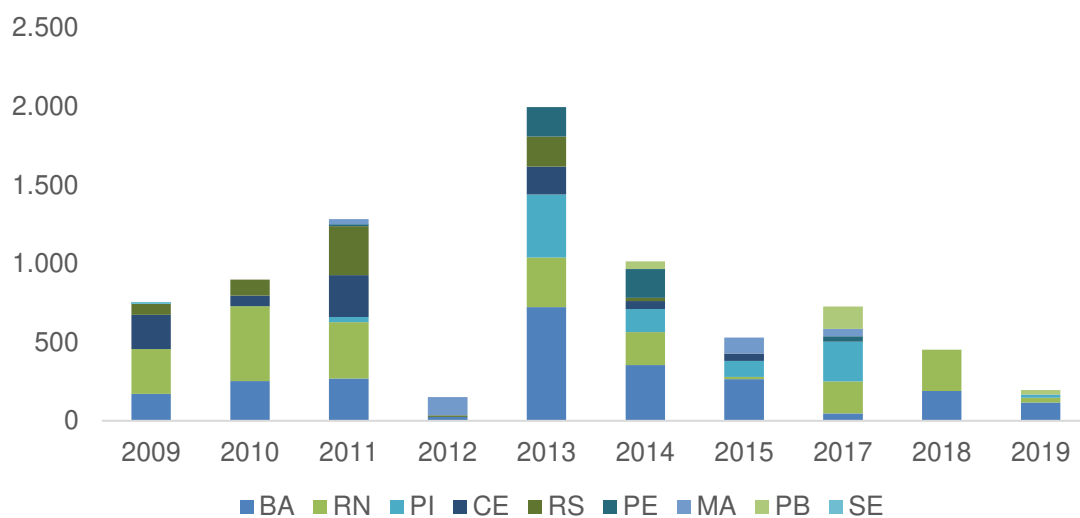
Estimativas da EPE indicam que a capacidade instalada de usinas solares fotovoltaicas, na geração centralizada, deve aumentar 413% no horizonte decenal (2019: 2,1 GW; 2029: 10,6 GW).

8.1.2 Crescimento de EOL contratado regularmente

Entre 2009 e 2019 foram contratados 9.001 MW_{méd} de energia eólica. Os projetos alocados na Região Nordeste foram responsáveis por 91% da energia contratada. Bahia (30%), Rio Grande do Norte (27%) e Piauí (12%) foram os principais atores destes projetos, conforme Figura 37.

⁷ Valores atualizados a outubro/2019 (data de realização do último leilão)

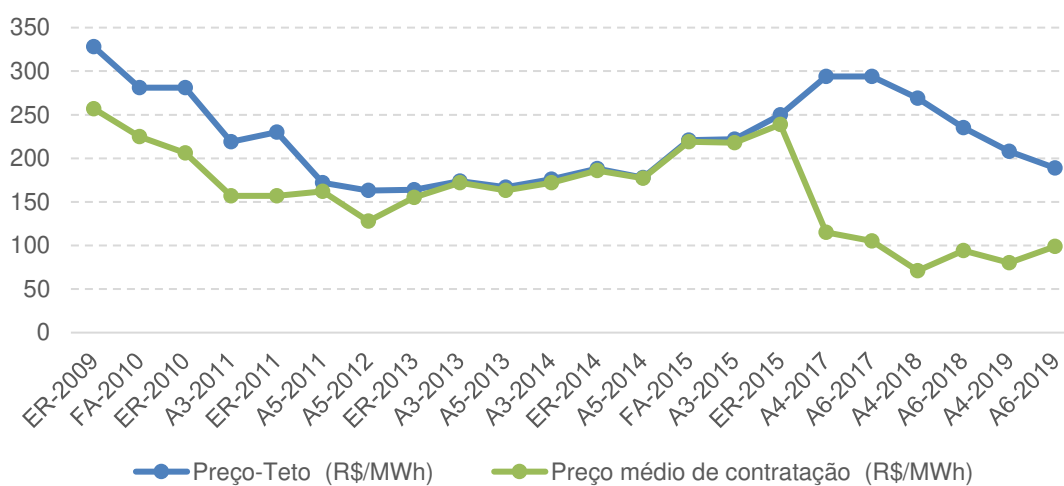
Figura 37 – Energia Eólica (MWmed) contratada em leilões de 2009 a 2019.



Fonte: Elaboração própria com dados de [39].

O preço médio de contratação dos leilões reduziu ao longo do tempo (Figura 38), permitindo a oferta de energia eólica a custos mais baixos que de outras fontes convencionais.

Figura 38 – Preço Teto x Preço Médio de Contratação (R\$/MWh) – Energia Eólica⁸



Fonte: Elaboração própria com dados de [46].

De modo similar, as estimativas da EPE indicam que a capacidade instalada de usinas eólicas, na geração centralizada, deve aumentar 164% no

⁸ Valores atualizados a outubro/2019 (data de realização do último leilão)

horizonte decenal (2019: 15 GW; 2029: 39,5 GW). As fontes eólicas terão a segunda maior capacidade instalada do SIN.

8.2 IMPACTOS DA PENETRAÇÃO DE GERAÇÃO NÃO-DESPACHÁVEL

O aumento da penetração de fontes não-despacháveis na rede tem vários impactos, sendo o mais óbvio o aumento da incerteza na geração, que eleva o risco de desabastecimento e consequentemente a necessidade de alocação de recursos flexíveis para compensar as variações. Contudo, há impactos também no custo da energia gerada, haja vista que um sistema mal planejado pode ter altos custos para compensação dessas variações.

A maneira como as renováveis não-despacháveis afetam os custos finais da energia aos consumidores varia conforme o mercado. Por exemplo, em [26] o autor diferencia os mercados baseados em lances, em que os geradores submetem suas curvas de oferta como lances em um leilão centralizado, dos mercados baseados em custo, onde o operador do sistema audita todos os parâmetros dos geradores para estimar os custos marginais em cada barra do sistema e usa-os para resolver as compras e vendas de energia.

A conclusão de [26] é que nos mercados baseados em lances os geradores podem ofertar energia e serviços ancilares em mercados distintos, contribuindo para a eficiência de custos do sistema. Já nos mercados baseados em custo os serviços ancilares são mandatórios (no Brasil, por exemplo, conforme descrição da reserva operativa em [22]), seguindo as instruções do operador, não através de um mecanismo de mercado.

Os principais impactos desse aumento, segundo [16], estão relacionados ao balanceamento da oferta para manter a estabilidade do sistema, aos efeitos sobre a ordem de mérito, aos efeitos sobre a utilização das usinas de *baseload*, à saturação do sistema de transmissão e à economia de combustível e redução das emissões de GEE.

A mudança no perfil de geração das termelétricas para adaptarem-se a esse cenário acarreta em um aumento de emissões de GEE, proporcional à energia gerada, conforme detalhadamente analisado em [15]. Entretanto a

redução global de emissões promovida pelo aumento da oferta de renováveis compensa esse efeito [16].

8.2.1 Impactos no curto prazo

Por curto prazo entende-se os horizontes intra-horário e intradiário. Nesse intervalo de tempo as fontes não-despacháveis aumentam os requisitos de rampa do sistema, as necessidades de reserva e os limites mínimos de geração [19].

Previsões imperfeitas na geração das fontes não-despacháveis podem aumentar os requisitos de reservas do sistema, pois em um intervalo superior aos comandos de despacho os recursos são balanceados para responder às variações esperadas na carga líquida [19]. Nesse sentido observa-se que essas fontes passam a concorrer com as contingências convencionais pela reserva disponível.

A concorrência pela reserva disponível acarreta a necessidade de desenvolvimento de mecanismos eficientes de mercado que aloquem adequadamente os custos desses requisitos. É intuitivo que em mercados baseados em lance a presença de fontes não-despacháveis tende a aumentar os preços das reservas no curto prazo.

Caso as fontes não-despacháveis sejam suficientes para atender a demanda durante um período, algumas usinas de base podem ser desligadas. Se alguns instantes depois a geração das fontes não-despacháveis diminuir repentinamente, ou a demanda aumentar, os preços de operação dos sistemas tendem a aumentar. Usinas de base requerem longos intervalos de tempo para entrarem em operação [19].

As operações cíclicas de termelétricas tendem a aumentar os seus custos de operação no curto prazo, pois aumentam os custos com combustível em função da operação fora do range ótimo e das sucessivas operações em rampa. Além disso há aumento nas emissões de GEE, conforme proposto por [15].

No caso específico das plantas a GN, para compensar a variabilidade na rede de energia elétrica essas plantas transferem essa variabilidade, na forma de consumo intermitente de gás, para a rede de gás natural [17].

8.2.2 Impactos no médio prazo

Alta oferta de fontes não-despacháveis na matriz elétrica eleva a necessidade de ciclagem de termelétricas, sendo esta definida como frequentes partidas ou rampas de unidades. Em geradores de base (*baseload*) a ciclagem pode impor níveis consideráveis de danos nos componentes das plantas levando ao aumento nos requisitos de manutenção e aumentando as taxas de interrupção forçadas [19].

Deve-se ressaltar que a ciclagem aumenta os custos de manutenção, eleva a perda de receita devido às mais frequentes e longas interrupções, aumenta os custos com combustíveis (consumo) devido às partidas mais frequentes e à redução da eficiência da planta, além de aumentar os custos de capital em função da troca de componentes [19]. Esse problema é mais grave para plantas antigas que não foram dimensionadas para trabalhar em ciclos [15].

8.2.3 Impactos no longo prazo

O despacho das termelétricas a GN e carvão tende a cair conforme a capacidade instalada de fontes não-despacháveis aumenta. Entretanto, a capacidade instalada dessas fontes não reduz na mesma proporção do despacho [10].

As plantas de *baseload* perderão competitividade, pois possuem flexibilidade operacional limitada devido à geração mínima ser muito alta e terem rampas muito limitadas. Assim, devido a essa baixa flexibilidade, essas plantas devem permanecer desligadas e, conseqüentemente, a classificação de retorno de investimento deve diminuir, tornando-as menos atrativas. Nessas situações, plantas de resposta rápida prevalecerão, porém geram energia a custos maiores [10], [19].

A redução do fator de capacidade das usinas de *baseload* pode afetar seus contratos de compra de combustível, em que menores consumos de combustível dão menor poder de barganha ao comprador. Os fornecedores de combustível ainda precisam realizar altos investimentos em instalações, pois o

consumo de combustível na máxima continua sendo alto, apesar da usina consumir menos ao longo do ano.

Desta forma, pode-se esperar que as plantas a GN sofrerão fortes mudanças no seu perfil de geração. Usinas de Ciclo Combinado (pouco flexíveis) tendem a reduzir bastante seu fator de capacidade.

A tendência é que haja maior demanda por turbinas a gás em ciclo aberto, pois os requisitos de rampa do sistema aumentam e há maior necessidade de operação em ciclos [10], [16]. Em outras palavras, se antes a demanda por termelétricas a GN era majoritariamente por usinas de *baseload*, com o aumento da oferta de fontes não-despacháveis a tendência é que o gás natural seja mais utilizado em usinas flexíveis.

O retorno sobre o investimento em fontes não-despacháveis também pode diminuir nos cenários de alta penetração dessas fontes. Esse fenômeno ocorre em função do aumento no nível de cortes na geração não-despachável quando há excesso de energia gerada. O fator de capacidade dessas usinas diminui e cria um *gap* entre a expectativa de geração e a geração realizada [10].

Há maior pressão por investimentos em transmissão de energia para reforço nas interligações entre as diferentes regiões de um sistema. No Brasil, por exemplo, onde a maior oferta de fontes não-despacháveis tende a se concentrar na região nordeste e essa região não tem perspectivas de aumento na geração hidrelétrica [11], e tampouco dispõe de oferta de gás natural a baixo custo para viabilizar usinas flexíveis, a tendência é que os requisitos de flexibilidade sejam importados de outras regiões.

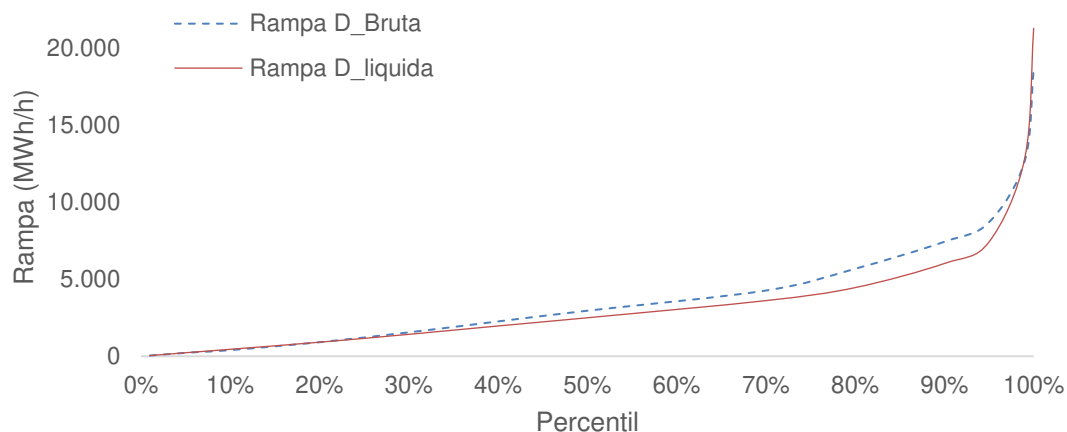
O planejamento do setor elétrico deve considerar a integração entre o planejamento para expansão da oferta de energia e o planejamento da expansão da transmissão. Restrições no sistema de transmissão podem criar distorções no *mix* de geradores em cada região e grandes diferenças nos custos marginais da operação entre as regiões.

8.2.4 Estimativa dos impactos no SIN

A EPE estimou a distribuição de probabilidade das rampas horárias no ano de 2029 considerando a expansão de referência. Na Figura 39 apresenta-

se a distribuição de probabilidade das rampas horárias positivas do SIN no ano de 2029.

Figura 39 – Distribuição de Probabilidade das rampas horárias positivas no SIN em 2029.



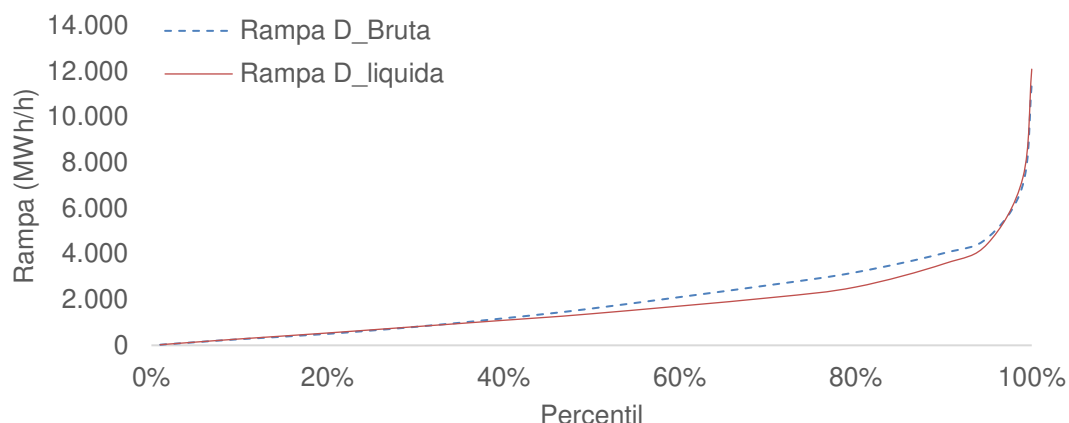
Fonte: [21].

Observa-se que nessa simulação a curva de demanda bruta está acima da curva de demanda líquida na maioria das situações, entretanto, a demanda líquida atinge valores maiores de rampas horárias. Pode-se concluir que, dependendo do nível de risco aceitável, os requisitos de rampa horária podem reduzir com o aumento da participação das fontes não-despacháveis [21]. Esses resultados são fortemente influenciados pelo efeito portfólio.

O modelo de estimativas utilizado pela EPE é dependente das metodologias de projeção de demanda futura e de geração futura das fontes não-despacháveis. Deficiências no modelo podem conduzir a conclusões equivocadas.

Na Figura 40 é mostrada a distribuição de probabilidade das rampas horárias positivas do subsistema SE/CO para o ano de 2029. Observa-se que o comportamento é semelhante ao do SIN, onde a curva da demanda bruta está acima da demanda líquida na maioria das situações.

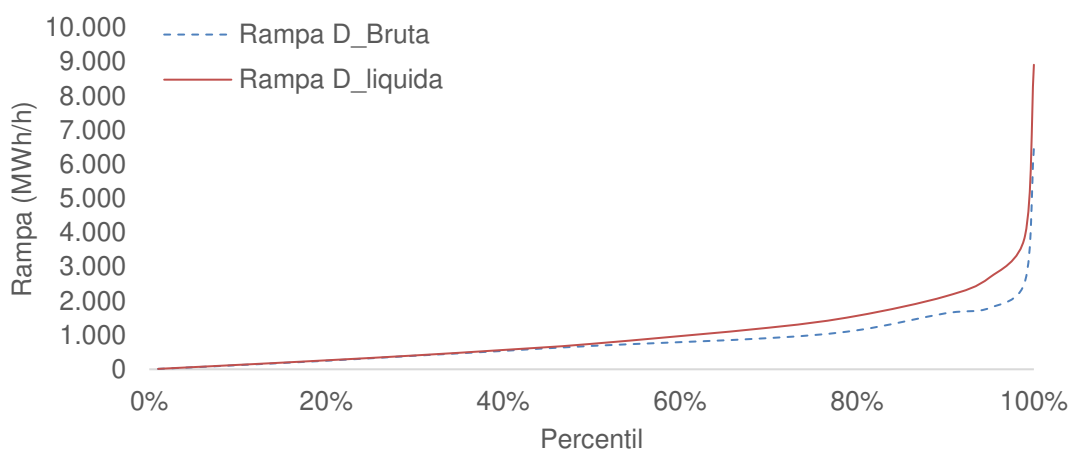
Figura 40 – Distribuição de Probabilidade das rampas horárias positivas no subsistema SE/CO em 2029.



Fonte: [21].

Na Figura 41 apresenta-se a distribuição de probabilidade das rampas horárias positivas do subsistema NE para o ano de 2029. Observa-se que o comportamento difere do SIN. No caso do subsistema NE, a curva da demanda bruta está abaixo da demanda líquida em todas as situações. O subsistema nordeste dispõe da maior participação das renováveis não-despacháveis na matriz. Além disso, a expansão de referência indica que essa participação será ainda maior, conforme discutido na seção 8.1.

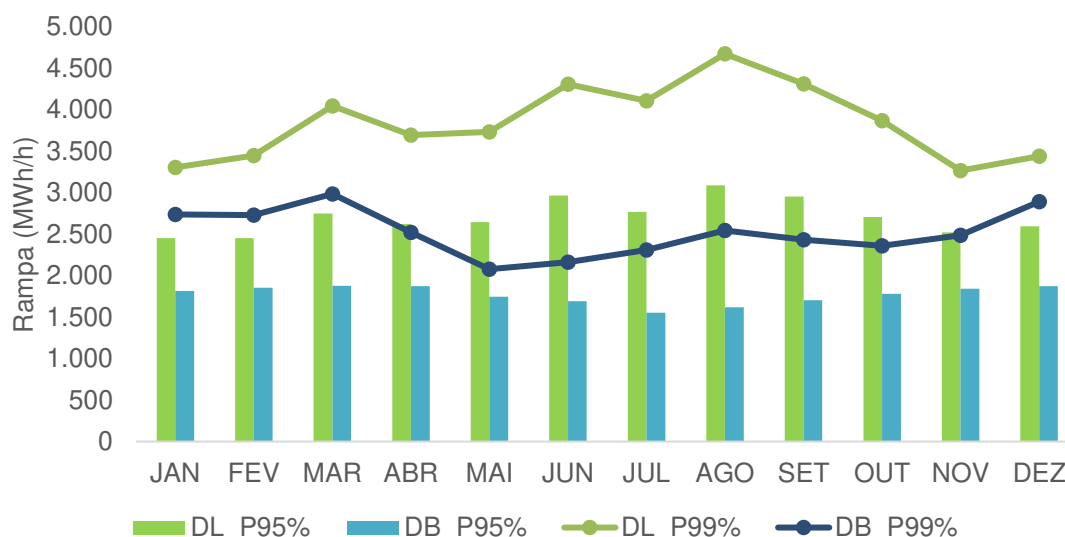
Figura 41 – Distribuição de Probabilidade das rampas horárias positivas no subsistema NE em 2029.



Fonte: [21].

Para estratificar a análise do subsistema nordeste, considerando que este é o subsistema com maiores requisitos de rampa, a EPE fez uma análise desses requisitos mês a mês, considerando os níveis de risco de 95% e 99%. Os resultados dessa análise estão apresentados na Figura 42.

Figura 42 – Comparativo das rampas observadas na DL e na DB do subsistema NE por mês.

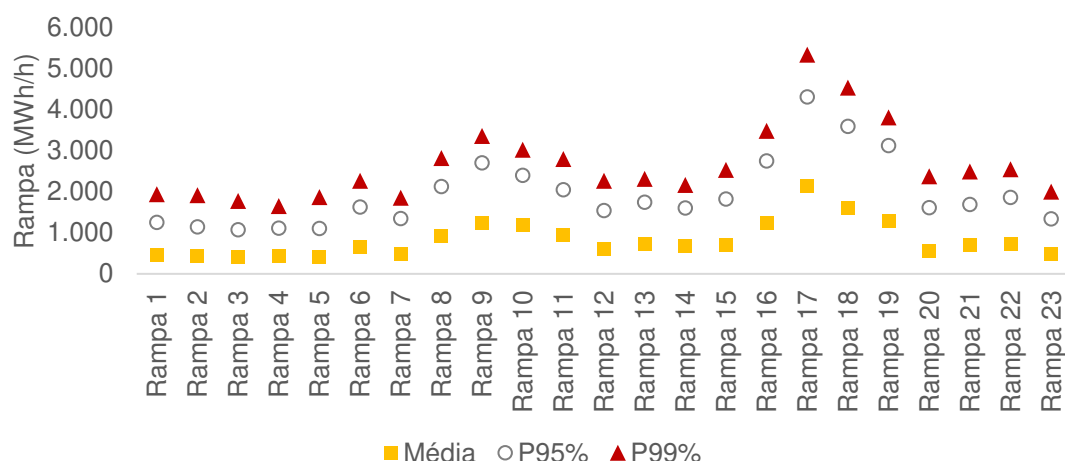


Fonte: [21]

Observa-se que há sazonalidade nos requisitos de rampa e em todos os meses há aumento desses requisitos ao se inserir as renováveis não-despacháveis. O período seco (entre junho e setembro) concentra as situações mais críticas, podendo chegar a magnitudes de 3.089 MWh/h (P95) e 4.674 MWh/h (P99), em agosto.

Estratificando as análises para a escala intradiária no subsistema Nordeste, na Figura 43 apresentam-se os dados das rampas na demanda líquida por hora do dia, considerando P95, P99 e a média, e considerando as horas de todos os meses. É possível observar que as maiores rampas estão concentradas entre as 16:00 e as 19:00, provavelmente devido ao (a) aumento da demanda bruta (proximidade com o horário de pico de demanda) e (b) redução da geração distribuída (majoritariamente solar) simultaneamente.

Figura 43 – Comparativo entre as rampas na Demanda Líquida no NE - P95 x P99 x Média.



Fonte: [21].

Portanto é possível concluir que, ainda que as análises feitas pela EPE sejam preliminares e careçam de metodologias mais robustas para avaliação, eles indicam a necessidade de aumento da oferta de recursos flexíveis a depender do nível de risco aceito pelo sistema. Outro aspecto importante é que os resultados estão em linha com trabalhos científicos de outros países, apesar das especificidades do sistema elétrico brasileiro.

8.2.5 Análises

A disponibilidade de recursos para geração de energia no Brasil possui uma grande divisão espacial. Na medida em que as condições mais favoráveis para a geração de energia eólica e solar fotovoltaica estão na região nordeste do país, essa região demandará mais requisitos de flexibilidade no sistema.

A flexibilidade pode ser fornecida por outros recursos disponíveis em outras regiões do país, porém isso depende da existência de interligações robustas entre as regiões e pode incorrer em maiores perdas elétricas em função da distância desses recursos flexíveis ao subsistema nordeste [11].

O Maranhão está eletricamente próximo do subsistema nordeste. Dessa forma é capaz de fornecer flexibilidade com menos perdas elétricas, pois dispõe de oferta de gás natural a baixo custo a partir da produção *onshore*. O investimento em expansão e reforço da transmissão são menores, pois o

Maranhão já dispõe de um sistema de transmissão robusto e está geograficamente próximo do subsistema nordeste.

Esse novo cenário também agrega algumas mudanças de paradigma. O mercado de energia sempre utilizou o conceito de “horário de ponta” para nortear investimentos em geração e transmissão. Porém, tal conceito leva em consideração apenas a demanda por capacidade e energia. Com o aumento da oferta de fontes não-despacháveis haverá também um “horário de ponta” para a demanda por recursos flexíveis, principalmente em função do degrau de geração oriundo das fotovoltaicas na GD.

O planejamento do setor elétrico precisa evoluir de tal modo que o despacho hidrotérmico não será mais o mesmo e os modelos utilizados para estimativa de geração devem ser atualizados para considerar as incertezas oriundas das fontes não-despacháveis.

Nesse sentido é imprescindível que o planejamento disponha de modelos robustos para previsão de geração a partir das eólicas e fotovoltaicas. Esses recursos têm comportamentos completamente diferentes em cada região, sendo imprescindível a avaliação dos regimes de vento e de irradiação solar em várias regiões do país para se obter uma base de dados robusta que suporte os modelos de previsão [47–51].

A previsão da demanda também passa a ser um problema, pois com o aumento da geração distribuída a partir de fontes não-despacháveis, as incertezas do lado da demanda tenderão a aumentar. Portanto, o modelo de previsão de demanda também deve ser revisto.

8.3 MECANISMOS DE MERCADO

O novo formato do sistema elétrico demandará a existência de novos mecanismos de mercado que sejam capazes de fornecer flexibilidade adicional a um custo competitivo. Esses mecanismos devem garantir que os investidores obtenham retorno sobre seus investimentos ao mesmo tempo em que os preços aos consumidores finais sejam reduzidos.

Como as variações na carga líquida têm fontes diversas, mesmo antes da inserção de fontes renováveis não-despacháveis elas já existiam e o SIN

precisava de mecanismos de resposta, que por sua vez têm seus custos associados.

Na medida em que há aumento da participação de renováveis não-despacháveis na matriz elétrica a demanda por esses mecanismos aumenta e, consequentemente, a representatividade dos seus custos no valor final da energia.

A resposta para essa pergunta não é trivial. Se por um lado a variabilidade é inserida na rede pelas fontes renováveis, por outro a demanda por uma matriz elétrica mais limpa vem da sociedade. Todavia, há que se considerar que a sociedade já precifica seus anseios no custo da energia gerada, haja vista que as fontes renováveis iniciam sua participação subsidiadas. Desta forma, a alocação dos custos de segurança deve ser majoritariamente aos causadores da variabilidade.

8.3.1 Contratos bilaterais

Em sistemas isolados a variabilidade das renováveis é compensada com a utilização de sistemas híbridos de geração [52], [53]. Os casos mais comuns são da integração de uma fonte de energia renovável a um grupo-gerador diesel e/ou a sistemas de armazenamento de energia (baterias, por exemplo).

A EPE estudou o assunto em estudos específicos sobre usinas híbridas aplicados no SIN [54], [55]. De maneira geral avaliou-se a integração de fontes complementares no tempo ou que possam compartilhar recursos: terreno, linhas de transmissão, mão de obra etc.

O caso em que as fontes não estão necessariamente fisicamente próximas, pois sua natureza é apenas comercial-contratual, foi denominado de portfólios comerciais. Nesses casos busca-se reduzir exposições contratuais a preços de curto prazo, sobretudo em contratos “por quantidade” [55].

No Brasil, as fontes renováveis não-despacháveis são contratadas em leilões de quantidade; ou seja, são remuneradas apenas pela quantidade de energia gerada e não têm compromisso com capacidade (potência). Contudo é possível torná-las fontes despacháveis caso elas se associem a geradores flexíveis que possam variar sua potência de saída conforme a geração das

renováveis. Dessa forma esses geradores poderiam fornecer capacidade ao sistema.

Essa alternativa simplifica os mecanismos de contratação de energia, haja vista que todas as fontes poderiam ser contratadas como despacháveis e assumirem seus próprios riscos de não entregar a capacidade contratada [24], [25].

Já empresas de exploração e produção de gás natural podem aproveitar essa possibilidade para viabilizarem reservas inviáveis em função do método tradicional de escoamento da produção. Em [25] discute-se a possibilidade de instalação de termelétricas flutuantes para geração de energia elétrica “na boca do poço” *offshore*. Essa alternativa é possível em função da maior viabilidade de transmissão de energia elétrica frente ao transporte do gás natural para a costa. Considerando essa possibilidade, entende-se que a integração de reservas *offshore* de gás natural com eólicas *offshore* pode viabilizar a construção de ambos.

Neste cenário, algumas questões importantes permanecem em aberto:

- A regulação atual permite que um gerador flexível faça contratos bilaterais com mais de um gerador não-despachável? Essa opção permitiria um fluxo de caixa mais estável para o gerador flexível ao longo do ano, na medida em que pode fechar contratos com fontes renováveis complementares.
- A mudança na forma de contratação das renováveis não-despacháveis (de quantidade para capacidade) reduziria sua competitividade e alteraria as metas de longo prazo de garantir uma matriz elétrica mais renovável?

8.3.2 Serviços ancilares de rampa

Na seção 7.2 foi apresentado o papel da reserva operativa e como essa reserva também pode fornecer flexibilidade no cenário de aumento da participação de fontes não-despacháveis na matriz elétrica; todavia, o fornecimento de serviço, por parte dos geradores, para compor a reserva operativa não é um mercado competitivo.

Conforme discutido na seção 8.2, nos mercados baseados em lances os geradores podem ofertar energia e serviços ancilares em mercados distintos, contribuindo para a eficiência de custos do sistema [26], [56]. A mudança do mercado brasileiro para a sistemática de mercados baseados em lance, em vez da atual modalidade de mercados baseados em custo, poderia reduzir os custos da oferta de serviços de flexibilidade, em função da inserção de competição nesse mercado. Porém, sabe-se da dificuldade de transição de mercados como o brasileiro para a modalidade de mercados baseados em lances [26].

Supondo-se que o mercado brasileiro permita a existência de um mercado competitivo para serviços ancilares, entende-se que duas oportunidades de negócios poderiam ser viabilizadas:

- Geradores entrarem em leilão ofertando capacidade abaixo da sua capacidade instalada, para garantir uma receita aproximadamente fixa com o fornecimento de energia elétrica e manter uma reserva de capacidade para concorrer em um mercado competitivo de serviços ancilares;
- Empresas de exploração e produção de gás natural podem ofertar suas reservas em campos maduros para geradores que operem nos mercados de serviços ancilares, haja vista que esses campos não possuem garantia de grandes volumes de gás e os geradores flexíveis tentem a ter um fator de capacidade baixo.

Deste modo, o modelo *gas-to-wire* poderia ser aplicado em campos maduros (com baixa pressão na cabeça poço, por exemplo) ou em campos com baixa vazão, desde que associados a térmicas pequenas e flexíveis, com baixo fator de capacidade. Assim, o mercado de gás natural seria beneficiado, pois haveria fontes de receita adicionais e não haveria transferência de variabilidade da rede elétrica para a rede de gasodutos, conforme discutido na seção 6.2.

Outra vantagem do estabelecimento de um mercado competitivo para serviços ancilares é a eliminação da necessidade de comprovação de reserva de gás natural por parte dos provedores do serviço, tal qual ocorre hoje com as térmicas que operam fornecendo energia e capacidade ao sistema.

Por fim, entende-se que ainda há questões em aberto, no mercado brasileiro, sobre os fornecedores de flexibilidade:

- As térmicas flexíveis vendem energia ou vendem um serviço de confiabilidade?
- Os consumidores também podem vender serviço de flexibilidade?
- Como os serviços ancilares de flexibilidade devem ser alocados entre os agentes participantes do mercado?

8.3.3 Resposta da demanda

Na seção 7.1 apresentou-se a possibilidade de participação da demanda no fornecimento de flexibilidade ao sistema, via contratos inteligentes, por exemplo.

A ANEEL publicou a Resolução Normativa ANEEL nº 792, de 28 de novembro de 2017 (REN 792/2017), no intuito de estabelecer os critérios e as condições do Programa de Resposta da Demanda. A Resposta da Demanda é definida como a redução do consumo de consumidores previamente habilitados, como recurso alternativo ao despacho termelétrico fora da ordem de mérito, de modo a se obter resultados mais vantajosos tanto para a confiabilidade do sistema elétrico como para a modicidade tarifária dos consumidores finais.

Nesse programa, os consumidores habilitados devem ofertar semanalmente seus preços e quantidades para a semana operativa seguinte, e confirmar diariamente sua disponibilidade para redução de demanda.

As ofertas de quantidade podem ser feitas em lotes padrão de 1 MW_{méd}, com no mínimo 5 MW_{méd}, para durações de redução de 1, 2, 3, 4 e 7 horas. O ONS é o responsável por efetuar os despachos de redução de demanda sempre que o custo total da oferta de resposta da demanda for inferior ao custo total do despacho termelétrico fora da ordem de mérito.

Até o momento apenas dois consumidores aderiram ao programa. Os resultados apresentados nos relatórios de acompanhamento do programa ainda são preliminares e indicam a necessidade de aprimoramentos [57]. De fato, o *modus operandi* dos consumidores é diferente dos geradores. Ainda que haja a possibilidade de redução de consumo, os consumidores têm seus regimes

próprios de gestão da produção que podem dificultar o seu aumento/redução de consumo e isso pode acarretar a necessidade de despacho de termelétricas fora da ordem de mérito.

Em [19] trata-se a resposta da demanda como uma alternativa à compensação da variabilidade na geração. A depender das restrições do sistema de transmissão, os geradores flexíveis distantes dos centros de carga podem não conseguir compensar as variações na demanda líquida, portanto mecanismos que flexibilizem o consumo podem ter respostas rápidas e confiáveis.

Historicamente o papel da demanda nesse cenário era mais focado em programas de eficiência energética. Há vários programas focados nesse aspecto em funcionamento. Entretanto mais recentemente verificou-se a necessidade de uma demanda mais responsiva para fornecer reservas de contingência e variações de consumo no curto prazo. Esses mecanismos são fortalecidos dentro do conceito de *Smart Grid* [19].

A resposta na demanda é uma alternativa viável para fornecer flexibilidade aos sistemas de potência. Entretanto, os detalhes acerca dos regimes de operação da resposta na demanda fogem ao escopo deste trabalho. Entende-se que é um solo fértil e que há questões ainda em aberto:

- Dentro de um mercado como o brasileiro, onde vários geradores têm inflexibilidades declaradas, a redução de consumo poderá impactar na capacidade do sistema em cumprir com essas inflexibilidades?
- É possível aumentar a adesão de consumidores a esse programa considerando que há um *trade-off* entre a receita oriunda dos contratos de resposta na demanda e redução da produção das plantas industriais?

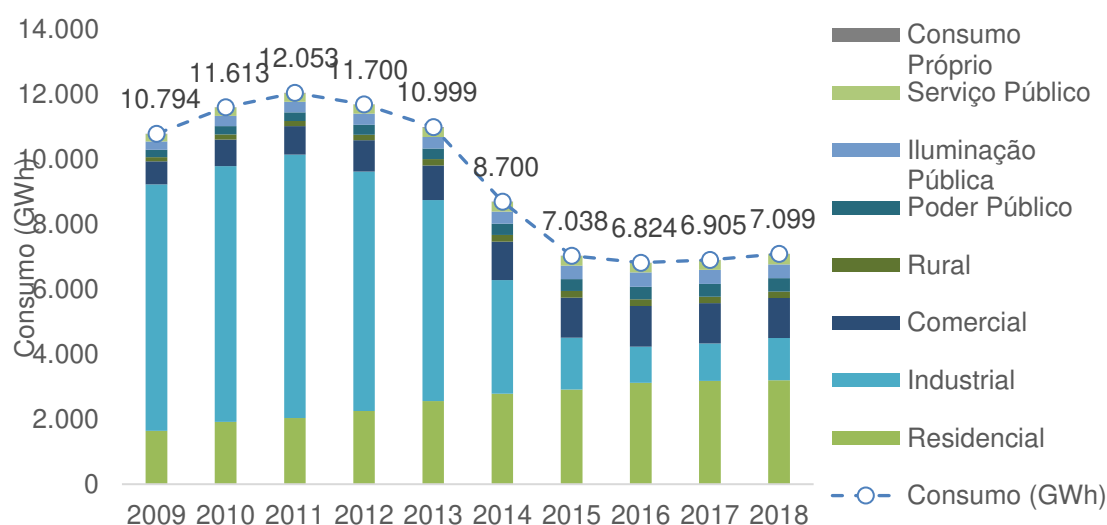
8.4 COMO O MARANHÃO PODE PARTICIPAR?

Nesta seção serão apresentadas algumas oportunidades existentes no Estado do Maranhão para contribuir com o aumento da flexibilidade do SIN.

8.4.1 Oportunidades na carga

O Maranhão é um estado pouco industrializado. Em 2018, o consumo de energia elétrica no setor residencial foi 2,5 vezes maior que no setor industrial. Por outro lado, em comparação com 2011, quando houve o maior consumo na série de 2009 a 2018, o consumo total no Estado reduziu 41% em função da parada da produção de alumínio na Alumar (Figura 44).

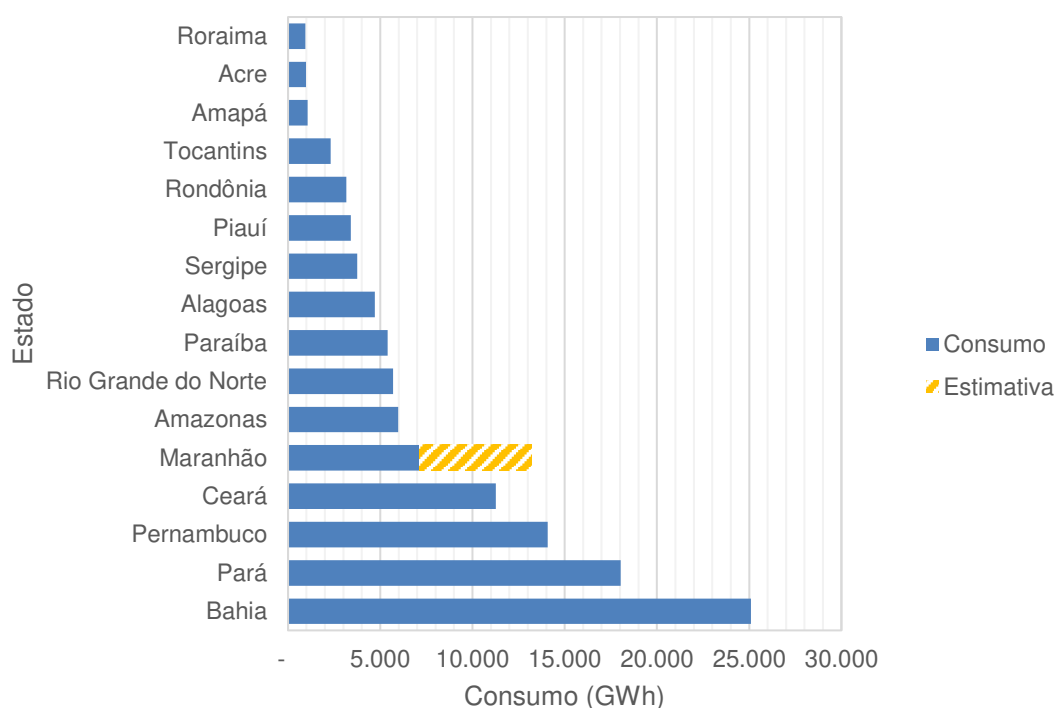
Figura 44 – Consumo de Energia Elétrica por Setor no Maranhão de 2009 a 2018.



Fonte: Elaboração própria com dados de [58].

O Maranhão foi o 5º maior consumidor de energia elétrica nas regiões Norte e Nordeste em 2018 (Figura 45). Considerando que existe a expectativa da Alumar retomar a produção de Alumínio em São Luís/MA (6 GWh, aproximadamente), o Maranhão poderia passar o Ceará e aproximar-se do consumo de Pernambuco, consolidando-se como um dos maiores centros de carga das regiões (considerando o consumo industrial igual ao do ano de 2012 na coluna “Estimativa” na Figura 45).

Figura 45 – Consumo de Energia Elétrica por Estado nas regiões Norte e Nordeste em 2018.



Fonte: Elaboração própria com dados de [58].

O cenário de retomada de consumo industrial no Maranhão é bastante positivo pois permitiria a instalação de novas plantas termelétricas na Ilha de São Luís/MA, haja vista que lá está o centro de carga do Estado. Conforme mencionado no item 6.1, existem projetos de construção de termelétricas associadas a terminais de GNL em estudo nessa região.

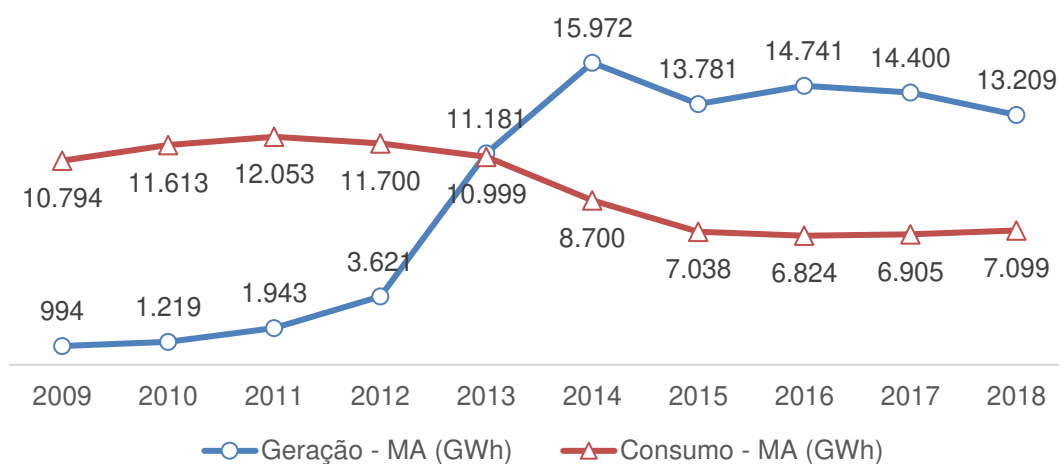
Como benefício indireto da disponibilidade de Gás Natural para abastecimento do setor termelétrico há a possibilidade de desenvolvimento do setor industrial do Estado. A Alcoa (acionista da Alumar), a Vale e a Suzano destacam o uso do GN em seus relatórios de sustentabilidade [59–61]. Portanto espera-se que as plantas dessas empresas façam uso do GN após a sua disponibilidade no Estado. Além disso, o Estado pode tornar-se atrativo para outras indústrias, como a Siderúrgica⁹, dada a disponibilidade de Energia Elétrica, Gás Natural, Minério de Ferro e a ótima infraestrutura portuária.

⁹ <http://www.seinc.ma.gov.br/2016/10/chineses-avancam-para-construir-usina-no-maranhao/>

8.4.2 Oportunidades na geração

Na Figura 46 é apresentada a comparação da geração e do consumo no Maranhão no período de 2009 a 2018 (em GWh). Observa-se que o Estado saiu da condição de importador de energia para exportador de energia após 2013, quando se iniciaram as operações das termelétricas a GN na Bacia do Paranaíba.

Figura 46 – Geração x Consumo no Maranhão de 2009 a 2018.



Fonte: Elaboração própria com dados de [58].

Após a construção da UHE Belo Monte o despacho nas termelétricas do Maranhão reduziu. Isso pode ser observado pela redução da energia gerada entre 2016 e 2018 (nesse período o fator de capacidade das termelétricas reduziu de 65% para 53%, sendo que o maior valor registrado foi de 77% em 2014, porém a capacidade instalada era menor).

Conforme relatado no item 5.2, todas as turbinas a gás natural do complexo Parnaíba devem passar para a operação em ciclo combinado nos próximos anos. Assim espera-se que haja a elevação do fator de capacidade dessas usinas, porém redução do tempo de resposta a rampas (conforme demonstrado em 7.3). Dessa forma espera-se que haja oportunidade de instalação de novos recursos flexíveis no Estado.

Em termos de capacidade instalada, o Maranhão dispõe atualmente de aproximadamente 850 MW de turbinas em ciclo aberto e 500 MW em ciclo

combinado (considerando a turbina a vapor). Portanto, entende-se que haverá redução de 850 MW de recursos altamente flexíveis na capacidade instalada do Estado.

Por outro lado, há termelétricas instaladas no Estado que utilizam combustível com maior emissão de GEE que GN e cujos CCEAR vencem nos próximos 8 anos (Tabela 5). Ao todo há 692 MW de capacidade instalada nessa situação, sendo que os Contratos das UTE Geramar I e II vencem em 5 anos (já pode participar do leilão em 2020, considerando a conversão do combustível) e da UTE Porto do Itaqui vence em 8 anos.

Tabela 5 – Usinas com prazo de vencimento dos CCEAR menor que 8 anos no Maranhão.

Usina	Data Operação	Prazo CCEAR	Combustível	Pot. Inst. (MW)
Porto do Itaqui	05/02/2013	15 anos	Carvão	360 MW
Geramar I	09/01/2010	15 anos	Óleo Combustível	166 MW
Geramar II	06/02/2010	15 anos	Óleo Combustível	166 MW

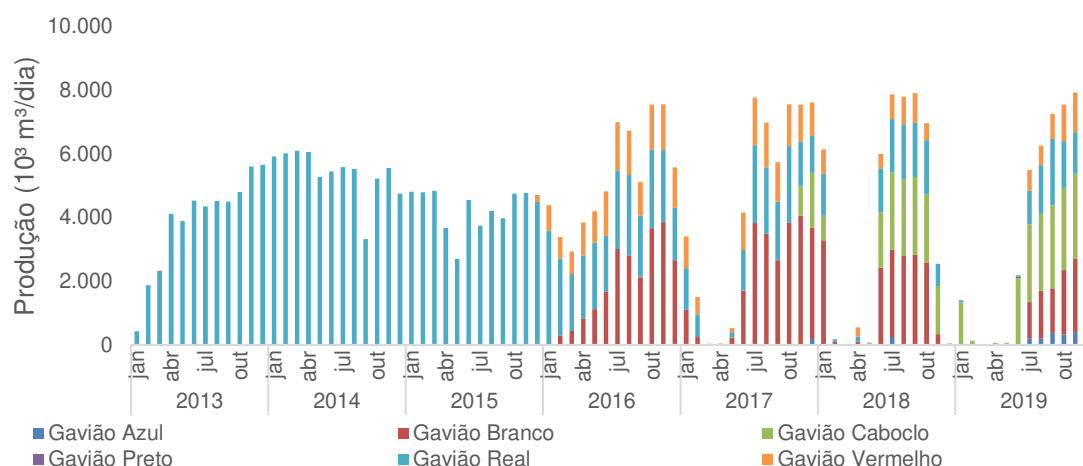
Fonte: Elaboração própria com dados de [39].

Vale ressaltar que a Gera Maranhão tem um projeto de Termelétrica associada a terminal de GNL na ilha de São Luís, conforme citado no item 6.1. Portanto entende-se que os projetos podem ser complementares entre si: a termelétrica em São Luís pode viabilizar a construção do terminal, por ter uma potência maior, e amortizar os investimentos para baratear a conversão das UTE Geramar I e II.

8.4.3 Oportunidades no gás natural

Conforme apresentado no item 6.3, o Maranhão já possui grande produção e reservas provadas de GN *onshore*, na qual o custo unitário do gás natural vendido para o setor elétrico é inferior ao custo do GNL e do pré-sal. Ao longo do tempo houve novas descobertas, em novos campos de produção, que garantem a disponibilidade de GN para as termelétricas. Na Figura 47 apresenta-se a produção mensal em cada campo de exploração da bacia:

Figura 47 – Produção mensal por campo.



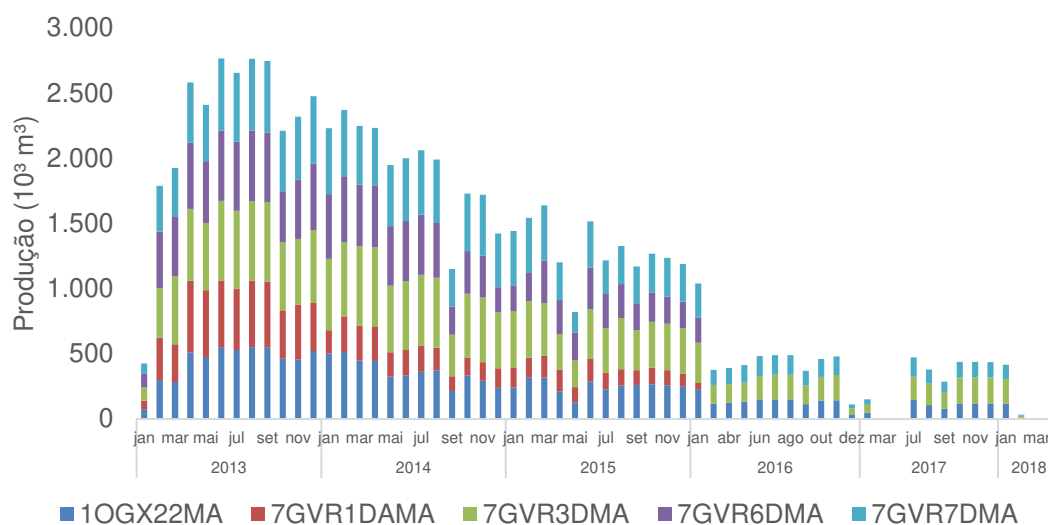
Fonte: Elaboração própria com dados de [45].

A partir da análise da Figura 47 é possível observar que o campo de Gavião Real teve um pico de produção em 2014 e atualmente produz aproximadamente um terço. As razões para essa redução na produção podem ser várias e o conhecimento delas é próprio do produtor. Porém, acredita-se que com a produção constante em volumes elevados, alguns poços perdem pressão até chegar a um limite em que não é economicamente viável pressurizá-lo para interligá-lo à malha de dutos de produção. Nesse ponto o poço não é mais usado, apesar de ainda ser possível extrair gás. O campo pode ter virado um Campo Maduro¹⁰.

Na Figura 48 apresenta-se o exemplo de cinco poços cuja produção caiu gradativamente até zerar em 2018. Com os dados públicos disponíveis não se sabe o motivo da parada de produção desses poços; entretanto, existe a hipótese de ainda ser possível extraís gás desses poços, porém com uma baixa pressão na cabeça do poço.

¹⁰ Campos Maduros: Campos de petróleo cuja produção já se encontra em declínio.

Figura 48 – Produção em alguns poços do Campo Gavião Real de 2013 a 2018.

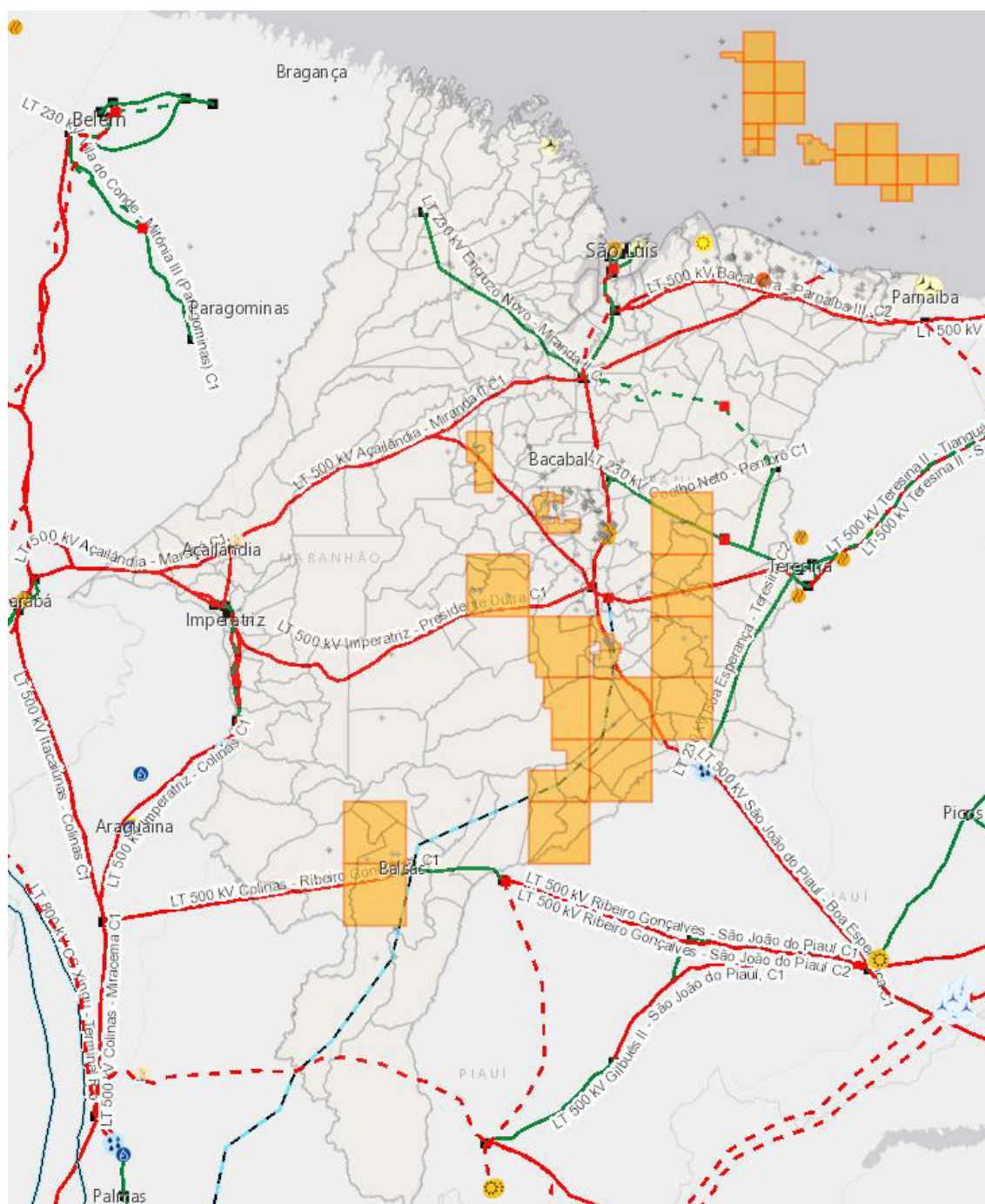


Fonte: Elaboração própria com dados de [45].

Considerando a hipótese supracitada, sugere-se que se avalie a possibilidade de instalação de pequenas termelétricas a GN, altamente flexíveis, próximas a esses poços. Essas térmicas não precisam garantir reservas de gás no longo prazo, pois seu fator de capacidade deve ser baixo, haja vista que sua função será majoritariamente trabalhar em ciclagem. Por possivelmente terem uma pressão muito baixa, a instalação de turbinas a gás provavelmente será inviável. Portanto sugere-se a avaliação do uso de motores a gás natural.

Na Figura 49 são apresentadas as instalações de geração e transmissão, e os blocos de exploração existentes no Maranhão. Observa-se que coincidentemente a maioria dos blocos de exploração estão geograficamente próximos de linhas de transmissão de 500 kV.

Figura 49 – Mapa Maranhão: Linhas de Transmissão e Blocos de Exploração.



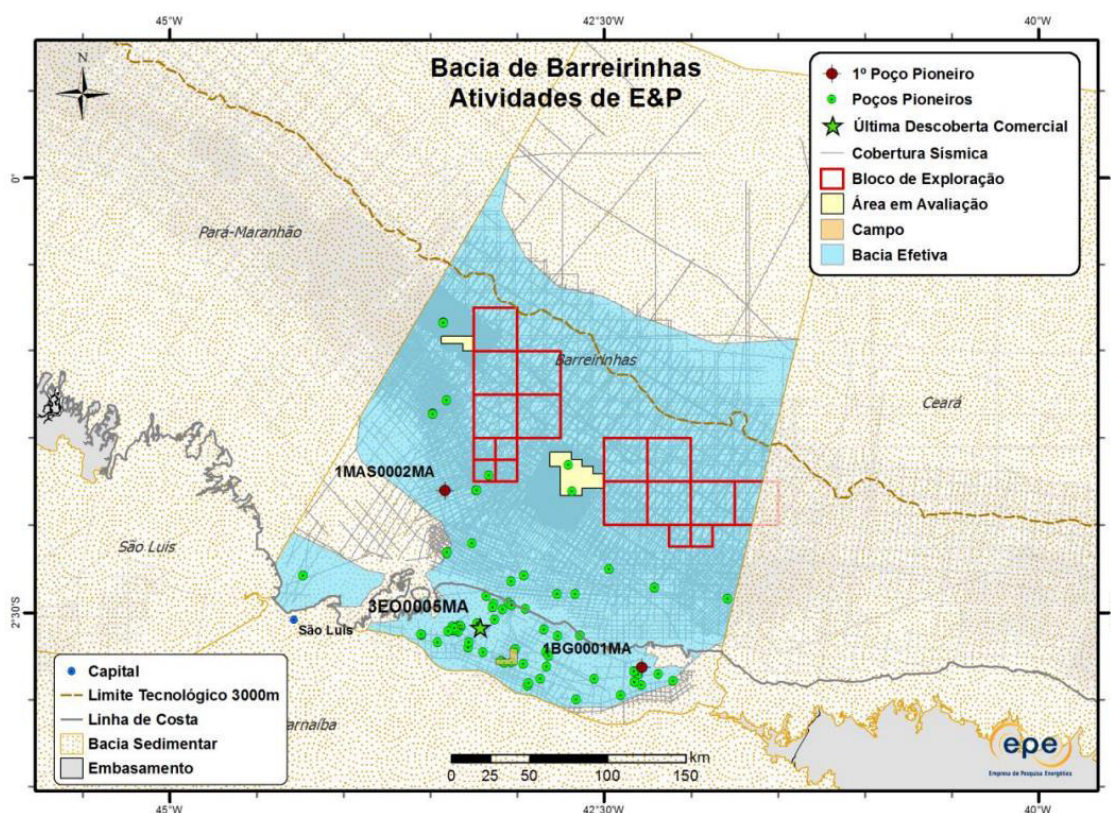
Fonte: Elaboração própria com dados de [32].

Em [62] a Wärsilä, fabricante de motores, faz a comparação do desempenho de motores com turbinas a gás, considerando as características flexíveis de cada um. Os motores têm desempenho similares aos das turbinas aeroderivativas e seu tempo de partida a quente (0 a 100% FL) é de entre 3 e 7 min. Além disso têm a vantagem de ser modulares e poderem ser produzidos

em pequenas potências. Dessa forma é possível criar um “efeito portfólio” de geradores flexíveis espalhando-os geograficamente ou instalando vários motores juntos e partindo-os em sequência.

Além da Bacia do Parnaíba, o Maranhão também dispõe da Bacia de Barreirinhas e da Bacia de Pará-Maranhão. A Bacia de Barreirinhas já passou por atividades de exploração: 83 poços perfurados em terra e 26 poços perfurados em mar. Desses, 2 poços caracterizados como “Descobertas Comerciais” (Figura 50) [63]. Inclusive, conforme citado na seção 5.2, um projeto de térmica a GN venceu um leilão para instalação nessa bacia.

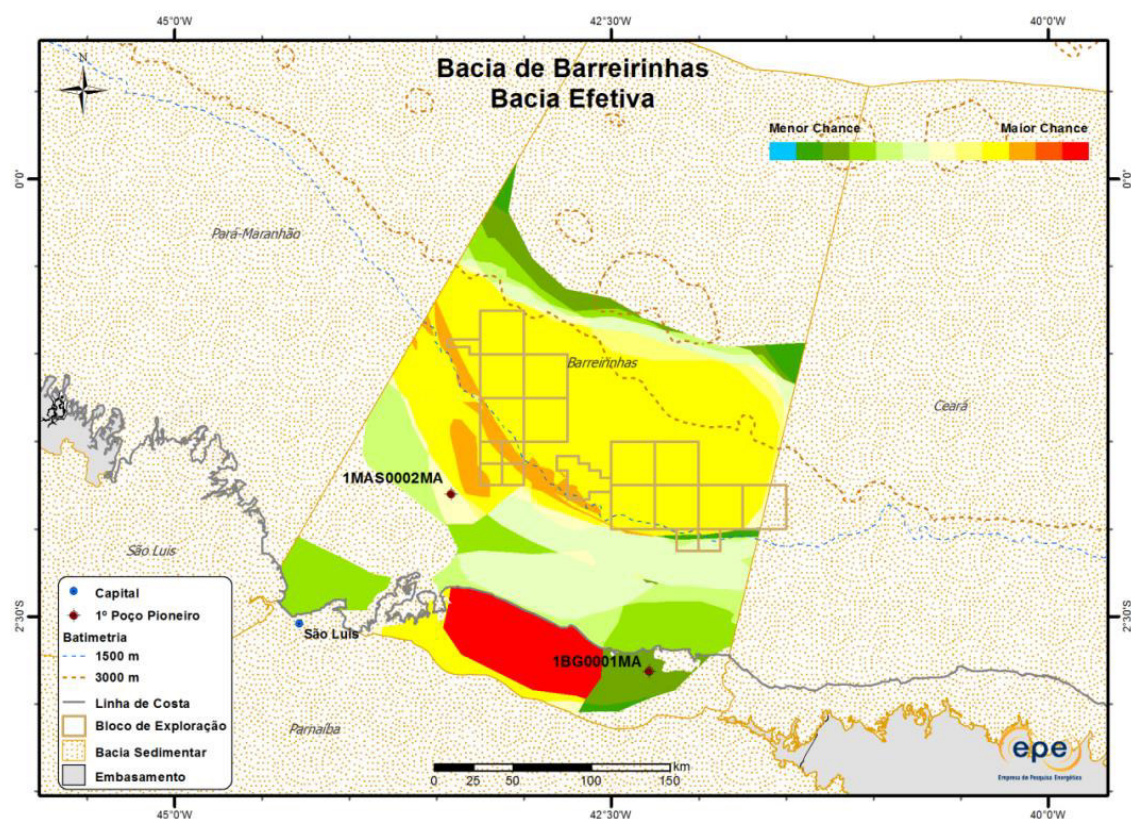
Figura 50 – Atividades de E&P na Bacia de Barreirinhas.



Fonte: [63].

Na Figura 51 apresenta-se o mapa da bacia efetiva de Barreirinhas com a indicação das chances de descobertas. Observa-se que há áreas sinalizadas na região de “maior chance” nos segmentos *onshore* e no *offshore*, porém as maiores chances são no regime *onshore*.

Figura 51 – Mapa da bacia efetiva de Barreirinhas com indicação das chances de descobertas.



Fonte: [63]

Entende-se que a Bacia de Barreirinhas tenha um bom potencial para produção de gás para uso em termelétricas flexíveis. No regime *onshore* pode-se utilizar o mesmo conceito sugerido para a bacia de barreirinhas (termelétricas a motores em efeito portfólio) ou até turbinas a gás em ciclo aberto. Em contrapartida, no *offshore*, devido à dificuldade de transporte do gás para a costa, pode-se adotar o mesmo conceito sugerido em [18], com térmicas flutuantes e cabos HVDC submarinos.

Conforme relatado em [18], o custo do sistema de transmissão em HVDC é elevado, portanto térmicas flutuantes podem não ser viáveis se competirem sozinhas em leilões de capacidade.

Segundo o *Roadmap Eólica Offshore Brasil*, publicado pela EPE [64], a Região Norte do Brasil tem potencial de geração entre 81 GW (profundidades 0-20 m) e 335 GW (profundidade >100 m), a depender da velocidade do vento. A Região Nordeste, por sua vez, tem entre 22 GW e 1.620 GW nas mesmas condições. Levando em conta esse potencial atraente, considera-se a

possibilidade de associar térmicas a GN *offshore* em contratos bilaterais com eólicas *offshore*. Dessa forma a variabilidade da fonte eólica seria compensada já na sua origem.

Considerando os valores apresentados no parágrafo anterior, pode-se supor que o Maranhão consiga aproveitar pelo menos 1% da previsão para a Região Nordeste: 0,22 GW em profundidades menores que 20 m. 16,2 GW a profundidades maiores que 100 m. Considerando que em [15] o autor estima que os recursos flexíveis necessários equivalem a 10% da capacidade instalada de recursos variáveis, pode-se estimar que o potencial de instalação de térmicas flexíveis na região (apenas para compensar a variabilidade da produção local) seja entre 22 MW e 1,62 GW.

8.4.4 Resultados consolidados

Apenas na conversão de UTE a carvão e óleo combustível, o Maranhão tem a oportunidade de receber 692 MW de recursos flexíveis a GN. Levando em conta a carga adicional da Alumar (6 GWh), considera-se a possibilidade de instalação de aproximadamente 700 MW_{méd} de recursos flexíveis adicionais. Além disso, as usinas de ciclo aberto convertidas para ciclo combinado abrem margem para integração de aproximadamente 850 MW de recursos flexíveis.

O potencial de instalação de recursos flexíveis pode ser ampliado a partir da integração entre as reservas na Bacia de Barreirinhas com eólicas *offshore*. Apesar de ser difícil estimar o potencial de produção de energia eólica offshore no MA, considerou-se que para um aproveitamento de 1% do potencial na região nordeste pelo Maranhão seria possível instalar recursos flexíveis associados (contratos bilaterais, por exemplo) com potência instalada entre 22 MW e 1,62 GW.

Toda essa expansão da geração flexível estimada tem o potencial de interiorizar o GN no Estado e ajudar no seu desenvolvimento econômico, pois esse combustível é um bom fator de atratividade para instalação de novas indústrias, conforme conclusão apresentada em [35] para o Estado de São Paulo.

9 CONCLUSÕES

Há tendência à concentração geográfica dos recursos renováveis não-despacháveis na região nordeste do Brasil, em função das condições favoráveis à geração de energia solar fotovoltaica e eólica. Essa tendência contrasta com a redução gradativa da capacidade de geração e, conseqüentemente, de regulação, das hidrelétricas da região. Portanto, para permitir a instalação de mais recursos não-despacháveis, sem comprometer a confiabilidade e a modicidade tarifária do sistema, será necessário instalar recursos eficientes que sejam capazes de fornecer flexibilidade operacional ao sistema elétrico.

Historicamente as hidrelétricas foram as responsáveis por fornecer flexibilidade a partir da participação na reserva operativa, principalmente no controle automático da geração (CAG). Entretanto, devido à dificuldade de construção de novas hidrelétricas no Brasil, o foco dos investimentos em recursos flexíveis deve ser outro. Nesse sentido as termelétricas a GN são ótimas opções, pois emitem menos GEE e têm ótimas características flexíveis, como range de operação, taxa de rampa e *tempo de startup*.

Os investimentos em termelétricas a GN para ofertar flexibilidade operacional no sistema elétrico também trazem benefícios ao setor de gás natural. Para atender a demanda crescente de GN para termelétricas será necessário investir na malha integrada de gasodutos e na construção de terminais de GNL. Além disso o aumento da demanda poderá alavancar a produção nacional, principalmente se houver mecanismos de mercado que garantam oferta fixa suficiente para pagar os custos fixos das atividades de E&P.

A oferta de recursos não-despacháveis na matriz elétrica impacta diretamente a operação e o planejamento do sistema elétrico. As ferramentas de previsão de geração dessas fontes devem ser aprimoradas para reduzir as incertezas associadas ao modelo, bem como as ferramentas de previsão de demanda, principalmente em função do aumento da oferta de geração distribuída. Se o crescimento da oferta das renováveis não-despacháveis não for acompanhado do aumento da oferta de recursos flexíveis, haverá aumento do risco de desabastecimento, pois a reserva operativa existente, dimensionada para outros fins, deverá suportar as variações oriundas dessas fontes.

As usinas destinadas a operarem em ciclos devem ser projetadas para esse fim. A operação cíclica de usinas termelétricas afeta diretamente seus custos variáveis e suas emissões de GEE. Portanto, usinas que não foram projetadas para esse tipo de operação podem ter impactos diretos na sua viabilidade econômica no longo prazo. Por conta disso, entende-se que os mecanismos de mercado devem ser aprimorados para permitir que esse tipo de operação seja economicamente viável, como a criação de um mercado competitivo por serviços ancilares de rampa.

A possibilidade de estabelecimento de contratos bilaterais entre geradores para aumentar a confiabilidade do fornecimento deve ser considerada. Os contratos de geração por quantidade, sem compromisso com capacidade, transferem os riscos à rede. Entretanto, há que se fazer um *trade-off* entre os benefícios dessa transferência de riscos à rede e seus custos associados. A resposta na demanda também é uma alternativa viável e já está em testes no Brasil, entretanto seus procedimentos ainda requerem aprimoramentos.

Por fim, destacam-se as oportunidades existentes no Estado do Maranhão para ofertar flexibilidade ao sistema elétrico. O Estado dispõe de um sistema elétrico robusto, grandes reservas provadas de GN e blocos com grandes chances de descobertas de GN no *onshore* e no *offshore*. Essas reservas podem ser aproveitadas para instalação de termelétricas flexíveis e, ao mesmo tempo, fortalecer o mercado de GN no Estado. Dessa forma o GN pode ser um vetor de desenvolvimento industrial.

A oferta de GN no Estado tem um custo inferior à oferta importada e do pré-sal. Com a infraestrutura existente na Bacia do Parnaíba acredita-se ser possível que a construção de pequenas termelétricas associadas a campos maduros seja viável e, assim, possa-se criar um efeito portfólio de pequenas térmicas a GN para fornecer flexibilidade ao SIN.

A Bacia de Barreirinhas já conta com poços com comercialidade declarada e se novas descobertas forem feitas há a possibilidade de instalação de termelétricas *onshore* e *offshore*. Inclusive sugere-se a avaliação da viabilidade de se estabelecerem contratos bilaterais entre térmicas a GN flutuantes e eólicas *offshore*, para compartilhar instalações de transmissão e reduzir o CAPEX de ambos os projetos. Dessa forma, a variabilidade da geração

eólica pode ser compensada na origem e isso tende a reduzir os custos de investimento em transmissão, para permitir a compensação por recursos flexíveis eletricamente distantes.

PUBLICAÇÕES DECORRENTES DESTE TRABALHO

Artigo aprovado:

NASCIMENTO, Gabriel; SAAVEDRA, Osvaldo R.; FEITOSA, Sandoval A.; SILVA JUNIOR, Gilson S. da. The Role of Natural Gas Power Plants in Mitigation of High Variability of Renewable Energy Sources in the North and Northeast of Brazil. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELÉTRICOS (SBSE), 8., 2020, Santo André. Anais [...]. Santo André: SBSE, 2020.

Resumo Aprovado:

NASCIMENTO, Gabriel; SAAVEDRA, Osvaldo R.; SINFRONIO, F. S. M.; FEITOSA, Sandoval A.; SILVA JUNIOR, Gilson S. da. Variabilidade na geração de fontes renováveis: o potencial do maranhão no fornecimento de flexibilidade ao sistema. In: RIO OIL & GAS EXPO AND CONFERENCE 2020, Rio de Janeiro. Anais [...]. Rio de Janeiro: RioO&G, 2020.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] A. Vargas, O. R. Saavedra, M. E. Samper, S. Rivera, and R. Rodriguez, "Latin American Energy Markets: Investment Opportunities in Nonconventional Renewables," *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 14, no. 5, pp. 38–47, Sep. 2016.
- [2] S. Mercedes, J. Rico, and L. Pozzo, "Uma revisão histórica do planejamento do setor elétrico brasileiro," *Revista USP*, no. 104, pp. 13–36, 2015.
- [3] H. C. Lorenzo, "O setor elétrico brasileiro: passado e futuro," *Perspectivas: Revista de Ciências Sociais*, vol. 24/25.
- [4] ONS, "Histórico da Operação," ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Jan-2020.
- [5] J. Ma, V. Silva, R. Belhomme, D. S. Kirschen, and L. F. Ochoa, "Evaluating and Planning Flexibility in Sustainable Power Systems," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 4, no. 1, pp. 200–209, Jan. 2013.
- [6] M. Pinto, V. Miranda, O. Saavedra, L. Carvalho, and J. Sumaili, "Mitigation in the Very Short-term of Risk from Wind Ramps with Unforeseen Severity," *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, vol. 28, no. 2, pp. 247–258, Feb. 2017.
- [7] C. Ferreira, J. Gama, L. Moreira-Matias, A. Botterud, and J. Wang, "A survey on wind power ramp forecasting," 2011.

- [8] Y. Ren, X. Qiu, P. N. Suganthan, and G. Amaratunga, "Detecting wind power ramp with random vector functional link (rvfl) network," in *2015 IEEE Symposium Series on Computational Intelligence*, 2015, pp. 687–694.
- [9] H. Holttinen, M. Milligan, E. Ela, N. Menemenlis, J. Dobschinski, B. Rawn, R. J. Bessa, D. Flynn, E. Gomez-Lazaro, and N. K. Detlefsen, "Methodologies to determine operating reserves due to increased wind power," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 3, no. 4, pp. 713–723, 2012.
- [10] J. E. Bistline, "Economic and technical challenges of flexible operations under large-scale variable renewable deployment," *Energy Economics*, vol. 64, pp. 363–372, May 2017.
- [11] P. de Jong, A. Kiperstok, and E. A. Torres, "Economic and environmental analysis of electricity generation technologies in Brazil," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 52, pp. 725–739, Dec. 2015.
- [12] G. Lorubio, "Flexible generation: Backing up renewables," *Union of the Electricity Industry-EURELECTRIC Depot legal: D/2011/12.105/47*, 2011.
- [13] P. Ivanova, A. Sauhats, and O. Linkevics, "Towards optimization of combined cycle power plantstextquotesingle start-ups and shut-down," in *2016 57th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON)*, 2016.
- [14] V. Oree and S. Z. S. Hassen, "A composite metric for assessing flexibility available in conventional generators of power systems," *Applied Energy*, vol. 177, pp. 683–691, Sep. 2016.
- [15] M. A. Gonzalez-Salazar, T. Kirsten, and L. Prchlik, "Review of the operational flexibility and emissions of gas- and coal-fired power plants in a future with growing renewables," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 82, pp. 1497–1513, 2018.
- [16] F. A. Diuana, C. Viviescas, and R. Schaeffer, "An analysis of the impacts of wind power penetration in the power system of southern Brazil," *Energy*, vol. 186, p. 115869, Nov. 2019.
- [17] E. Parrilla, "Power and gas integration: The Spanish experience," in *2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, 2009.
- [18] P. Angays, J. C. Guilhem, and J. Arjona, "Monetization of associated gases from offshore oil fields by electrical power generation," in *PCIC Europe 2013*, 2013, pp. 1–9.
- [19] M. I. Alizadeh, M. P. Moghaddam, N. Amjady, P. Siano, and M. K. Sheikh-El-Eslami, "Flexibility in future power systems with high renewable penetration: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 57, pp. 1186–1193, May 2016.
- [20] P. de Jong, A. Kiperstok, A. S. Sánchez, R. Dargaville, and E. A. Torres, "Integrating large scale wind power into the electricity grid in the Northeast of Brazil," *Energy*, vol. 100, pp. 401–415, Apr. 2016.
- [21] MME/EPE, *Plano Decenal de Expansão de Energia 2029*. Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2020.
- [22] EPE, "Flexibilidade e Capacidade: Conceitos para a incorporação de atributos ao planejamento," Empresa de Pesquisa Energética, EPE-DEE-NT-067/2018, Aug. 2018.
- [23] A. Zeinalzadeh, N. Aguiar, S. Baros, A. M. Annaswamy, I. Chakraborty, and V. Gupta, "Using natural gas reserves to mitigate intermittence of

- renewables in the day ahead market,” in *2017 IEEE 56th Annual Conference on Decision and Control (CDC)*, 2017.
- [24] N. Aguiar, V. Gupta, P. P. Khargonekar, and I. Chakraborty, “Bilateral Contracts Between NGPPs and Renewable Plants Can Increase Penetration of Renewables,” in *2018 Annual American Control Conference (ACC)*, 2018.
 - [25] D. DtextquotessingleAchiardi, N. Aguiar, S. Baros, V. Gupta, and A. M. Annaswamy, “Reliability Contracts Between Renewable and Natural Gas Power Producers,” *IEEE Transactions on Control of Network Systems*, vol. 6, no. 3, pp. 1075–1085, Sep. 2019.
 - [26] D. Godoy-González, E. Gil, and G. Gutiérrez-Alcaraz, “Ramping ancillary service for cost-based electricity markets with high penetration of variable renewable energy,” *Energy Economics*, vol. 85, p. 104556, Jan. 2020.
 - [27] ANEEL, “Resultados de Leilões.” Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Jan-2019.
 - [28] EPE, “Balanço Energético Nacional 2019: Ano base 2018,” Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2019.
 - [29] ENEVA, “Apresentação Corporativa: Novembro 2019.” Nov-2019.
 - [30] ONS, “Programa Mensal da Operação.” Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), 2019.
 - [31] ONS, “Manual de Procedimentos da Operação - Módulo 10 - Submódulo 10.18 - Cadastro dos limites operacionais de linhas de transmissão e transformadores da interligação Norte/Nordeste,” Operador Nacional do Sistema Elétrico, CD-CT.NNE.02, 2019.
 - [32] EPE, “WEBMAP interativo do sistema energético brasileiro,” *WEBMAP EPE*. Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Jul-2019.
 - [33] ONS, “Manual de Procedimentos da Operação - Módulo 10 - Submódulo 10.18 - Cadastro dos limites operacionais de linhas de transmissão e transformadores da interligação Norte/Sudeste,” Operador Nacional do Sistema Elétrico, CD-CT.NSE.02, 2020.
 - [34] ONS, “LEN A-4/2020: Quantitativos da Capacidade Remanescente do SIN Para Escoamento de Geração pela Rede Básica, DIT e ICG,” Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), NT 0025/2020, Mar. 2020.
 - [35] EDGAR ANTONIO PERLOTTI, E. M. D. SANTOS, and H. K. D. M. COSTA, “Concentração espacial da indústria de São Paulo: evidências sobre o papel da disponibilidade de gás natural,” *Estudos Avançados*, vol. 30, no. 87, pp. 143–164, Aug. 2016.
 - [36] ANP, “Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis: 2019,” Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2019.
 - [37] EPE, “Terminais de Regaseificação de GNL no Brasil: Panorama dos Principais Projetos,” Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Aug. 2019.
 - [38] GERAMAR, “Estudo de Impacto Ambiental: Usina Termelétrica Geramar III,” Gera Maranhão, Jan. 2019.
 - [39] CCEE, “Resultado Consolidado dos Leilões - 02/2020.” Feb-2020.
 - [40] MME, “Gás para Crescer: Diretrizes Estratégicas,” Ministério de Minas e Energia (MME), Oct. 2016.
 - [41] IEA, “Insights Series 2018: Towards a competitive natural gas market in Brazil,” International Energy Agency (IEA), Sep. 2018.

- [42] MME, “Gás para Crescer: Relatório Técnico,” Ministério de Minas e Energia (MME), Oct. 2016.
- [43] EPE, “Estudos para Expansão da Geração: Custo Marginal de Expansão do Setor Elétrico Brasileiro - Metodologia e Cálculo - 2019,” Empresa de Pesquisa Energética (EPE), EPE-DEE-NT-057/2019, Sep. 2019.
- [44] CNI, “Térmicas na Base: A escolha inevitável,” Confederação Nacional da Indústria (CNI), 2018.
- [45] ANP, “Dados Estatísticos.” 2020.
- [46] EPE, “Projetos Eólicos nos Leilões de Energia,” Empresa de Pesquisa Energética, EPE-DEE-017/2020, Mar. 2020.
- [47] P. de Jong, R. Dargaville, J. Silver, S. Utembe, A. Kiperstok, and E. A. Torres, “Forecasting high proportions of wind energy supplying the Brazilian Northeast electricity grid,” *Applied Energy*, vol. 195, pp. 538–555, Jun. 2017.
- [48] J. Schmidt, R. Cancelli, and A. O. P. Junior, “The effect of windpower on long-term variability of combined hydro-wind resources: The case of Brazil,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 55, pp. 131–141, Mar. 2016.
- [49] Q. Wang, H. Wu, A. R. Florita, C. B. Martinez-Anido, and B.-M. Hodge, “The value of improved wind power forecasting: Grid flexibility quantification, ramp capability analysis, and impacts of electricity market operation timescales,” *Applied Energy*, vol. 184, pp. 696–713, Dec. 2016.
- [50] I. Huber, L. Bugliaro, M. Ponater, H. Garny, C. Emde, and B. Mayer, “Do climate models project changes in solar resources?,” *Solar Energy*, vol. 129, pp. 65–84, May 2016.
- [51] E. W. Luiz, F. R. Martins, A. R. Gonçalves, and E. B. Pereira, “Analysis of intra-day solar irradiance variability in different Brazilian climate zones,” *Solar Energy*, vol. 167, pp. 210–219, Jun. 2018.
- [52] L. A. de Souza Ribeiro, O. R. Saavedra, S. L. de Lima, and J. G. de Matos, “Isolated Micro-Grids With Renewable Hybrid Generation: The Case of Lençóis Island,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, Jan. 2010.
- [53] J. Pinho, C. Barbosa, E. Pereira, H. Souza, L. Blasques, M. Galhardo, and W. Macêdo, *Sistemas Híbridos - Soluções Energéticas para a Amazônia*. Ministério de Minas e Energia (MME), 2008.
- [54] EPE, “Usinas Híbridas no Contexto do Planejamento Energético,” Empresa de Pesquisa Energética (EPE), EPE-DEE-NT-029/2019, Jun. 2019.
- [55] EPE, “Usinas Híbridas: Uma análise qualitativa de temas regulatórios e comerciais relevantes ao planejamento,” Empresa de Pesquisa Energética (EPE), EPE-DEE-NT-011/2018, Jun. 2018.
- [56] Y. Liao, X. Feng, and J. Pan, “Analysis of interaction between ancillary service markets and energy market using power market simulator,” in *2004 IEEE International Conference on Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies. Proceedings*, 2004.
- [57] CCEE, “Segundo Relatório de Análise do Programa Piloto de Resposta da Demanda,” Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), NT CCEE-0045/2019, Jun. 2019.
- [58] EPE, “Anuário Estatístico de Energia Elétrica,” Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2019.
- [59] Suzano, “Relatório de Sustentabilidade 2018.” Jan-2019.
- [60] VALE, “Relatório de Sustentabilidade 2018.” Jan-2019.
- [61] ALCOA, “2017 Alcoa Sustainability Report.” 2018.

- [62] Wärtsilä, “Combustion Engine vs Gas Turbine: Startup time.” 2020.
- [63] EPE, “Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás. Ciclo 2017-2019,” Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2019.
- [64] EPE, “Roadmap Eólica Offshore Brasil,” Empresa de Pesquisa Energética (EPE), NT-EPE-PR-001/2020, Feb. 2020.