

O PAPEL DA TRANSMISSÃO DE ELETRICIDADE INTER E INTRARREGIONAL
EM MODELOS DE EXPANSÃO E OPERAÇÃO DO SISTEMA ENERGÉTICO
COM FORTE PENETRAÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS

Raul Figueiredo Carvalho Miranda

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

Orientadores: Alexandre Salem Szklo
Roberto Schaeffer

Rio de Janeiro
Novembro de 2018

O PAPEL DA TRANSMISSÃO DE ELETRICIDADE INTER E INTRARREGIONAL
EM MODELOS DE EXPANSÃO E OPERAÇÃO DO SISTEMA ENERGÉTICO COM
FORTE PENETRAÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS

Raul Figueiredo Carvalho Miranda

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

Examinada por:

Prof. Alexandre Salem Szklo, D.Sc.

Prof. Roberto Schaeffer, PhD.

Prof. Paula Fernanda Varandas Ferreira, PhD.

Prof. Reinaldo Castro de Souza, D.Sc.

Prof. Pedro Rua Rodriguez Rochedo, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

NOVEMBRO DE 2018

Miranda, Raul Figueiredo Carvalho

O Papel da Transmissão de Eletricidade Inter e Intrarregional em Modelos de Expansão e Operação do Sistema Energético com Forte Penetração de Fontes Renováveis / Raul Figueiredo Carvalho Miranda – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2018.

XIV, 172 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Alexandre Salem Szklo

Roberto Schaeffer

Tese (Doutorado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Planejamento Energético, 2018.

Referencias Bibliográficas: p. 148-167.

1. Energia Renovável Intermitente. 2. Planejamento Energético. 3. Rede de Transmissão. 4. Sistema de Informação Geográfica. I. Szklo, Alexandre Salem *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. III. Título.

*“Pela curiosidade de ver
Onde o Sol se esconde”
Oriente - Gil*

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer aos meus orientadores Alexandre Szklo e Roberto Schaeffer pelos ensinamentos e ajuda, indispensáveis para elaboração deste trabalho. Aos membros da banca Paula Ferreira, Reinaldo Castro Souza e Pedro Rochedo. Aos amigos do Centro de Economia Energética e Ambiental (Cenergia) pela agradável convivência desde os tempos do mestrado: André, Bruno, Cecília, David, Esperanza, Eve, Joana, Larissa, Mauro, Paulo, Pedro, Rafa G, Rafa S, Susi e todos os outros. Muito obrigado a Larissa Nogueira do Vito pelos inputs iniciais advindos do modelo Timbra para o modelo TIMES-Brasil elaborado nesta tese. Ao Luis Saporta da FBDS e ao Daniel Howard da *University of California* por estarem sempre disponíveis para questões relacionadas ao PLEXOS. Meu agradecimento a Universidade do Minho pelo importante período de estudos, em particular a Paula Ferreira por ter gentilmente me acolhido em Guimarães. Aos amigos da Universitat Autònoma de Barcelona por terem me proporcionado observar o mundo da energia sob outro prisma através do MuSIASEM, em especial ao Mario Giampietro e Sandra Bukkens pela simpatia e ajuda durante minha estadia em Barcelona. A equipa do Center for Environmental and Sustainability Research da Universidade NOVA de Lisboa pela ajuda com a elaboração do modelo TIMES, a Julia Seixas e, especialmente, a Sofia Simões pelas inúmeras conversas, disponibilidade e convivência em meu período de pesquisa em Lisboa. Aos amigos da *International Renewable Energy Agency (IRENA)* por compartilharem momentos de descontração ao longo do último ano e apoio na reta final deste trabalho. Meu enorme agradecimento a Sandrinha, Paulo, Fernando e Queila do PPE pela ajuda contínua desde os tempos de mestrado. Obrigado ao Governo Brasileiro pelo suporte durante o mestrado e o doutorado através do CNPQ e CAPES. Igualmente, agradeço à Comissão Europeia sob o âmbito do projeto NETEP (European-Brazilian Network on Energy Planning) e BeMundus.

Minha gratidão mais que especial a Ana, pelo carinho e amor irrestrito, pela imensa ajuda ao longo dos anos e na elaboração deste trabalho. Aos meus pais, por tudo desde sempre.

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

O PAPEL DA TRANSMISSÃO DE ELETRICIDADE INTER E INTRARREGIONAL
EM MODELOS DE EXPANSÃO E OPERAÇÃO DO SISTEMA ENERGÉTICO
COM FORTE PENETRAÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS

Raul Figueiredo Carvalho Miranda

Novembro/2018

Orientadores: Alexandre Salem Szklo

Roberto Schaeffer

Programa: Planejamento Energético

De acordo com o Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas, cerca de 70-85% da energia elétrica em 2050 deverá ser suprida por renováveis. A disponibilidade das fontes solar e eólica varia regionalmente e locais com bom potencial frequentemente se encontram distantes daqueles de consumo. Para atendimento da demanda, a energia contida nos recursos eólicos e solares não pode ser transportada sem que seja transformada em um vetor energético. A rede de transmissão é a tecnologia mais comum para este fim, e dessa forma seu planejamento é essencial para o aproveitamento destas fontes. Neste contexto, o objetivo deste estudo é avaliar de que forma a representação da rede tem influência sobre o planejamento no longo prazo, assim como modifica o perfil de operação. Para isso, o modelo TIMES foi utilizado para análise do desenvolvimento do sistema elétrico brasileiro. De forma complementar, aplicou-se também o modelo PLEXOS para investigar as interações entre os diferentes ativos de energia, com enfoque na região nordeste. Resultados mostram que o preço da energia é maior em cenários com a transmissão restrita, uma vez que recursos de menor custo nem sempre podem ser utilizados. Na operação, esta representação permite observar o valor da energia produzida de acordo com sua localização, assim como custos inerentes a este processo.

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

THE ROLE OF INTER AND INTRARREGIONAL ELECTRICITY
TRANSMISSION IN SYSTEM EXPANSION AND OPERATION MODELS WITH
STRONG PENETRATION OF RENEWABLE SOURCES

Raul Figueiredo Carvalho Miranda

November/2018

Advisors: Alexandre Salem Szklo

Roberto Schaeffer

Department: Energy Planning

According to the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), around 70-85% of global electricity in 2050 would have to be supplied by renewables. The availability of solar and wind resources is locationally constrained and good resource spots are often located far away from where consumption will take place. In order to meet demand, the energy contained in solar and wind must be transformed into an energy carrier to be transported. The transmission network is the most common system to do so, and therefore its planning is essential for a better use of solar and wind. Thus, the purpose of this study is to evaluate to what extent power grid representation impacts long-term energy planning modeling, and also how does it change the system's operation profile. To do so, a TIMES model was used in the analysis of the Brazilian power system expansion. Also, a PLEXOS model was used to explore the interactions between different energy assets, particularly in the Northeast region of the country. Results show that energy prices significantly increase in restrictive scenarios as they represent that not always the least cost resource can be used. In the operation, transmission representation allows to properly assess the value of energy based on its generation location as well as the inherent costs of this process.

INDICE

1 – Introdução	1
1.1 – Objetivo do estudo e descrição dos capítulos.....	5
1.2 - Publicações	8
2 – Apresentação de Modelos de Energia e objetivos do estudo	9
2.1 – Estado da arte de modelos para avaliar a expansão e operação de sistemas de energia. 11	
2.1.1 – Resolução temporal em modelos de longo prazo	13
2.1.2 – Representação técnica em modelos de longo prazo	16
2.1.3 – Acoplamento com modelos de curto prazo	19
2.1.4 - Representação geográfica nos modelos de energia.....	25
2.2 - Modelos de energia para o caso brasileiro	27
3 – Integração de Renováveis à Operação do Sistema Elétrico	30
3.1 – Despacho e operação do sistema elétrico.....	30
3.1.1 – Serviços Ancilares de Unidades Geradoras no Sistema Interligado Nacional	33
3.2 – Condições gerais para a integração de renováveis intermitentes em larga escala.....	35
3.2.1 – Valor da energia e estrutura para a integração de intermitentes.....	35
3.3 – Carga líquida do sistema, Geradores Flexíveis e Rede de Transmissão	39
3.3.1 – A flexibilidade nas tecnologias de geração	41
3.3.1.1 – Usinas Hidrelétricas	43
3.3.1.2 – Térmicas a Gás Natural	44
3.3.2 - Rede de Transmissão	46
3.3.2.1 - Corrente Alternada.....	47
3.3.2.2 - Corrente Contínua.....	49
4 – Metodologia	51
4.1 – O modelo TIMES (The Integrated MARKAL-EFOM System).....	51
4.2.1 – Estrutura do modelo TIMES-Brasil	53
4.2.2 – Dados de Entrada e potencial de recursos primários.....	55
4.2.2.1 - Demanda de Energia	56
4.2.2.2 - Tecnologias de Geração de Eletricidade	58
4.2.2.3 - Potenciais de energia primária e a alocação de usinas	60
4.2.2.4 - Rede de Transmissão (intercâmbio intra-regional de eletricidade).....	66
4.2.3 - Cenários de Transmissão	68
4.3 – Modelo PLEXOS	70
4.3.1.1 – Casos estudados para a integração eólica e fotovoltaica	71
4.3.1.2 - Área de estudo.....	72
4.3.1.5 - Rede de transmissão.....	73

4.3.1.3 – Demanda de Eletricidade - Curva de Carga	75
4.3.1.4 - Tecnologias de geração de eletricidade.....	76
4.3.1.5 - Reservas Operativas.....	84
5 – Resultados	86
5.1 – O modelo TIMES: A espacialização dos ativos do sistema para o planejamento.....	86
5.1.1 - Capacidade instalada total em 2030, 2040 e 2050	86
5.1.1.1 - Diferenças regionais na capacidade instalada	88
5.1.2 - Eletricidade gerada em 2030, 2040 e 2050	90
5.1.3 - Expansão da Transmissão	95
5.1.4 - Variação do preço regional da eletricidade para 2030 e 2050	97
5.1.5 - Análise de Sensibilidade dos pressupostos na expansão da rede de transmissão ..	104
5.2 – Modelo PLEXOS: a integração de renováveis.....	107
5.2.1 - Perfil de operação e utilização das usinas do sistema	107
5.2.2 – Cronograma de despacho das usinas	109
5.2.3 – Cronograma e planejamento do sistema sob a ótica do sistema de transmissão ...	115
5.2.3.1 - O preço e o despacho das usinas diante de um preço regional e locacional ...	115
5.2.3.2 - A interferência do sistema de transmissão na remuneração das usinas	125
6 – Conclusão.....	134
6.1 – Discussão.....	134
6.2 - Implicações para Elaboração de Políticas.....	138
6.3 - Limitações e sugestões para estudos futuros.....	144
Referências	148
ANEXOS.....	168
Anexo A – Parâmetros técnicos e econômicos para a expansão de tecnologias de geração de eletricidade no período 2020-2050.....	168
Anexo B – Custo nivelado de eletricidade calculado de forma endógena pelo modelo TIMES-Brasil (\$/MWh) para nova capacidade instalada.....	169
Anexo C – Custos considerados para a expansão do sistema de transmissão no modelo TIMES-Brasil.....	170
Anexo D – Matriz dos processos de intercâmbio de energia inseridos no modelo TIMES-Brasil	171
Anexo E - Matriz de limites técnicos de processos de intercâmbio inserida no modelo TIMES-Brasil para o período até 2020	172

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Exemplo de resolução temporal (32 intervalos de tempo)	14
Figura 2 – Usinas disponíveis para o despacho em um sistema hipotético	31
Figura 3 - Margem de Regulação hipotética	32
Figura 4 - Impacto da penetração de eólica e fotovoltaica no sistemaEspanhol	40
Figura 5 - Eficiência de Turbinas por Tecnologia em Função de Porcentagem da Vazão de Projeto	43
Figura 6 - Eficiência de uma Turbina em Potência Parcial	46
Figura 7 - Distância de break-even para linhas em corrente contínua em relação a corrente alternada	49
Figura 8 - Intercâmbio de commodities entre regiões em um modelo TIMES	52
Figura 9 - Visão geral da cobertura espacial do modelo TIMES_Brasil e sua divisão em 5 macrorregiões e 29 regiões.....	54
Figura 10 - Curvas de carga média do Operador Nacional do Sistema para quatro macro-regiões brasileiras em 2013	57
Figura 11 – Evolução esperada da participação (%) no portfolio brasileiro para o período 2010-20.....	59
Figura 12 - Produção e variabilidade sazonal da cana de açúcar - região Nordeste para o ano de 2015.....	64
Figura 13 - Complementariedade entre os regimes hidrológicos do norte e sul do Brasil.....	65
Figura 14 - Rede de transmissão e nós considerados para a região nordeste	74
Figura 15 - Distribuição de Kernel para cargas de demanda da região nordeste	76
Figura 16 - Mapa do recurso solar para a região nordeste (10 kmx10 km).....	78
Figura 17 - Mapa do recurso eólico para a região nordeste (10 km x 10 km).....	79
Figura 18 - Eficiência de operação das usinas térmica a 25 °C.....	81
Figura 19 - Curva de potência hidráulica da UHE Sobradinho.....	82
Figura 20 - Vazão hidrológica média para o período 1934-2015.....	83
Figura 21- Capacidade instalada (GW) para os três cenários modelados para o período entre 2010 e 2050.....	87
Figura 22 - Geração de eletricidade (TWh) para os três casos considerados	91
Figura 23 - Fator de capacidade (%) por tecnologia e intervalo de tempo para i) 2030 (esquerda) e ii) 2050 (direita).....	93
Figura 24 – Expansão dos processos de transmissão para o período 2020-2030 e 2030-2050 nos cenários Simples e Detalhado	96
Figura 25 – Expansão inter-regional nos períodos 2020-2030 (a) e 2030-2050 (b) para os cenários Simples (SM) e detalhado (DET).....	97
Figura 26 – Preços de eletricidade durante o verão em 2030 para o intercâmbio Livre (superior-esquerdo), Simples (superior-direito) e Detalhado (inferior-central).....	100
Figura 27 - Preços de eletricidade durante o inverno em 2030 para o intercâmbio Livre (superior-esquerdo), Simples (superior-direito) e Detalhado (inferior-central).....	101
Figura 28 - Preços de eletricidade durante o verão em 2050 para o intercâmbio Livre (superior-esquerdo), Simples (superior-direito) e Detalhado (inferior-central).....	102

Figura 29 - Preços de eletricidade durante o inverno em 2050 para o intercâmbio Livre (superior-esquerdo), Simples (superior-direito) e Detalhado (inferior-central).....	104
Figura 30 – A variação da capacidade de transmissão em relação ao cenário regular e detalhado -100% and detalhado 100% sem restrições elétricas.....	105
Figura 31 – Variação na capacidade instalada das tecnologias de geração nos cenários detalhado, detalhado 100% e detalhado 100% sem restrições elétricas.....	106
Figura 32 - Cronograma de despacho horário (MWh) no caso base para i) semana em janeiro ii) semana em agosto	110
Figura 33 - Quantidade média de partidas por tecnologia ao longo do ano	111
Figura 34 - Cronograma de despacho horário (MWh) no caso PV 7 GW para i) semana em janeiro ii) semana em agosto.....	111
Figura 35 - Cronograma de despacho horário (MWh) no caso eólico 24 GW para i) semana em janeiro ii) semana em agosto.....	112
Figura 36 - Cronograma de despacho horário (MWh) no caso eólico 24 GW + FV 7 GW para i) semana em janeiro ii) semana em agosto	113
Figura 37 - Frequência de rampeamentos superiores a 400 MW para i) caso base ii) FV 7 GW + EOL 24 GW	114
Figura 38 - Submercados de curto prazo de energia (PLD) para o caso brasileiro.	116
Figura 39 - Custo marginal de operação e fator de capacidade das linhas de transmissão para o mês de setembro para a modalidade que considera restrições internas à cada submercado.....	119
Figura 40 – Somatório da diferença entre o despacho econômico (sem restrições) e operacional (com restrições) ao longo do ano (GWh)*	121
Figura 41 - Variação entre cronograma de geração e o despacho efetivo para as diferentes fontes de energia	122
Figura 42 – Fatores de capacidade da região nordeste em um dia aleatório de janeiro (linhas tracejadas) e média horária para toda a região (linha preta).....	125
Figura 43 – Curva de duração para carga líquida (net load) da região nordeste para o cronograma semanal que não considera restrições internas e a operação horária do sistema onde a transmissão é considerada	126
Figura 44 – Fator de capacidade de novas usinas adicionadas como uma forma de inferir a propensão locacional para seu investimento para a região nordeste	127
Figura 45 - Valor médio da energia na região nordeste e <i>curtailment</i> após adição de usinas à gás natural ao longo da região nordeste (legenda indica nodes) assim como remuneração líquida ($\times 10^3$) de operação destas usinas (tamanho dos círculos)	128
Figura 46 - Aumento de geração eólica (círculos azuis) em função da adição de usina a gás natural (círculo laranja) – pontos verdes indicam a localização de usinas eólicas na região.....	130
Figura 47 - Fatores de capacidade para a penetração eólica de 12 GW (círculos laranjas) e 24 GW (círculos cinzas) em comparação com valores de referência (traços pretos) (valores ligados por dois pontos indicam o incremento em capacidade instalada entre cenários, valores em laranja indicam a capacidade instalada de um cenário específico).	131
Figura 48 – O valor da energia ilustrado pela remuneração em usinas eólicas por capacidade instalada (\$/MW) para a integração eólica de 12 GW sem restrições de transmissão (SRT), com restrições de transmissão (CRT), assim como integração eólica de 24 GW	133
Figura 49 - Fatores de capacidade para as fontes fotovoltaica e eólica para os casos desenvolvidos no modelo PLEXOS	142

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - A heterogeneidade da energia segundo as dimensões de momento, espaço e tempo de entrega	36
Tabela 2 – Aspectos técnicos de usinas térmicas convencionais	42
Tabela 3 - Recursos do carvão nacional, potencial de expansão e geração de energia	60
Tabela 4 – Potencial de expansão considerado para hidro, eólica, solar e marés para o período de 2020-2050	62
Tabela 5 - Restrições de fluxo de energia para intercâmbio entre as regiões no TIMES-Brasil	67
Tabela 6 - Características de nós do sistema nordestino considerado no estudo	73
Tabela 7 - Capacidade Instalada de geração elétrica para ano 2014	77
Tabela 8 – Preço marginal de operação para suprimento de eletricidade (\$/MWh) para cada um dos cenários.....	98
Tabela 9 - Fator de capacidade e uso de combustível para diferentes cenários de integração eólica e fotovoltaica	108
Tabela 10 - Perfil de rampeamento em usinas hidrelétricas, gás natural e carvão	113
Tabela 11 - Encargo médio pago às usinas a partir de um PLD semanal e PLD horário-locacional para situações de constrained-on e constrained-off e PLD médio (sem/loc) sempre que eventos de constrained-on ou constrained-off foram observados.....	124

1 – Introdução

Dentre as opções renováveis, as fontes solar e eólica vêm ganhando grande importância. A capacidade instalada destes projetos que assinalava 20 GW em 2000 cresceu para 900 GW em 2017, com um acelerado desenvolvimento especialmente na última década (IRENA, 2017a, 2018a). Ao fim de 2017 projetos eólicos e fotovoltaicos no Brasil somavam pouco mais de 12 GW e 1 GW, respectivamente (ONS, 2018). Em função da qualidade destes recursos no país, ambas as tecnologias possuem relevante potencial no médio e longo prazos (DUTRA & SZKLO, 2008; MALAGUETA et al., 2013; MIRANDA et al., 2015).

As fontes eólica e fotovoltaica caracterizam-se por um perfil intermitente e não passível de despacho, dado que o momento de geração depende da disponibilidade destes recursos. Em estágios iniciais de penetração, a variabilidade destas plantas é similar ao observado junto a demanda, na qual se observa certo grau de imprevisibilidades, sobretudo em locais como o Brasil, onde o consumo é sensível a variações de temperatura (ESMAP, 2015). Deve-se salientar que até mesmo fontes ditas convencionais, passíveis de despacho, apresentam momentos de inatividade não planejada, sendo este mais um aspecto a ser considerado pelo operador do sistema (ANEEL, 2015). Em larga escala, a participação de fontes renováveis, como eólica e solar fotovoltaico, traz complexidade à operação, pois ativos existentes provedores de flexibilidade podem não ser suficientes para manutenção do balanço entre oferta e demanda (ALIZADEH et al., 2016; LUND et al., 2015a)¹. Flexibilidade referida neste trabalho é a capacidade de um sistema em manter seu balanço frente a variações abruptas na oferta e na demanda de energia. De acordo com características técnicas das tecnologias, umas são mais aptas a aumentar/reduzir potência em um curto espaço de tempo que outras. Portanto, o grau de flexibilidade de um sistema pode ser mensurado, de forma geral, pela flexibilidade individual das usinas que o compõe. A integração de fontes intermitentes modifica requerimentos de flexibilidade de um sistema devido a variabilidade natural do recurso eólico e solar, e tende a deslocar tecnologias convencionais e provedoras de flexibilidade da curva de ordem do mérito. Além disso, turbinas eólicas e sistemas fotovoltaicos se conectam à rede

¹ Em 2007, a redução da disponibilidade do recurso eólico levou a perda de 1200 MW de potência ao longo de duas horas no norte-americano do Texas (ESMAP, 2015).

através de inversores, dispositivos que garantem menor inércia ao sistema quando comparados a tecnologias convencionais (DIGSILENT, 2013; KROPOSKI et al., 2017).

Dessa forma, a integração de intermitentes resulta na adaptação de ativos existentes e implementação de novas ferramentas, o que pode implicar em custos adicionais ao sistema (ESMAP, 2015; HIRTH et al., 2014). Por exemplo, a retomada de carga ao fim do dia com a redução da geração fotovoltaica se traduz na necessidade de acionamento de fontes de rápido despacho (GARLÍK & KRIVAN, 2013; SAARINEN et al., 2015), que por sua vez podem vir a ter custos operativos mais altos. Além disso, reservas operativas devem ser modificadas de acordo com o novo cenário (HOLTTINEN, 2008; MILLIGAN, 2011), dado que, por exemplo, turbinas eólicas não possuem a mesma capacidade de resposta de fontes convencionais a eventos inesperados que, por sua vez, podem requerer rápido incremento de potência para controle de frequência (MILLER et al., 2010; MULJADI et al., 2012).

Dito isto, é possível que haja um limite superior para a participação de fontes intermitentes, a partir do qual a utilidade marginal com a capacidade incremental passa a ser decrescente (DENHOLM & MARGOLIS, 2007a), há crescimento do custo nivelado da energia com a penetração marginal da fonte (HOMER, 2013) ou uma tecnologia complementar se torne necessária (DENHOLM & MARGOLIS, 2007b; STEINKE et al., 2013). Não obstante, deve-se destacar que toda tecnologia de geração de energia apresenta utilidade marginal decrescente com seu desenvolvimento. Por exemplo, usinas nucleares geralmente não estão aptas ao provimento de reservas operativas devido à inflexibilidade inerente desta tecnologia. Assim, tecnologias complementares teriam que ser adicionadas para suprimento destes serviços em um sistema com grande participação destas tecnologias (WISER et al., 2017).

Ativos provedores de flexibilidade se dividem entre tecnologias de armazenamento e geradores flexíveis (IEA, 2014a; LUND et al., 2015a; NERC, 2011). Para o primeiro caso, destacam-se hidrelétricas reversíveis, baterias e armazenamento térmico (ESMAP, 2015; IEA, 2011). Geradores flexíveis são aqueles capazes de aumentar ou diminuir rapidamente sua potência. Para esta finalidade destacam-se usinas hidrelétricas e usinas térmicas movidas a gás natural em ciclo aberto ou combinado, esta última quando projetada para esta finalidade (ALIZADEH et al., 2016; SAARINEN et al., 2015). Caso o meio de armazenamento seja também utilizado para flexibilização do sistema,

recomenda-se o uso de tecnologias de rápida resposta como baterias de íon-lítio, super-capacitores e baterias eletromecânicas (*flywheels*) (PVPS, 2011).

Dado que tecnologias de geração e armazenamento atuam de formas distintas sobre o sistema (velocidade de resposta e disponibilidade ou momento de geração), pode-se dizer que estas produzem bens energéticos de diferente valor ou serviço energético. A localização de um ativo energético igualmente agrega diferente utilidade devido a restrições de transmissão da energia produzida (HIRTH et al., 2014). De modo similar, o serviço dito *não-energético*, por exemplo recuperação de níveis pré-definidos de tensão e frequência após uma falha no sistema, não pode ser distribuído por toda a rede.

No caso brasileiro, a geração de eletricidade do sistema interligado nacional é predominantemente hídrica, complementada por usinas térmicas e crescente participação de sistemas eólicos (ONS, 2018a). Embora deva se manter como principal fonte do país, a relevância hidrelétrica tende a se reduzir em função da relativa escassez de sítios remanescentes para novos empreendimentos hidrelétricos, que, em grande parte, se encontram no norte do país em área de grande sensibilidade socio-ambiental (ANA, 2015; MME, 2007). Com isto, a manutenção de renováveis na matriz brasileira deve ser impulsionada pelo crescimento de fontes ditas intermitentes como solar e eólica, somada a alguma participação de usinas térmicas movidas a biomassa (EPE, 2017). A geração hídrica que em 2009 correspondia a 69,5% da energia elétrica produzida no país chegou a 60,3% em 2017. Neste mesmo período, a participação solar e eólica na matriz elétrica cresceu de 0,5% para 8,4% (EPE, 2014, 2018a).

Além disso, hidrelétricas que venham a ser implementadas devem ser do tipo fio d'água de modo a minimizar impactos ao meio ambiente, mas que reduzem a capacidade de regularização destas usinas (FALCETTA, 2015; FIRJAN, 2013). O assoreamento de reservatórios e a mudança do clima podem vir a ter também, de diferentes formas, impactos sobre a capacidade das usinas em armazenar e produzir energia (CARVALHO, 2015; LUCENA et al., 2018), o que denota ainda mais a necessidade de desenvolvimento de outras formas de geração.

O sistema interligado nacional é composto por quatro regiões, que compreendem as cinco macrorregiões do país. Este formato permite grande intercâmbio de energia entre subsistemas, deixando o sistema como um todo menos custoso. Em função da variabilidade geográfica de renováveis e dado que o local de geração frequentemente se

encontra distante dos locais de consumo, o planejamento e expansão de linhas de transmissão deve estar em sintonia com a expansão de renováveis. Estados como Rio Grande do Norte e Ceará, líderes em geração eólica, possuem apenas 1,7% e 4,4% da população brasileira (IBGE, 2018) e, portanto, relativamente baixa participação na carga do SIN.

O planejamento e operação de sistemas frequentemente se apoia em modelos de energia (LOPION et al., 2018; MÜLLER et al., 2018; OLADE, 2017). Estas ferramentas representam com razoável riqueza de detalhes o setor e são capazes de criar cenários possíveis para o desenvolvimento de uma região ou país ao longo do horizonte de estudo em escala anual, diária ou mesmo horária. Os resultados obtidos a partir de modelos de energia, entretanto, não devem ser tratados como prognósticos. Ao contrário, estes modelos devem ser aplicados para auxiliar tomadores de decisão a compreender de que forma eventuais políticas ou ativos poderiam vir a influenciar a operação e desenvolvimento do setor no futuro ou sob condições específicas.

O grau de detalhes das informações a serem adicionadas em um estudo depende do modelo a ser utilizado em tal análise, mas também do objetivo do analista com sua aplicação (CONNOLLY et al., 2010; PFENNINGER et al., 2014). Por exemplo, análises com enfoque no longo prazo geralmente incluem dados menos refinados acerca das usinas de geração e da rede de transmissão, assim como quanto a disponibilidade e localização de recursos (CHIODI et al., 2013a, 2013b; HAINOUN et al., 2010). Por sua vez, pormenores da transmissão devem ser mais bem considerados em estudos que avaliem o potencial eólico e fotovoltaico, devido à restrição locacional típica destes recursos (WORLD BANK, 2013). Por exemplo, a implementação de turbinas eólicas sem o devido planejamento em paralelo da rede resultou em vertimento de energia eólica na China (LI et al., 2015; LUO et al., 2018) e Texas (DU et al., 2017), assim como em fazendas eólicas ociosas no Brasil (IEA, 2016a).

No que tange à operação, a representação de linhas de transmissão se faz importante, pois permite avaliar o balanço entre oferta e demanda, assim como possibilita observar condicionantes e barreiras à acomodação de intermitentes através das interações dos ativos do sistema. Por exemplo, uma usina flexível disponível em um dado momento e local pode não ser capaz de suprir outra localidade em razão de gargalos de transmissão. De modo similar, o sistema elétrico pode impossibilitar o operador de acessar os recursos

de menor custo. Esta representação proporciona ainda verificar a complementariedade dos recursos intermitentes como observada em locais da Alemanha (FRAUNHOFER ISE, 2015).

Embora alguns trabalhos venham abrangendo a infraestrutura de transmissão em suas análises, esta abordagem é usualmente feita considerando apenas um ou poucos nós por país em estudos de longo prazo (GILS et al., 2017, 2017; HUBER; DIMKOVA; HAMACHER, 2014a; KOLTSAKLIS et al., 2014; SIMOES et al., 2013). Além disso, pouco trabalhos ilustram a importância de se representar o sistema elétrico e de que forma a relação entre os diferentes ativos e a rede podem levar a diferentes resultados para o sistema.

O mesmo ocorre para o Brasil, onde o potencial de inserção de renováveis vem sendo avaliado (MALAGUETA et al., 2013), por exemplo, para análise do acoplamento entre o setor elétrico e de transportes (DRUDE et al., 2014; BORBA et al., 2012), contribuição em edificações (BRAUN & RÜTHER, 2010; GONZÁLEZ-MAHECHA et al., 2019; MIRANDA et al., 2014) ou em cenários restritivos em emissões de gases de efeito estufa (LUCENA et al., 2015). Contudo, estas avaliações ainda requerem melhor consideração no que concerne a capacidade de transmitir a energia elétrica.

1.1 – Objetivo do estudo e descrição dos capítulos

Modelos de energia com o objetivo de planejamento integram vários componentes do sistema, desde a extração, à conversão e ao uso final de energia. Devido à dificuldade na obtenção dos dados e à complexidade computacional, esses modelos têm muitas vezes reduzida resolução temporal (por exemplo, um ano médio é dividido em poucos períodos de tempo) e geográfica (por exemplo, países são representados como uma região agregada). Como apresentado na revisão bibliográfica ao longo dos capítulos subsequentes, a transmissão de energia elétrica é frequentemente modelada com um único nó por país e a variabilidade das fontes intermitentes é assumida como homogênea dentro do sistema modelado. Essa abordagem simplificada não permite a representação de fatores importantes, tais como: diferenças em relação à demanda de eletricidade entre as regiões de um país; diferenças na disponibilidade dos recursos solar e eólico por área e ao longo do ano; e, ainda, gargalos no sistema que afetam a transmissão de grandes quantidades de eletricidade provenientes de fontes intermitentes por um determinado país. Isso é particularmente relevante para países com grande área territorial, como é o

caso do Brasil e da China. O país asiático, por exemplo, tem enfrentado dificuldades para escoar a geração eólica localizada no norte para centros de demanda no leste e sul do país, aparentemente resultado de um planejamento da expansão que não considerou dinâmicas do curto prazo, especificamente gargalos na transmissão. O plano quinquenal 2010-2015 que assinalava medidas para o desenvolvimento das fontes solar e eólica não se referia a qualquer estratégia para o desenvolvimento da rede chinesa de transmissão (CEM, 2018). Mesmo com uma capacidade eólica 80% maior que a existente nos EUA em 2016, a geração chinesa foi 96% da geração norte-americana naquele mesmo ano (IRENA, 2017a, 2018a).

Boa parte dos estudos apresentados aplica simplificações ou estratégias para representar dinâmicas nas esferas temporal, técnica e geográfica. Enquanto uma grande quantidade de estudos testa as implicações que as diferentes resoluções temporais e técnicas têm sobre resultados, pouco tem sido feito no que diz respeito à representação de sistemas de transmissão (ver seção 2.1).

Para o caso brasileiro, os estudos onde o sistema interligado nacional é explicitamente representado ou o fizeram de forma simplificada, caso dos estudos que analisam a expansão dos ativos de energia no país, ou, quando detalhados, não tiveram como objetivo a expansão do sistema energético no país e dinâmicas da operação. Além disso, o papel dos gargalos de transmissão na expansão do sistema ou é ignorado ou é feito de forma periférica (ver seção 2.2).

Sendo assim, esta tese tem o objetivo de explorar as implicações de considerar ativos de transmissão de forma detalhada em modelos de energia para análise da operação e planejamento. Com este objetivo, a infraestrutura de transmissão do país foi montada em detalhes através de duas abordagens distintas, porém complementares. O modelo PLEXOS de curto prazo (VALDEBENITO, 2014; VITHAYASRICHAREON et al., 2015) foi aplicado para análise da operação, enquanto o modelo TIMES (LOULOU et al., 2016a, 2016b) foi preparado para análise de expansão do sistema com detalhamento de transmissão inter e intrarregional.

O modelo TIMES permite a análise não somente do setor elétrico, mas de outros setores energéticos como transportes e indústrias, o que permite analisar de forma integrada como uma medida aplicada em um setor não elétrico pode influenciar na produção deste vetor energético. A usual menor resolução temporal do modelo e relativa simplicidade na

representação técnica de ativos do sistema torna viável computacionalmente a análise da expansão em um horizonte de 30 a 50 anos. Sendo assim, o modelo é utilizado para avaliar de que forma a aplicação de políticas no presente afetariam o sistema futuro. Isto inclui a localização ótima de ativos de energia renovável no médio e longo prazo.

O PLEXOS, por sua vez, é aplicado especificamente para o setor elétrico, sendo mais indicado para o detalhamento de aspectos técnicos das usinas, assim como para a representação da atividade de transmissão. Devido a sua maior resolução temporal e técnica, o modelo é usualmente utilizado para avaliação de 1 ano específico. Dessa forma, o modelo é capaz de complementar a análise de longo prazo com informações mais detalhadas quanto a eficiência e remuneração das usinas de acordo com sua operação, dentre outros aspectos relevantes para a elaboração de políticas públicas.

Assim, a metodologia e resultados apresentados neste trabalho podem ser úteis para a elaboração de políticas públicas que auxiliem o desenvolvimento de renováveis intermitentes, assim como da manutenção de ativos necessários a esta implementação. A abordagem examina ainda a viabilidade econômica de usinas ou outros ativos de forma individualizada, o que torna o trabalho igualmente pertinente para agentes privados. Por fim, o estudo pode despertar interesse em pesquisadores do setor energético, sobretudo usuários de modelos computacionais.

O trabalho está estruturado através de seis capítulos. O primeiro capítulo apresenta o tema de estudo, que inclui a expectativa de crescimento de renováveis, assim como desafios gerais à sua implementação e o objetivo deste trabalho. O segundo capítulo apresenta uma extensa revisão bibliográfica de modelos de energia e como estes são utilizados para análise do setor de energia, como enfoque no desenvolvimento de renováveis intermitentes. O terceiro capítulo apresenta aspectos gerais da operação de sistemas e aspectos relevantes no que concerne a integração de renováveis intermitentes. O quarto capítulo expõe a metodologia, em especial a estrutura dos modelos TIMES e PLEXOS, ao passo que o quinto capítulo apresenta os resultados provenientes da aplicação destas ferramentas. O sexto capítulo apresenta as considerações finais e lista as limitações do estudo.

1.2 - Publicações

O trabalho desenvolvido durante o doutorado resultou em artigos publicados em periódicos internacionais e conferências, listados a seguir. Pretende-se ainda o envio de mais um artigo para um periódico internacional com parte dos resultados apresentados neste trabalho.

- ❖ MIRANDA, R. et al. Adding detailed transmission constraints to a long-term integrated assessment model – A case study for Brazil using the TIMES model. *Energy*, v. 167, p. 791–803, 15 jan. 2019
- ❖ MIRANDA, R. et al. Contributions to the analysis of “Integrating large scale wind power into the electricity grid in the Northeast of Brazil” [*Energy* 100 (2016) 401–415]. *Energy*, v. 118, p. 1198–1209, 1 jan. 2017.
- ❖ MIRANDA, R. et al. Limitations of thermal power plants to solar and wind development in Brazil. ECOS 2016. Anais... In: The 29th International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems. Portorož, Slovenia: 2016
- ❖ MIRANDA, R. F. C.; SZKLO, A.; SCHAEFFER, R. Technical-economic potential of PV systems on Brazilian rooftops. *Renewable Energy*, v. 75, p. 694–713, mar. 2015.

2 – Apresentação de Modelos de Energia e objetivos do estudo

O planejamento e operação de sistemas elétricos tem como principal objetivo suprir energia aos consumidores ao menor custo possível, atendendo requisitos de cunho social e ambiental. A tarefa não é simples. Um sistema compreende uma série de equipamentos e de circuitos, cuja operação deve permanecer constantemente em níveis pré-estabelecidos de tensão e frequência. O despacho do sistema (*unit commitment*) deve considerar a competência dos diversos ativos, assim como incertezas em relação à demanda e à disponibilidade de equipamento. Além disso, o sistema deve ser planejado para o longo prazo, através da seleção de uma ampla gama de possíveis recursos, cada qual com características próprias, sem abandonar novamente estas implicações para o cronograma e custos de curto prazo (HIRST & GOLDMAN, 1991; HOBBS, 1995).

Até a década de 1970, o planejamento de recursos energéticos objetivava apenas o tamanho ótimo, tempo de implementação e o tipo de usina, usualmente de grande porte, a ser empregada para o atendimento de procura crescente por energia. A complexidade do planejamento aumenta após este período com o acréscimo de alternativas para o desenvolvimento de sistemas de energia, o que já incluía, à época, gerenciamento pelo lado da demanda, cogeração e fontes renováveis de pequeno porte (HOBBS, 1995).

Em função dos diversos benefícios ambientais, sociais e até mesmo econômicos, o crescimento de renováveis intermitentes é movimento irreversível em todo o mundo (IRENA, 2018b). Entretanto, sua geração é variável no tempo, parcialmente previsível e não pode ser despachada, implicando em desafios à operação e ao planejamento do sistema. Dessa forma, avaliar as possibilidades de acomodar renováveis intermitentes em sistemas energéticos, assim como ponderar de que forma estas fontes impactam outras partes do sistema, faz-se um tópico imprescindível em estudos do setor elétrico. Em função da grande quantidade de variáveis e aspectos a serem considerados, este tipo de pesquisa frequentemente utiliza modelos computacionais capazes de proporcionar respostas às incertezas porvir. O uso de modelos para planejamento de energia teve início há 40 anos pelas distribuidoras de energia, e atualmente é amplamente utilizado por governos, indústria e academia (COLLINS et al., 2017; EPE, 2018b; ETO, 1990; GONZÁLEZ-MAHECHA et al., 2019; HIRST & GOLDMAN, 1991; HOBBS, 1995; HOBBS & MAHESHWARI, 1990; IRENA, 2017b; LUCENA et al., 2016; SIMOES et al., 2017a; TURVEY & ANDERSON, 1979). De forma geral, três grupos vêm sendo

utilizados com este intuito: curvas de duração de carga (*load duration curves – LDC*), programação dinâmica, programação linear e programação inteira, sendo estas últimas frequentemente aplicadas para definição do cronograma de geração em tempo real do sistema (SADEGHI et al., 2017; TURVEY & ANDERSON, 1979).

Entretanto, não há ferramenta computacional perfeita capaz de lidar e circundar todos os aspectos referentes a um sistema de energia. A ferramenta utilizada dependerá dos objetivos a serem alcançados, o que significa desde a análise de sistemas autônomos à totalidade de sistemas elétricos ou energéticos. No que concerne à análise de sistemas de energia elétrica, o estudo pode contemplar desde a viabilidade de novas plantas de geração à definição do despacho das usinas e impactos com fontes intermitentes. Outros setores como transportes e condicionamento térmico apresentam importante interação com o setor elétrico e não devem ser ignorados. Não obstante, cada modelo estará mais apto à análise de cada um destes grupos (CONNOLLY et al., 2010).

Modelos para o setor elétrico geralmente são utilizados para análise do balanço da *commodity* eletricidade, o que inclui a demanda, geração, intercâmbio entre sub-regiões e com regiões externas ao sistema. É importante salientar que resultados e cenários para o futuro de sistemas energéticos não são prognósticos e, portanto, não devem ser tratados como tal. Tampouco apresentam resultados desejáveis ou recomendados, mas auxiliam tomadores de decisão, governo e indústria a compreenderem como políticas aplicadas no presente poderiam afetar o sistema futuro.

Os resultados destes estudos são largamente sensíveis às informações inseridas, suposições consideradas e escala de tempo. Uma vez que estas ferramentas constituem uma simples abstração da realidade, deve-se assegurar a inclusão de parâmetros e dinâmicas relevantes ao problema a ser solucionado. Enquanto a interação entre diferentes unidades do sistema é mais bem apresentada em um modelo de curto prazo, modelos que abarcam o horizonte de longo prazo estão mais aptos à análise de diferentes cenários e políticas futuras. Modelos com resolução de tempo na escala de segundos ou milissegundos são utilizados para análise de estabilidade do sistema; modelos em escala horária são indicados para análise do balanço energético de curto prazo (frequência); enquanto a análise de semanas, meses ou anos é aplicada para o planejamento de longo prazo (ETO, 1990; FOLEY et al., 2010).

Segundo HIRST & GOLDMAN (1991), a real contribuição de um plano ou estudo de energia pode ser avaliada a partir dos seguintes critérios: i) clareza quanto ao conteúdo do plano e procedimentos utilizados para produzi-lo; ii) competência técnica, o que inclui ferramentas e modelos, dados e análise; iii) adequação e detalhamento do plano para ação no curto prazo, incluindo compromisso em assegurar recurso no longo prazo e coleta de dados adicionais para aprimoramento do planejamento, e iv) de que forma as partes interessadas são abordadas. O presente trabalho pretende transitar em particular por estes dois primeiros critérios, de modo a elucidar e contribuir com o debate quanto aos procedimentos e ferramentas para o planejamento de energia.

2.1 – Estado da arte de modelos para avaliar a expansão e operação de sistemas de energia

A análise completa de sistemas de energia deve considerar tanto aspectos do longo prazo como do curto prazo, dada a dinâmica de operação destes sistemas em pequeníssimos intervalos de tempo somada à necessidade de se planejar com razoável antecedência. Neste sentido, três perspectivas temporais podem ser mencionadas: **i) o horizonte de planejamento**, que indica quanto à frente no futuro uma dada análise ou política é relevante, **ii) o período de análise**, que indica durante o horizonte de tempo quais instantes estão sujeitos à análise técnico-econômica do sistema e **iii) a resolução de tempo**, que se refere à granularidade ou nível de detalhe temporal aplicado ao período de análise. No que concerne o horizonte de tempo, estes estudos abarcam desde o longo prazo (20-50 anos) até o curto prazo através de modelos de despacho (ano ou semanas) ou de análise de estabilidade eletrotécnica (inferior a uma hora) (IRENA, 2017b). Tipicamente, o custo de longo prazo (ou investimento) de uma opção de geração é mensurado através de seu custo nivelado de energia (LCOE), enquanto o curto prazo é baseado em custos de operação e manutenção e custos de combustível.

Modelos de energia com foco no longo prazo, tais como TIMES (LOULOU et al., 2005), MESSAGE (SCHRATTENHOLZER, 1984) ou PRIMES (FRAGKOS et al., 2017), integram vários componentes do sistema, desde a extração, à conversão e ao uso final de energia. Devido à dificuldade na obtenção dos dados e à complexidade computacional, esses modelos têm muitas vezes resoluções temporal (por exemplo, um ano médio é dividido em 12 intervalos de tempo) e geográfica (por exemplo países são representados

como uma região agregada) reduzidas (CAPROS et al., 2014; COLLINS et al. (2017); FRAGKOS et al., 2017; LABRIET et al. (2012); SIMOES et al., (2017). Essa abordagem simplificada não permite ao modelo capturar fatores importantes, tais como: diferenças em relação à demanda de eletricidade entre as regiões do país; diferenças na disponibilidade dos recursos renováveis por área e ao longo do ano; correlação entre o perfil de demanda e disponibilidades eólica e solar e ainda gargalos no sistema, que afetam a transmissão de grandes volumes de eletricidade proveniente de fontes intermitentes (COLLINS et al., 2017; IRENA, 2017b).

Diferentemente de outras *commodities* existentes na cadeia energética como água, gás natural ou carvão, a eletricidade não é facilmente estocada em larga escala. Como resultado, usinas geradoras de energia elétrica devem constantemente se ajustar às variações de demanda. No caso de renováveis intermitentes, estes ajustes não são tão simples quanto aqueles observados em fontes convencionais, embora possíveis. Além disso, a dispersão geográfica entre locais de produção e consumo não garante que a eletricidade gerada alcance os locais onde esta se faz necessária, a depender ainda da infraestrutura de transmissão existente. Somado ao aspecto locacional, o tempo de implementação é outro elemento bastante sensível em investimentos de transmissão e geração de energia. O descasamento entre estes ativos pode levar ao desperdício de energia e à operação não ótima do sistema (KÖBERLE et al., 2018; LI et al., 2015; LUO et al., 2018; MILLS et al., 2012).

A análise das dinâmicas de operação em intervalos cada vez menores de tempo vem ganhando importância para o gerenciamento da oferta e demanda de eletricidade, sobretudo em função do grande desenvolvimento de renováveis intermitentes. Enquanto parâmetros tecnológicos considerados em um modelo de longo prazo são essencialmente eficiência e disponibilidade da tecnologia, aspectos mais ligados ao despacho, como rampas de potência e níveis mínimos de operação são considerados apenas em modelos de curto prazo. Além disso, os parâmetros considerados têm relação com a escala de tempo aplicada. Por exemplo, a disponibilidade de uma tecnologia é considerada em base anual em um modelo de longo prazo independente do seu perfil de geração durante o período, enquanto no modelo de curto prazo esta mesma característica apresenta variação semanal, horária ou mesmo na escala de minutos.

Dado que dificilmente todas as características pertinentes à operação e expansão do sistema poderão ser incluídas em estudos de longo prazo, algumas simplificações são comumente adotadas nas dimensões temporal, técnica e geográfica destes modelos. Ao optar por este caminho, o analista de um lado torna o problema mais simples em relação à complexidade de dados de entrada, ao passo que reduz drasticamente o tempo de solução destes modelos. Por outro lado, tal abordagem pode sinalizar incorretamente o potencial valor para o sistema das diferentes fontes de energia (COLLINS et al., 2017; IRENA, 2017b).

As próximas seções deste trabalho apresentam algumas dessas diferentes estratégias e abordagens para consideração destas variáveis no planejamento do sistema. Além disso, em oposição às esferas temporal e técnica, geralmente bastante exploradas, será possível observar que há ainda considerável escassez de estudos que apresentem uma minuciosa representação dos ativos de transmissão.

2.1.1 – Resolução temporal em modelos de longo prazo

O período de análise em modelos de longo prazo é de 20 a 50 anos, o que permite ao analista obter uma compreensiva descrição das possibilidades para o setor, permitindo o teste de hipóteses e políticas. Por outro lado, o horizonte agrega complexidade computacional à resolução do problema, o que resulta na limitação da representação de características importantes como a variação sazonal de ativos e recursos, aspectos técnicos e localização dos ativos de energia, de modo a manter o tempo de resolução em níveis convenientes (COLLINS et al., 2017). Por exemplo, a definição de um único valor anual para representação da demanda não distingue o momento de consumo (ou geração) e ignora variações sazonais, mensais ou diurnas deste parâmetro. Ao não representar de forma satisfatória estas outras esferas do sistema, o modelo pode valorar erroneamente a contribuição de certas tecnologias, o que pode ser especialmente comprometedor em cenários com grande penetração de renováveis intermitentes.

Para lidar com esta particularidade, o ano de estudo é frequentemente fatiado em diferentes intervalos de tempo (*time-slices*) (Figura 1), de modo a capturar variações sazonais, semanais e diárias. Tipicamente, estudos de longo prazo representam o ano através de 12 intervalos de tempo, que representam 3 períodos diários (dia/noite/pico)

para as 4 estações do ano (COLLINS et al., 2017; CONNOLLY et al., 2010; DEANE et al., 2012; WELSCH et al., 2014a). Parâmetros de entrada são alocados a estes intervalos (por exemplo, recurso eólico, carga da demanda), comumente representados pela média do dado para todos os momentos onde aquele intervalo de tempo representativo se repete (por exemplo, noites de inverno). Este detalhamento não é suficiente em cenários com grande penetração de renováveis intermitentes, dado que estas fontes apresentam variação na escala de horas, minutos ou segundos

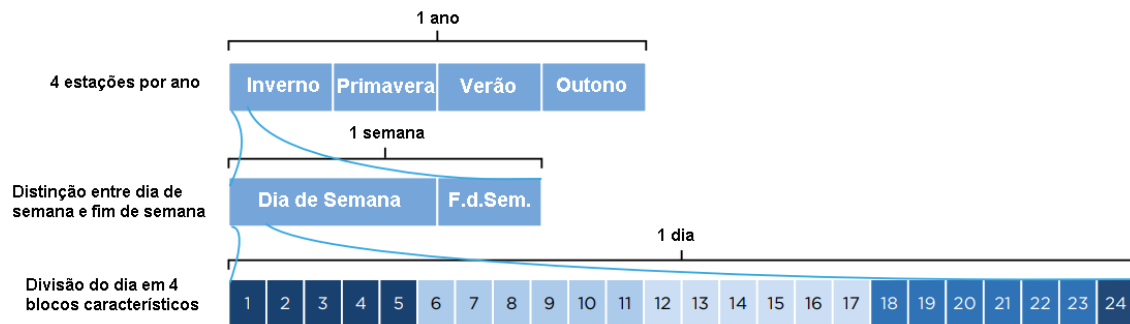


Figura 1 - Exemplo de resolução temporal (32 intervalos de tempo)

Fonte: IRENA (2017), traduzido.

O incremento temporal em modelos de longo prazo depende fortemente da disponibilidade de recursos computacionais. De forma geral, quanto maior for a resolução temporal, mais robusto e confiável serão os resultados obtidos com o estudo, porém maior será também o tempo necessário para resolução do problema. Assim, o grande dilema do analista recai na escolha de suposições e aproximações que sejam simples para a solução através dos recursos disponíveis, entretanto não tão simples a ponto de se perder o nível de detalhe essencial para abordagem do problema.

Por exemplo, para melhor representação de padrões da demanda local, KANNAN (2011) utilizou 20 intervalos de tempo para o caso britânico, representando 4 estações e 5 períodos diurnos. A resolução foi capaz de capturar o benefício de se armazenar eletricidade para consumo posterior a partir da diferença de preço entre estes dois momentos, uma vez que o perfil de demanda britânico é bem definido e pode ser bem representado em 5 patamares ao longo do dia. O armazenamento permitiu ainda melhor utilização de plantas destinadas a suprimento de base, assim como deu incentivos à construção de usinas de cogeração para expansão do sistema. Em ROSEN et al. (2007),

a região europeia foi abordada através de 36 intervalos de tempo, o que trouxe igualmente maior acuracidade ao modelo, posteriormente validada por um modelo de curto prazo.

Em exercício para a ilha de São Miguel, PINA et al. (2011) utilizaram 288 intervalos de tempo (4 estações x 3 dias/semana x 24 períodos diurnos) em estudo para os Açores, Portugal. O incremento temporal resultou em menor investimento em projetos eólicos. A mesma resolução mostrou-se igualmente benéfica para o caso suíço, onde há grande diferença entre a carga mínima e de pico do sistema e em que a carga de pico no inverno é até 2 GW maior que no verão. Para comparação, o mesmo modelo foi agregado para 8 intervalos de tempo (4 estações x 2 períodos diurnos). Enquanto o modelo agregado (8 intervalos) é suprido adequadamente por usinas com características de oferta na base (pouca flexibilidade), o modelo mais detalhado (288 intervalos) indica a necessidade de usinas específicas para atendimento da ponta como térmicas a gás natural e dá maior utilização a hidrelétricas reversíveis. Além disso, a contribuição fotovoltaica é subestimada em função do baixo detalhamento do horário de pico que ocorre durante o dia (KANNAN & TURTON, 2013).

De modo similar, três resoluções de tempo foram testadas em MERRICK (2016) – 8760, 144 (6 intervalos/dia x 2 dias x 12 meses) e 1 intervalo de tempo ao ano. Os resultados indicaram que o modelo com 144 intervalos de tempo superestima a contribuição solar quando comparada ao modelo horário, ao passo que o modelo com 1 intervalo de tempo ora superestima ora subestima a contribuição solar, dependendo do custo de investimento da tecnologia. Neste último caso, a escolha do modelo é quase que exclusivamente econômica, dado que o modelo não percebe, por exemplo, a indisponibilidade solar em determinados intervalos de tempo.

O incremento da resolução temporal também não foi suficiente para representar o caso alemão em LUDIG et al. (2011), onde o perfil do recurso eólico apresenta baixa correlação com a demanda. A maneira como o parâmetro em questão é representado no intervalo de tempo – pela média ou valores representativos – pode modificar substancialmente o dado a ser utilizado. Tendo como exemplo a fonte solar, a demonstração do recurso através da média tende a suavizar as alterações do recurso e provavelmente terá o formato de um sino perfeito, tal como em uma *distribuição normal*. Isto ocorre, pois na média o recurso solar apresenta uma disponibilidade bem definida ao longo do dia e até mesmo ao longo do ano; no entanto, a flutuação diária para dias

específicos deve apresentar comportamento mais abrupto e inesperado. E, na realidade, é justamente esta variação que deverá ser balanceada pelas usinas do sistema, fazendo com que a representação pela média traga limitações, levando o modelo a superestimar a contribuição de algumas fontes ao passo que subestima o valor de outras (COLLINS et al., 2017). Por essa razão, a representação através de dias representativos é a melhor escolha para alguns casos (NAHMMACHER et al., 2016).

2.1.2 – Representação técnica em modelos de longo prazo

A baixa resolução temporal em estudos de longo prazo contribui para uma simples representação de aspectos técnicos das tecnologias que compõem o sistema. Em grande parte destas pesquisas, os parâmetros tecnológicos considerados se resumem à eficiência no uso do combustível e disponibilidade para geração, enquanto características ligadas ao ciclo de operação da planta não são consideradas (COLLINS et al., 2017; IRENA, 2017; PONCELET et al., 2016). Além disso, quando representadas, estas particularidades são geralmente aplicadas por tecnologia (PANOS & LEHTILÄ, 2016), ao invés de individualmente como em estudos de curto prazo. Dentre estas características, as mais importantes para a representação de usinas são: modulação de potência, tempo de partida e níveis mínimos de operação, sendo este último possivelmente o de maior relevância para o contingenciamento de fontes intermitentes (DENHOLM et al. (2018).

Para superar essa barreira, diversos mecanismos e restrições são adicionadas à operação do sistema em uma tentativa de representar requerimentos à penetração de intermitentes, não capturados endogenamente pelo modelo. Práticas regularmente aplicadas incluem (COLLINS et al., 2017; PIETZCKER et al., 2017):

- ✓ Definição de limites superiores à geração oriunda de fontes intermitentes de modo a restringir a operação do sistema
- ✓ Definição de limites mínimos à capacidade instalada, de modo a restringir a expansão do sistema
- ✓ Aplicação de funções de elasticidade de substituição para definição de níveis adequados de flexibilidade
- ✓ Definição de capacidade (tecnologia) mínima para backup do sistema

- ✓ Definição de capacidade instalada (tecnologia) mínima para garantir a confiabilidade do sistema
- ✓ Definição de capacidade (tecnologia) para suprimento do horário de pico
- ✓ Adição de custos marginais de integração de forma endógena ou exógena (através de função-custo externa ao modelo)
- ✓ Adição de custos à geração intermitente em função de seu desenvolvimento, de forma endógena (CES structure) ou exógena
- ✓ Uso de curvas residuais (residual load duration curves)
- ✓ Aperfeiçoamento da resolução temporal do modelo

A definição de limites na geração ou capacidade futura de um sistema é aplicada a fim de assegurar que requisitos de segurança sejam atendidos. Por exemplo, estipula-se um limite inferior para fontes passíveis de despacho e aptas a oferecer serviços ancilares (ou limites superiores para fontes intermitentes), ao passo que garantem a expansão do sistema através de tecnologias capazes de manter estas exigências. Interessante notar que abordagem similar vem sendo aplicada na operação real do sistema irlandês, onde em 2010 estipulou-se que não mais de 50% do suprimento instantâneo do sistema poderia ser feito por ativos não-síncronos, isto é, fontes intermitentes e importação através de linhas em corrente contínua (BOMER et al., 2010).

De forma similar, PINA et al. (2011) definiram que a geração a partir de motores síncronos deveria ser responsável por um mínimo de 25% da geração de eletricidade para manutenção dos níveis de tensão, frequência e garantia de reservas operativas durante todo o intervalo de tempo. Igualmente em função de restrições técnicas, uma relação fixa entre a geração advinda de turbinas eólicas e a oriunda de usinas hidrelétricas reversíveis foi definida em PEREIRA et al. (2016), de modo a suavizar a geração eólica.

LUZ et al. (2018) pré-definiram em que medida diferentes tecnologias do sistema estariam aptas para contribuir no horário de pico, a partir de características como disponibilidade de combustível e do recurso solar/eólico, existência de armazenamento, entre outros. Além disso, uma equação foi adicionada ao algoritmo para restringir o crescimento de uma dada tecnologia e manter o sistema diversificado. Entretanto, não está claro se tal restrição estaria baseada em aspectos e cálculos técnicos para o sistema.

ROCHEDO et al. (2018) aplicaram uma restrição à expansão do sistema brasileiro na qual toda nova capacidade intermitente deve vir acompanhada de uma opção flexível,

uma vez atingida uma penetração intermitente igual a 25% da demanda. Esta capacidade complementar deve ser uma tecnologia passível de despacho, como térmicas a gás natural em ciclo aberto.

Em SHORT et al. (2011), custos foram adicionados para desencorajar uma grande quantidade de ciclos em usinas à carvão, em uma tentativa de retratar a incapacidade destas tecnologias em prover flexibilidade. Para representar este aspecto nas usinas, outra abordagem é a alocação das tecnologias nas diferentes hierarquias da escala de tempo. Neste tratamento, usinas nucleares que possuem baixa capacidade de modular sua geração são definidas anualmente, o que significa que sua produção é considerada fixa ao longo do ano, não importando o momento de sua geração. Da mesma forma, tecnologias ligeiramente mais flexíveis como térmicas a carvão, por exemplo, são modeladas sazonalmente, o que significa que estas usinas possuem certa disponibilidade de geração por estação, não importando seu perfil de geração nas camadas abaixo desta resolução temporal. Igualmente, outras tecnologias de maior flexibilidade são definidas nas escalas mais baixas ou de maior resolução (COLLINS et al., 2016, 2017).

Em outra abordagem feita por SULLIVAN et al. (2013), créditos de capacidade para o horário de pico foram definidos para as fontes solar e eólica, decrescentes à medida que se desenvolviam no sistema. No mesmo trabalho, um coeficiente de flexibilidade foi adicionado a cada tecnologia e um custo marginal de investimento em intermitentes foi definido em função da estrutura existente no sistema. Parâmetros de entrada do mesmo modelo foram posteriormente atualizados em JOHNSON et al. (2017), através de método que utiliza curvas de duração da demanda residual (*Residual load duration curves – RLDC*), a partir de UECKERDT et al. (2017). Por exemplo, a fração da demanda de pico a ser suprida pelo sistema é definida pela cauda da curva e toda a demanda acima do bloco-base da curva define requerimentos de flexibilidade, que por sua vez devem ser atendidos por tecnologias com capacidade de prover este tipo de serviço. Após o aprimoramento, o modelo foi capaz capturar aspectos comumente encontrados com a integração de intermitentes, como a redução de utilização de plantas convencionais, sobretudo plantas destinadas à operação na base, assim como a relevância de ativos de armazenamento.

Caso parecido é observado em HOOGWILK et al. (2007), onde uma curva exógena foi elaborada para inserção de custos à penetração de intermitentes. Igualmente para a

elaboração de dados de entrada, SELJOM & TOMASGARD (2015b) utilizaram uma função probabilística para avaliar a disponibilidade do recurso eólico, posteriormente inserido em modelo TIMES para a Dinamarca. A pesquisa alcançou menos investimentos em energia eólica em comparação ao cenário que aplicava os recursos de forma determinística e até maior intercâmbio de energia com outros países. Por outro lado, o cenário determinístico apresenta maior custo total do sistema em função da definição exógena de obrigatoriedade de operação de certas usinas para manter a confiabilidade do sistema.

A implementação de restrições à capacidade e/ou geração pode trazer credibilidade aos resultados, mas restringe o conjunto de soluções do problema, pois é baseado em regras de decisão. Tem-se assim uma solução de compromisso entre a confiabilidade e a eficiência alocativa dos recursos (ou minimização dos custos). Além disso, a adição de custos ou refinamento de parâmetros através de uma função exógena onera apenas a geração intermitente em função de sua penetração, ignorando efeitos indiretos com outras fontes.

De modo similar, o operador irlandês, anteriormente mencionado, impôs uma restrição que traz segurança ao sistema, mas ao custo do não aproveitamento pleno do recurso intermitente. Em média, 3,5% da geração eólica foi desperdiçada anualmente na ilha da Irlanda no período 2011-2016, parte desta função dos limites impostos à geração não-síncrona (EIRGRID/SONI, 2014, 2015, 2016a, 2016b). Desde sua aplicação, no entanto, o país vem aprendendo com sua operação e a capacidade de seu sistema em acomodar intermitentes e, assim, o limite vem gradativamente sendo incrementado, e espera-se que alcance 75% em 2020 (EIRGRID/SONI, 2016a). O aumento deste limite não incorre em aumento de custos, mas será capaz de reduzir episódios de contingenciamento eólico. Assim, pode-se dizer que o operador daquele país tem administrado o sistema fora de seu ótimo econômico.

2.1.3 – Acoplamento com modelos de curto prazo

Modelos de longo prazo geralmente não são capazes de modelar a operação de usinas em uma escala horária (ou menor), sobretudo em função de limitados recursos computacionais, embora novas funcionalidade venham sendo aplicadas com este intuito (PANOS & LEHTILÄ, 2016). Além da inclusão de ajustes e restrições apresentados na seção anterior, a utilização de modelos de curto prazo para validação ou criação de dados

é prática recorrente na literatura². Diferentemente dos modelos de longo prazo, estes não são utilizados para avaliar políticas ou expandir o sistema energético, mas para a operação do sistema. Assim, o modelo de operação ou curto prazo é utilizado para calibrar o modelo de energia para o longo prazo. Por sua vez, o modelo de longo prazo fornece aspectos econômicos e de outros setores energéticos.

Dentre algumas vantagens em se aplicar os dois tipos de modelos, destacam-se: análise mais detalhada da confiabilidade do sistema, provisão de flexibilidade e do papel que as diferentes fontes têm no balanço de energia. Ainda mais, estas ferramentas estão aptas a representar o suprimento de serviços ancilares para composição das reservas de operação, por usina e para cada instante no tempo³. No que concerne o destino da geração intermitente, estas ferramentas analisam de forma mais realista seu armazenamento e contingenciamento (*curtailment*).

Além disso, estes exercícios usualmente consideram características técnicas, já mencionadas, como modulação de potência, tempo de partida e níveis mínimos de operação. Outros ativos do sistemas podem igualmente ser mais bem representados, como reservatórios de usinas hidrelétricas, interrelação de reservatórios em cascata e vazões hidrológicas (SAPORTA, 2017). Além disso, estocasticidade e requerimentos de segurança podem também ser considerados. Por fim, para dados que são rodados em intervalos de 1 hora (resolução horária) ou menos, os estudos permitem representar a disponibilidade do recurso intermitente cronologicamente e sem a necessidade de qualquer agregação através da média ou de dias representativos.

Boa parte do uso destas ferramentas acopladas tem com objetivo o planejamento no longo prazo, sendo que a consideração de aspectos de curto prazo é feita apenas para fins de validação. A prática consiste em utilizar o modelo para analisar resultados de um ano específico advindos do modelo de longo prazo, assegurando sua viabilidade técnica.

² Na literatura o acoplamento (*ou link*) entre modelos de longo prazo e de curto prazo podem ser de dois tipos. Quando não automatizado esta ligação é dita um *soft-link* (ou ligação suave na tradução direta). Caso contrário, isto é, quando há um algoritmo por trás da ligação entre ambos os modelos, esta ligação é chamada de *hard-link* (ou ligação rígido na tradução direta).

³ Algumas destas ferramentas, como o modelo PLEXOS, têm a capacidade de quantificar métricas de confiabilidade como a expectativa de perda de carga (LOLE – Loss of Load Expectation) e a probabilidade de perda de carga (LOLP – Loss of Load Probability).

Dessa forma, a baixa resolução do modelo de longo prazo é parcialmente compensada pela maior acuracidade dos modelos de operação.

Quando necessário, novas restrições podem ser adicionadas aos modelos de planejamento (como observado na seção 2.1.3), o que depende diretamente das habilidades e capacidade crítica do analista (COLLINS et al., 2017). Uma das limitações da abordagem é o envio de informações entre modelos de forma uni-direcional; isto é, dados de saída são encaminhados como dados de entrada para o curto prazo, mas o contrário não ocorre. Como resultado, não há uma otimização conjunta de ambas as ferramentas, e o ótimo global não é encontrado. Além disso, o processo se torna complexo e exaustivo para análise de múltiplos anos. Dentre os estudos avaliados, apenas DESPRÉS et al. (2017); PINA et al. (2013b); WELSCH et al. (2014) apresentam, de forma clara, metodologia ou ferramenta para inserir dados advindos do curto prazo no modelo de longo prazo.

A evolução do setor elétrico em 21 países europeus para o período 2000-20 foi avaliada através do modelo PERSEUS-CERT e com auxílio do modelo AEOLIUS, em ROSEN et al. (2007). O principal intento do estudo foi avaliar o deslocamento de usinas da base e mérito médio em função da integração eólica na Alemanha. A geração por tecnologia resultante do PERSEUS é inserida no AEOLIUS, que por sua vez identifica restrições que devem em seguida ser inseridas novamente nos modelos de longo prazo.

O estudo de DEANE et al. (2012) foi dos primeiros a propor metodologia passo-a-passo para o casamento de modelos TIMES e PLEXOS, posteriormente utilizada em outros estudos. O primeiro com resolução de 12 intervalos ao ano foi validado pelo segundo com escala temporal de 30 minutos. PINA et al. (2013) utilizaram o modelo horário EnergyPlan para validação de resultados advindos do TIMES com 288 intervalos. O objetivo foi determinar qual seria a capacidade eólica máxima que o sistema poderia acomodar, assegurando-se que no máximo 10% da disponibilidade do recurso fosse contingenciada.

O modelo OSeMOSYS (HOWELLS et al., 2011), que considera aspectos de longo prazo e de curto prazo em uma mesma ferramenta, foi aplicado em WELSCH et al. (2014a). Em estudo para Irlanda, DEANE et al. (2014) utilizaram o PLEXOS no caso irlandês, testando a otimização do despacho anual para diferentes escalas de tempo (5-60min). Com base em DEANE et al. (2012), DEANE et al. (2015) analisaram o caso italiano igualmente com uma abordagem TIMES-PLEXOS para análise da adequação do sistema

(*system adequacy*) e impactos em investimentos futuros. Com base no mesmo estudo, PONCELET et al. (2016) avaliaram o custo-benefício de detalhar, de um lado, aspectos técnico-econômicos e resolução temporal e, do outro, o custo computacional com estas aplicações. Para uma grande penetração de intermitentes, os ganhos advindos de maior resolução temporal superaram os benefícios de detalhar a tecnologia e devem ser priorizados em um ambiente de recursos computacionais escassos. O modelo PLEXOS foi igualmente aplicado para validação de um ano específico, resultado do modelo de longo prazo PRIMES (COLLINS et al. (2015); COLLINS et al. (2017)). O modelo considera os 28 países que constituem a união europeia. Ainda com base em DEANE et al. (2012), o acoplamento de um modelo em MARKAL e REPOWERS foi aplicado para avaliar a flexibilidade necessária para o caso holandês (BROUWER et al., 2015). Além de validação do portfólio de geração, o modelo de curto prazo utiliza preços de carbono procedentes do longo prazo.

Em estudo para Austrália, VITHAYASRICHAREON *et al.* (2015) analisaram incrementos na quantidade de ciclos (partidas-desligamentos) de usinas térmicas e respectivos custos com a integração de intermitentes, através do modelo PLEXOS. Para avaliar a importância de tecnologias de armazenamento, DESPRÉS et al., (2017) utilizaram os modelos POLES e EUCAD e apresentaram metodologia para o envio de dados e resultados entre os modelos. Em conjunto com PINA et al. (2013), os estudos são os únicos a apresentarem um método para retorno dos dados de curto prazo para o modelo de longo prazo.

Em maior ou menor escala, os resultados advindos do modelo de curto prazo são diferentes daqueles anteriormente encontrados nos modelos de longo prazo, em boa parte dos estudos apresentados acima. Em muitos, por exemplo, a ausência de aspectos técnicos e resolução temporal enviesam a otimização de longo prazo, ao subestimar a flexibilidade necessária e valorar erradamente o aproveitamento da geração intermitente, sobretudo em cenários em que estas fontes têm grande participação. Isto é, estes estudos superestimam a aplicação de usinas de baixo custo operacional comumente utilizadas na base do sistema (*baseload plants*), enquanto subestimam o valor de usinas flexíveis com alto custo de operação. Por essa razão, fontes como carvão são utilizadas próximas a níveis máximos de disponibilidade, enquanto usinas flexíveis como gás natural ganham importância apenas com a lupa do curto prazo, pois a relação entre seu alto custo de operação e o benefício que proporcionam pode ser notada somente pelos meandros da operação

(COLLINS et al. (2015); COLLINS et al. (2017); DEANE et al. (2012); DEANE et al. (2014); HAYDT et al. (2011); LUDIG et al. (2011); PINA et al. (2011); PONCELET et al. (2016).

No entanto, há também pesquisas que encontraram redução em níveis de utilização de térmicas a gás natural de modo que sua operação foi deslocada para níveis não ótimos, com rampeamento mais frequentes e de maior amplitude. Estes mesmo trabalhos encontraram pequenas alterações para o carvão (EDMUNDS et al., 2015; PEREIRA et al. 2014). Possivelmente, estes modelos possuem custos de operação para usinas a gás ainda maiores quando comparados aos de outras fontes, uma vez que seu uso é restrito a momentos onde sua flexibilidade é estritamente necessária. Por sua vez, possivelmente em virtude de aspectos técnicos menos restritivos, VITHAYASRICHAREON *et al.* (2015) não encontraram grandes variações a partir da análise de curto prazo em comparação com o planejamento futuro. Ao não considerar requerimentos de flexibilidade, plantas com operação marginal na ordem do mérito tendem a ser as primeiras a serem deslocadas por renováveis e este é frequentemente o caso de turbinas a gás natural em ciclo combinado (PRINA et al., 2015).

O deslocamento de usinas na ordem do mérito para acomodação de intermitentes faz com que operem de forma ineficiente, consumindo maior quantidade de combustível por unidade de energia gerada (PEREIRA et al., 2014). Neste sentido, GRAF & MARCANTONINI (2016) e GUTIÉRREZ-MARTÍN et al. (2013) lembram que a mitigação de gases de efeito estufa através de renováveis é relevante, ainda que a redução líquida do sistema seja menor do que anteriormente imaginada como resultado do efeito mencionado.

Por fim, com a validação por aspectos do curto prazo, boa parte das usinas apresenta menor quantidade de ciclos de operação (partida-operação-desligamento), em particular as de menor eficiência, permanecendo em operação por mais tempo ou não sendo utilizadas. Em DEANE et al. (2012), o custo de partida foi o aspecto técnico-econômico com maior influência no despacho do sistema quando comparado à utilização destas tecnologias no modelo de longo prazo.

Boa parte dos trabalhos de longo prazo desfruta de total aproveitamento de fontes intermitentes, enquanto nem toda a energia disponível é aproveitada em modelos de curto prazo (COLLINS; DEANE; GALLACHÓIR, 2015; COLLINS; DEANE; Ó

GALLACHÓIR, 2017; DEANE et al., 2012; HAYDT et al., 2011; LUDIG et al., 2011; PINA; SILVA; FERRÃO, 2011). Isto significa que há maior sentido econômico em desperdiçar parte da geração solar/eólica, ao invés de desligar uma usina quando restrições técnicas desta estão sendo consideradas. Em PINA et al. (2011) esta sobrevalorização de intermitentes é encontrada especialmente nos primeiros anos do estudo, tanto em termos de geração como expansão da capacidade instalada. A partir de 2010, o modelo de longo prazo atualizado anualmente apresenta menos 18,4% em capacidade eólica em 2040 comparado ao caso sem esta alteração. Em HAYDT et al. (2011), a penetração eólica em um modelo com resolução horária foi menor comparada com curvas de duração e outros modelos de baixa resolução temporal.

Outra importante contribuição advinda de modelos de curto prazo é a validação da capacidade de prover requerimentos de segurança pelo *deck* de geração proposto no futuro. Neste sentido, faz-se importante utilizar estes modelos para representar reservas operativas necessárias durante a operação (primária e secundária), que por sua vez irão alterar o *mix* de geração do sistema para lidar com estes requerimentos (WELSCH et al., 2014a). Tendo como exemplo o estudo de DEANE et al. (2015) para a Itália, a aplicação do modelo de curto prazo PLEXOS indicou que a capacidade instalada planejada para o futuro do sistema não estaria apta à qualidade do sistema em boa parte das regiões do país.

Em função do já mencionado deslocamento no mérito, o preço de energia no mercado *spot* tende a ser cada vez menor com a entrada de intermitentes. Isto significa um potencial obstáculo para remuneração do ativos de geração no futuro em diversos mercados conforme foi sinalizado em COLLINS et al. (2015) e COLLINS et al. (2017), suscitando a necessidade de elaboração de novos modelos de negócio. Por exemplo, mecanismos que evitem o descomissionamento prematuro de térmicas flexíveis à gás natural, incapazes de competir com intermitentes, mas vitais para o bom funcionamento do sistema foi destacado em EDMUNDS et al. (2015). Por sua vez, BROUWER et al. (2015) salientam que mesmo tecnologias tidas inflexíveis, como nuclear e as movidas a carvão, são relativamente flexíveis em unidades modernas. Entretanto, o estudo destaca que o mercado atual de energia naquele país não seria suficiente para remunerar estas unidades, dada uma operação com baixo fator de capacidade e, conseqüentemente, com tendência a ser menos eficiente.

Na maior parte dos casos, a menor resolução temporal e ausência de aspecto técnicos tendem a diminuir os custos totais do sistema. Segundo PONCELET et al. (2016), gastos com operação podem ser subestimados em 3-53%, com maior discrepância à medida que se inserem mais renováveis no sistema. Para LUDIG et al. (2011), quanto maior a resolução temporal, maiores são os custos percebidos pelo modelo, porém suavizados quando há a presença de ativos de armazenamento no sistema. Ao não considerar em modelos de expansão a variabilidade de curto prazo, WELSCH et al. (2014) encontraram custos de investimento 14,3% menores em 2050 para o caso irlandês. Isto implica em que políticas guiadas apenas por modelos de longo prazo podem subestimar custos para a acomodação de renováveis intermitentes.

2.1.4 - Representação geográfica nos modelos de energia

A localização de ativos de geração e demanda é fator importante, sobretudo em cenários de geração intermitente, pois a localização ótima destas usinas pode ser distante dos principais centros de carga. Em modelos de energia, esta representação é feita através da criação de diferentes regiões (ou nós) através das quais o intercâmbio de energia é limitado, cada qual possuindo ativos de geração e unidades consumidoras. A quantidade de energia transacionada será definida pela diferença entre o custo marginal de produção em cada região, adicionado de eventuais custos e perdas oriundas do processo.

Em modelos de longo prazo, esta representação é normalmente feita apenas para as macro-regiões de um país ou mesmo não é considerada; isto é, o país é retratado através um único nó⁴. Ademais, os modelos podem ou não considerar o intercâmbio de energia com outros países, sendo mais comum a primeira opção. O segundo fator a ser mencionado é que estas ligações, quando representadas, não levam em conta regras de circuitos elétricos como leis de Kirchhoff e não há diferença entre linhas em corrente alternada ou contínua. Assim, o intercâmbio de *commodities* energéticas é feito com base no balanço de oferta e demanda entre regiões, considerando a disponibilidade marginal de produzir energia em cada região, custos associados a geração e custos e perdas oriundos da transmissão de energia.

⁴ A prática de não considerar restrições de transmissão em estudos é usualmente denominada na literatura de *copper-plate assumption* ou suposição da placa de cobre (na tradução direta)

Talvez em consequência da baixa resolução geográfica, geralmente há pouca ou nenhuma informação acerca da diversidade dos recursos eólicos ou solar, que é considerada nestes modelos, o que leva o leitor a crer que apenas um perfil intermitente é considerado. Além de conferir menos veracidade ao estudo, este tipo de abordagem impede a análise de benefícios associados à complementariedade entre recursos localizados em diferentes regiões.

Dentre os estudos explorados, uma grande maioria ou não considera aspectos de transmissão ou o faz de forma simplificada. Por exemplo, DEANE et al. (2012) e VITHAYASRICHAREON *et al.* (2015) não consideraram aspectos de transmissão. O mesmo ocorreu na criação de um modelo de planejamento decenal para o caso português em PEREIRA et al. (2016), que não considera restrições internas e nem a troca de para redução da complexidade computacional.

O modelo JRC-EU-TIMES (SIMOES et al., 2013) representou a Europa através de 13 nós. Com menos de um nó por país, COLLINS et al. (2015); COLLINS et al. (2017) por sua vez analisaram o planejamento dos 28 países que constituem a União Europeia. Para avaliar a importância da transmissão em acomodar renováveis, uma função logística foi utilizada por BECKER et al. (2014), mas novamente apenas linhas entre países foram levadas em conta. Segundo o estudo, incrementos nas capacidades de interconexão reduzem a necessidade de *back-up* no sistema, mas o benefício marginal com a medida é decrescente. A redução de importância de tecnologias convencionais foi também mencionado por GILS et al. (2017) e SCHOLZ et al. (2017), onde a Europa foi configurada levando em conta a possibilidade de transmissão entre 15 regiões, mas sem intercâmbio no interior das regiões, onde cada região contempla de um a quatro países. Segundo o estudo, estes ativos são importantes para o balanceamento de energia intermitente e, em conjunto com ativos de armazenamento, podem reduzir níveis de contingenciamento.

Ainda para a Europa, BROUWER et al. (2015) modelaram o continente através de 5 regiões em modelos de longo e curto prazo, onde transmissões não foram contempladas para o primeiro e apenas entre países para o segundo modelo. O estudo encontra boa complementariedade entre o perfil de intermitentes através de uma eventual operação regional do sistema, mas salienta que a simples reprodução da transmissão pode ter levado a uma subvalorização de requerimentos de flexibilidade e custos ao longo do sistema. De

modo similar, HUBER *et al.* (2014) analisaram a flexibilidade necessária em regiões da Europa. Resultados mostram complementariedade entre os recursos solar e eólicos ao longo do continente, onde a cooperação de operadores diminuiria o rampeamento máximo do sistema de 30% para 12% (em relação a carga de pico) em um cenário com penetração eólica-fotovoltaica de 50% para a região. Entretanto, o estudo não menciona qualquer representação de ativos de transmissão. No mesmo ano, KOLTSAKLIS *et al.* (2014) dividiram a Grécia em cinco regiões geográficas com objetivo de modelar a capacidade instalada, uso de combustível, dentre outros aspectos para o país. Embora perdas de transmissão tenham sido consideradas, não está claro como a rede de transmissão foi modelada e se limites de capacidade foram considerados.

UECKERDT *et al.* (2017) avaliaram o desenvolvimento mundial de intermitentes através de curvas de duração de carga residual (*residual load duration curves*), ao dividir o globo em 8 regiões. Os resultados deste estudo indicaram uma participação eólica-solar de 15-40% em todas as regiões já em 2030. Entretanto, considerou-se uma capacidade infinita de transmissão entre as regiões⁵.

Entre os poucos estudos com explícita e detalhada representação da rede de transmissão, SINGH *et al.* (2014) analisaram variações em fluxos de energia ao longo da rede de transmissão suíça para um dado *deck* de geração, assim como para eventual integração de projetos eólicos. O estudo mensura o nível de utilização das linhas de transmissão, mas não tem o objetivo de avaliar os pormenores de operação das usinas nem sua expansão.

2.2 - Modelos de energia para o caso brasileiro

Há na literatura uma quantidade relevante de estudos que avaliaram cenários para o setor elétrico brasileiro, com especial enfoque para as fontes solar e eólica. Por exemplo, para análise do papel brasileiro na mitigação de gases de efeito estufa, ROCHEDO (2016) representou o país através de uma única região em conjunto com outras regiões globais. BORBA *et al.* (2012) analisaram o potencial de carros elétricos para o armazenamento de energia eólica excedente, através do modelo MESSAGE. O estudo considerou restrições de transmissão entre as macro-divisões do Brasil representadas por 3 regiões distintas,

⁵ Copper-plate assumption

sem atentar para limites internos dessas regiões. MALAGUETA et al. (2013) usaram um modelo de simulação combinado com o modelo de otimização MESSAGE para avaliar incentivos políticos para a promoção da implantação de solar no Brasil até 2040. A possibilidade de transmissão de energia é considerada entre três regiões do país.

Igualmente elaborado através do MESSAGE, o modelo BLUES apresentado em ROCHEDO et al. (2018) representou o Brasil em cinco sub-regiões. O desenvolvimento do sistema é otimizado para o período 2010-2050 em intervalos de cinco anos, sendo cada ano representativo dividido em 12 dias, cada um distinguindo um mês. Uma vez que cada dia representativo é dividido em 24 partes, cada ano representativo do modelo é fracionado em 288 intervalos de tempo. Dado o objetivo do estudo em analisar o impacto do desmatamento no compromisso do país em reduzir a emissão de gases de efeito estufa, não está claro de que forma a resolução de restrições de transmissão influencia os resultados finais do trabalho.

SORIA et al. (2016) aplicaram três modelos diferentes para analisar a viabilidade econômica em usinas heliotérmicas até 2050, onde o modelo MESSAGE foi modelado com 20 intervalos de tempo, TIMES com 432 intervalos de tempo e o modelo Remix através de 8760 períodos. Aspectos de transmissão foram considerados entre quatro regiões do país, com exceção do modelo horário que considerou uma única região. FICHTER et al. (2017) fizeram abordagem similar apenas para o nordeste. A região foi modelada através um nó, com capacidade de importar/exportar através de dois pontos de conexão.

LUCENA et al. (2016) utilizaram seis modelos em conjunto, incluindo TIMES e MESSAGE, para analisar cenários de descarbonização do setor elétrico brasileiro até 2050, e concluíram que a redução das emissões em grande parte seria decorrente do uso de biomassa, solar e eólica. Entretanto, em função de seu caráter de longo prazo, o estudo destaca que os modelos aplicados não são capazes de explorar estratégias da operação do sistema em detalhes e, portanto, cenários de crescimento para intermitentes podem se encontrar sub/sobrevalorizados. A relevância das fontes eólica e biomassa para o caso brasileiro, por sua vez, foram corroboradas através de uma análise multi-critério feita por SANTOS et al. (2017).

ANDRADE GUERRA et al. (2015) utilizaram o modelo de simulação LEAP para desenvolver cenários até 2030 e estimaram que a participação de solar e eólica deve

crescer no país. Entretanto, restrições de transmissão não foram consideradas. Um modelo de análise multi-objetivo foi criado e posteriormente aplicado para o Brasil em LUZ et al. (2018). Entretanto, os autores ignoraram restrições na transmissão, justificando seu objetivo principal de análise do longo prazo. Assim, o país foi considerado através de um único nó.

Com maior foco em aspectos do curto prazo, AZEVEDO et al. (2012) utilizaram o PLEXOS para análise do impacto no provimento de serviços ancilares com a integração eólica nas regiões norte e nordeste do país. Linhas de transmissão foram representadas de forma simplificada e o estudo não considerou interações entre usinas em cascata. Segundo os autores, estas e outras premissas impuseram importantes limitações à otimização do problema e resultados devem ser aprimorados. Com maior foco no desenvolvimento de renováveis intermitentes, CASTRO (2015) utilizou o modelo PLEXOS para analisar o valor agregado ao sistema com a utilização de armazenamento térmico em usinas heliotérmicas. O país foi dividido em 11 nós para representação de aspectos de transmissão a partir de EPE (2013). Com o mesmo modelo, CAVADOS (2015) avaliou a importância de fontes flexíveis no nordeste brasileiro, entretanto não está claro como a infraestrutura de transmissão foi representada na região. Por fim, SAPORTA (2017) avaliou a capacidade hidrelétrica em balancear a intermitência da fonte eólicas no país. O estudo modelou detalhadamente projetos hídricos, considerando sua localização em cascata, dinâmica dos reservatórios e uso da água para fins não energéticos. O estudo confirma a importância das hidrelétricas para o desenvolvimento de intermitentes no país em função da flexibilidade destas usinas e capacidade de armazenar energia no sistema. Como destacado pelo autor, uma das limitações da pesquisa foi a falta de melhor representação de aspectos da transmissão, uma vez que esta infra-estrutura foi modelada através de 12 nós, tal como em EPE (2015).

Outros estudos possuem maior detalhamento na representação de restrições existentes no grid brasileiro, mas foram feitos em momentos de menor expectativa para o desenvolvimento de renováveis intermitentes e, sobretudo, sob uma perspectiva do mercado de energia no país. Por exemplo, PORRUA et al. (2005) exploraram em que medida restrições de transmissão (congestionamento) trazem riscos em mercados de energia a agentes localizados em diferentes nós da rede. Tal situação pode ocorrer no caso brasileiro uma vez que os preços da energia são definidos para os quatro sub-mercados, mas não consideram restrições internas de transmissão (BARROSO et al., 2004). Em

outro trabalho, um método para alocação eficiente dos custos de conexão a geradores em função do local de sua conexão é abordado por FERREIRA et al. (2012), de modo a garantir uma operação e expansão ótima do sistema.

Por fim, deve-se mencionar os modelos utilizados pelo governo brasileiro para o planejamento da operação do sistema. O modelo NEWAVE é aplicado para a análise do planejamento operativo de médio prazo do sistema e tem como objetivo determinar metas mensais para a geração hidráulica e térmica que minimizam o custo de operação em um horizonte de até 60 meses. Limites de transmissão são considerados apenas para as quatro sub-regiões do sistema. Dentre os dados de saída do modelo encontram-se as chamadas funções de custo futuro que transferem para modelos de curto prazo, por exemplo para o modelo DECOMP, o custo de oportunidade da água armazenada nos reservatórios hidrelétricos. O DECOMP, por sua vez, otimiza a operação hidrotérmica e é responsável pelo cálculo do custo marginal de operação do sistema, igualmente considerando apenas restrições de transmissão entre os quatro submercados nacionais. O custo marginal de operação é posteriormente utilizado para cálculo do preço semanal de mercado do sistema. As restrições internas à cada submercado são consideradas apenas na previsão do despacho real do sistema. Entretanto, resultados oriundos destas rodas não são disponibilizados ao público.

3 – Integração de Renováveis à Operação do Sistema Elétrico

3.1 – Despacho e operação do sistema elétrico

O custo marginal de operação das usinas geradoras indica o valor necessário para o suprimento de uma unidade adicional (MWh) de energia a partir dos recursos disponíveis na rede e, conseqüentemente, indica a próxima usina a ser despachada. Esta precificação se dá a partir dos custos variáveis de operação de cada usina, em grande parte com base no uso de combustíveis e na eficiência de geração da planta (Figura 2). No caso brasileiro, quanto menor o nível de reservatórios maior será o custo marginal de operação do sistema, assim a viabilidade de térmicas se dá no momento em que o valor da água estocada é maior que o custo marginal de operação destas usinas (RAMOS et al., 2003a).

Fontes renováveis (exceto aquelas à base de biomassa) usualmente apresentam custos próximos a zero, dado que não utilizam combustível durante a operação. Por esta razão,

operam na base em modo “*must run*”. Dentre as térmicas, nucleares encontram-se no início da curva de mérito, seguidas por carvão e gás natural (IEA, 2015). Na prática, usinas destinadas à operação no pico possuem custo variável maior, despachadas apenas nestes horários de maior demanda, enquanto usinas de menor custo operam na base em modo contínuo. Entre usinas de base e de pico encontram-se usinas intermediárias em operação contínua, mas com constante variação em sua potência de geração.

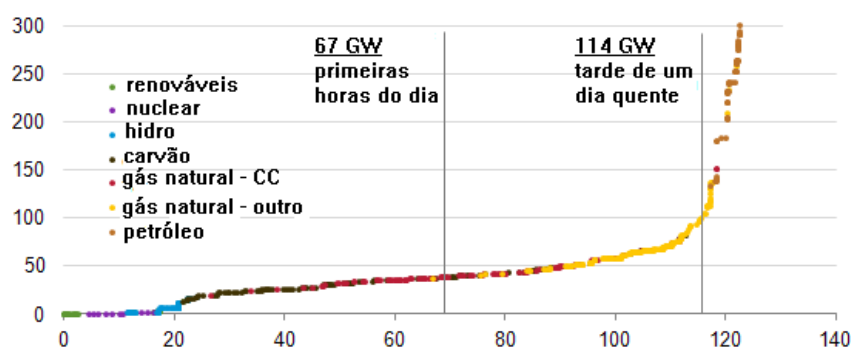


Figura 2 – Usinas disponíveis para o despacho em um sistema hipotético

Fonte: EIA (2012) – traduzida.

O objetivo principal do operador é manter a oferta de energia em constante sincronia com a demanda. Isto é, a geração instantânea de eletricidade deve corresponder exatamente à demanda instantânea de energia de modo a evitar flutuações na frequência do sistema (HORVÁT, 2007; KROPOSKI et al., 2017). Caso a oferta de energia seja insuficiente para atendimento da demanda, a frequência do sistema se reduz, podendo resultar em um desligamento em cascata de uma série de geradores⁶.

De modo a prevenir desligamentos indesejados, sobretudo em função de variações não esperadas na carga de demanda e, mais recentemente, em geradores intermitentes, faz-se necessária a existência de uma reserva de potência operativa que assegure o controle

⁶ A operação em baixa frequência acarreta na queima de equipamentos e, por esta razão, sistemas automáticos de prevenção presentes nas usinas desligam geradores em operação. Com o corte, menos energia encontra-se disponível para atendimento da carga reduzindo ainda mais a frequência do sistema e, conseqüentemente, desligando ainda mais unidades. Para evitar o colapso geral do sistema o operador deve ordenar um *blackout* preventivo, através da solicitação de redução de carga junto às distribuidoras. Para que isto seja possível, a distribuidora deverá cortar parte da carga de uma região. A dinâmica supracitada já ocorreu em diferentes situações no Brasil, quando o Operador Nacional do Sistema (ONS) se viu obrigada a cortar parte da carga do sistema interligado nacional.

adequado da frequência do sistema (Figura 3). Assim, um pequeno grupo de geradores encontra-se permanentemente em estado de prontidão para casos de emergência (prevista na prestação de serviços ancilares de unidades geradoras). A diferença entre a potência sincronizada total de geração e a demanda do sistema em determinado instante é denominada de reserva girante, sendo no Brasil aproximadamente 5% a 8% da demanda instantânea do sistema. Este serviço é provido por usinas classificadas na modalidade de operação do tipo I na ONS (ONS, 2009a). Segundo ESMAP (2015), estas reservas operativas devem ser ao menos equivalentes à maior unidade geradora do sistema somada a uma fração da demanda de pico, mas também função do tamanho do sistema, o nível de segurança desejado e custos de operação.

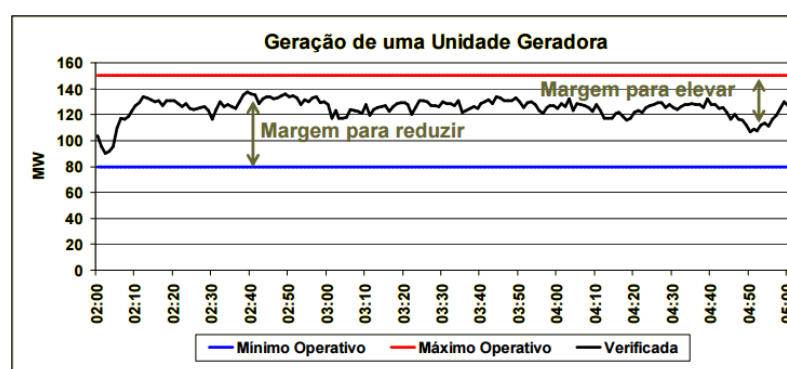


Figura 3 - Margem de Regulação hipotética⁷

Fonte: PERES JUNIOR et al. (2008)

É importante que a manutenção de reservas seja também alocada por subsistemas ou região, minimizando problemas oriundos de restrições de transmissão, como observado recentemente no país (ONS, 2015)⁸. Além disso, as reservas devem ser função da

⁷ Margem de Regulação - diferença entre a geração total verificada em um grupo de usinas (sob controle de um determinado CAG) e o somatório dos limites operativos máximos (ou mínimos) de geração que estas unidades geradoras se encontram aptas a produzir.

⁸ Segundo o reporte do Operador Nacional do Sistema (ONS, 2015): “No dia 19 de janeiro, a partir das 14h55, mesmo com folga de geração no Sistema Interligado Nacional (SIN), restrições na transferência de energia das Regiões Norte e Nordeste para o Sudeste, aliadas à elevação da demanda no horário de pico, provocaram a redução na frequência elétrica. Na sequência, ocorreu a perda de unidades geradoras nas usinas Angra I, Volta Grande, Amador Aguiar II, Sá Carvalho, Guilman Amorim, Canoas II, Viana e Linhares (Sudeste); Cana Brava e São Salvador (Centro-Oeste); Governador Ney Braga (Sul); totalizando 2.200 MW. Com isso, a frequência elétrica caiu a valores da ordem de 59 Hz, quando o normal é 60 Hz. Visando restabelecer a frequência elétrica às suas condições normais, o ONS adotou medidas operativas em conjunto com os agentes distribuidores das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, impactando menos de 5% da carga do Sistema”.

localidade e sazonalidade de recursos primários. Por fim, o despacho de usinas é também função de restrições elétricas, despachos mínimos obrigatórios para conservação de equipamentos e contratos de combustíveis.

3.1.1 – Serviços Ancilares de Unidades Geradoras no Sistema Interligado Nacional

A estabilidade de um sistema elétrico é mensurada por sua capacidade de recuperar seu estado de equilíbrio depois de submetido a um distúrbio físico. De modo a manter a confiança e desempenho do sistema através de parâmetros da frequência e tensão, alguns geradores prestam serviços que não são somente de provisão de energia. Estes serviços (ancilares) apoiam requisitos técnicos importantes para operação do SIN e devem ser atendidos pelas unidades geradoras quando solicitados pelo ONS.

Cada tecnologia encontra-se mais apta à provisão de determinado serviço e na prática isto implica em deixar alguns geradores em *stand-by*, tornando-os capazes de balancear aumentos repentinos da demanda, interrupção de geradores e balanceamento da geração. A manutenção de unidades (*stand-by*) para operação em momentos de emergência, a gestão de reservatórios e a operação de geradores atuando como compensadores síncronos para suporte do fator de potência da rede são exemplos de modelos ancilares.

Serviços ancilares compreendem controle primário e secundário de potência (CAG); reserva de potência primária, secundária e terciária; suporte de reativos (controle de tensão) e capacidade de auto restabelecimento (*black-start*). Por exemplo, reservas primárias são aplicadas para limitação de desvios em níveis de frequência do sistema, com tempo de resposta na fração de segundos. A reserva secundária por sua vez libera a reserva primária para posterior operação do sistema e deve estar totalmente disponível de 5 a 15 minutos após solicitação pelo operador nacional do sistema. Já em parte do grid norte-americano na costa leste do país (PJM) a reserva deve ser convertida em energia em 10 minutos (PJM, 2017). Salvo variações encontradas nos diferentes sistemas, em uma escala de tempo de segundos a minutos, frequência, tensão e rotação de geradores devem ser automaticamente ajustados através de sistemas de controle (CAG). Em sistemas modernos, sinais são automaticamente enviados aos geradores para suprimento da carga e manutenção da frequência dentro dos limites desejados (ESMAP, 2015).

A velocidade de resposta do sistema a contingências é especialmente importante para operação de intermitentes. Reservas operativas podem ser do tipo girante (*spinning*), isto é, geradores em operação a *meia-potência* para atendimento de diretrizes do operador em um curto espaço de tempo, assim como do tipo não-girante, plantas desligadas, mas com capacidade de se conectarem e iniciarem geração. Boa parte da reserva do sistema é feita através da primeira modalidade, dado que a inserção de potência através de geradores em operação é significativamente mais ágil que unidades desligadas (BILLINTON; JAIN, 1972; REBOURS & KIRSCHEN, 2005). O conceito de reservas “spinning” está intimamente ligada ao conceito de rampeamento de potência⁹ (*ramp up/down*), que define quais tecnologias encontram-se mais aptas à rápida inserção de energia.

A provisão de serviços ou reservas operativas é feita por ativos do sistema de características distintas, assim como o desequilíbrio do sistema pode ser originado por fontes diferentes. A definição e nomenclatura de reservas operativas apresenta variação entre diferentes países e regiões, mas, grosso modo, pode ser delineada pelas seguintes características e dimensões (HIRTH & ZIEGENHAGEN, 2013):

- Quanto ao **propósito**: Reserva de operação ou de contingência (pós-evento)
- Quanto ao **estado da usina**: Reserva girante ou em stand-by
- **Destinadas** ao suporte de subáreas específicas ou de todo o sistema
- Quanto ao **tempo de resposta**: rápido ou devagar
- **Método** de ativação: manual ou automático
- **Sinal** da modulação: Positiva, negativa ou ambos (simétrica)

No Brasil, não há mercado de curto prazo para o provimento de serviços ancilares, sendo estes remunerados através de contratos de longo prazo ou encargos do sistema. Usinas podem ser chamadas à operação em função de restrições no sistema ou para manutenção de níveis pré-estabelecidos dos reservatórios.

A variabilidade de intermitentes deve aumentar a necessidade de reservas operativas no sistema, providas por tecnologias aptas a aumentar ou reduzir potência em períodos

⁹ Velocidade na qual um gerador é capaz de aumentar ou diminuir sua potência instantânea.

curtos de tempo. Além disso, estas fontes garantem menor inércia ao sistema tornando-o mais sensível a desvio de frequências (DIGSILENT, 2013). Assim, é importante que sistemas fotovoltaicos e turbinas eólicas estejam aptos a contribuir com a estabilidade do sistema no médio e longo prazos dado que devem compor a maior parte dos ativos conectados à rede (KROPOSKI et al., 2017)

3.2 – Condições gerais para a integração de renováveis intermitentes em larga escala

3.2.1 – Valor da energia e estrutura para a integração de intermitentes

O serviço energético provido por uma unidade de eletricidade não apresenta variação quanto a sua fonte geradora, assim sua precificação (\$/Wh) no mercado é homogênea independente de sua origem. A energia gerada por uma térmica nuclear em princípio tem o mesmo valor que a proveniente de turbina eólicas, levando a crer que ambas as commodities são substitutas perfeitas. Além disso, o custo da energia é mensurado com base em custos diretamente ligado à implementação e operação da usina, tal como observado em leilões de energia no Brasil, onde o baixo custo nivelado observado em novas fontes como a eólica indica sua competitividade frente a fontes convencionais¹⁰.

Entretanto tecnologias distintas atuam de formas diferentes sobre o sistema. O gargalo de capacidade de transmissão entre dois pontos agrega à energia gerada diferente valor econômico em função do local de geração, ao passo que a flexibilidade tecnológica da unidade geradora implica em diferente tempo de entrega do bem energético (dado que algumas fontes são capazes de aumentar sua potência em um menor espaço de tempo). Além disso, a sincronia entre oferta e demanda implica em sinais econômicos distintos à energia disponível em um dado instante e, uma vez que o armazenamento de energia elétrica em larga escala não é possível ou tem alto custo e perdas no processo, observa-se diferente valor agregado à energia em função do momento de geração (HIRTH et al., 2014).

Estes três índices delineiam o valor marginal da energia inserida por uma fonte específica. Por esta razão, mercados precificados em uma escala horária na média remuneram melhor

¹⁰ <http://www.epe.gov.br/leiloes/Paginas/default.aspx>

geradores flexíveis ao passo que intermitentes não são bem recompensados. Assim, tecnologias como carvão e eólica produzem bens com utilidade marginal distinta e não devem ser considerados substitutos perfeitos e, dessa forma, indicadores como o custo nivelado e créditos de capacidade¹¹ não indicam a alocação ótima de recursos (HIRTH et al., 2014). Por fim, todas as tecnologias, não somente intermitentes, apresentam valor marginal ou utilidade marginal decrescente com a penetração dado que contribuem de formas diferentes para o sistema (Tabela 1).

Tabela 1 - A heterogeneidade da energia segundo as dimensões de momento, espaço e tempo de entrega

Dimensão	Momento	Espaço	Tempo de Entrega
Restrição			
Arbitrária (1 ^a restrição)	Armazenamento	Transmissão	Flexibilidade (rampeamento e ciclos)
Determinantes para Variação na Oferta e Demanda (2 ^a Restrição)	Temporal (dia/noite, aspectos climáticos, disponibilidade da planta)	Espacial (centros de carga, geração limitada por localização, aspectos climáticos)	Incerteza em relação ao Previsto (aspectos climáticos)

Fonte: HIRTH et al., 2014, traduzido

A precificação correta e alocação ótima de recursos deve considerar ainda externalidades sociais e ambientais usualmente não incluídas no custo de geração, tais como o impacto da emissão de particulados na saúde da população e a emissões de gases de efeito estufa e sua contribuição para alteração do clima (ALVES & UTURBEY, 2010; GALETOVIC & MUÑOZ, 2013; RENTIZELAS & GEORGAKELLOS, 2014).

A diversidade entre fontes pode auxiliar o aproveitamento de uma usina individual, assim como a dinâmica de operação de todo o sistema. Por exemplo, hidrelétricas reversíveis podem acomodar a energia proveniente de eólicas em momentos de baixa demanda ao empregar esta eletricidade para o bombeamento e armazenamento de energia, incrementando a flexibilidade e minimizando erros de planejamento. Com funcionalidade similar, a distribuição de ativos de consumo (e *eventual geração*) de energia a partir de automóveis integrados à rede suavizam a carga líquida do sistema (RÜTHER et al., 2015; BORBA et al., 2012).

¹¹ Créditos de capacidade (*Capacity Credits*) - definido como a parcela da capacidade instalada de uma tecnologia que pode ser considerada como “firme” ou permanentemente disponível.

Segundo IEA (2014), os ativos essenciais para a penetração de intermitentes em sistemas energéticos são a existência de geração flexível, infraestrutura de rede de transmissão, armazenamento e gerenciamento pelo lado da demanda.

- **Plantas de Geração Flexível:** tecnologias flexíveis de geração de energia com rápido aumento/diminuição de potência de modo a iniciar a sua operação em poucos minutos. Dentre estas tecnologias encontram-se as usinas hidrelétricas de grande porte (com reservatório) e térmicas a gás natural. Deve-se notar que a primeira se encontra entre as mais baratas fontes de energia¹², o que pode obrigá-la a operar na base em busca da modicidade tarifária.
- **Infraestrutura da rede de transmissão:** Permite suavizar a variabilidade na geração fotovoltaica e eólica ao agregar/disponibilizar sua geração para todo o sistema elétrico de uma região. Especificamente para o Brasil, este aspecto faz-se bastante relevante dado a grande variabilidade na disponibilidade dos recursos intermitentes e extensão territorial.
- **Armazenamento de Energia:** Embora uma enorme gama de tecnologias seja comercializada e mais tantas outras se encontrem em fase de pesquisa, este tipo de opção ainda apresenta alto custo (IRENA, 2017c). Hidrelétricas reversíveis são mais baratas e dominam o portfolio de armazenamento em âmbito global¹³. No caso brasileiro, grande parte do potencial hídrico não explorado (Amazonas) encontra-se em áreas planas sem grandes quedas para o aproveitamento da tecnologia, além de grande sensibilidade ambiental e social para implementação de novos empreendimentos. Contudo, estudos feitos no passado indicam também bons potenciais para reversíveis no Rio de Janeiro e São Paulo (ZUCULIN et al., 2014). Outras tecnologias devem se tornar opção apenas no médio prazo, com destaque para baterias de íons de lítio.

Gerenciamento pelo lado da demanda: Diz respeito à modificação do perfil de consumo pelo lado da demanda geralmente em resposta a incentivos financeiros. O objetivo é incentivar indústrias, comércios e residências a reduzir seu consumo em horários de pico, quando possível deslocando-o para horários usualmente de baixa

¹² Não considerados custos ambientais e sociais

¹³ Hidrelétricas com reservatórios igualmente armazenam energia, usualmente para o balanço energético de semanas ou meses. Usinas reversíveis permitem o armazenamento em escala diária ou horária, tornando a tecnologia mais flexível no curto prazo.

demanda. A prática pode auxiliar na acomodação de fontes intermitentes ao aumentar ou reduzir a carga de demanda em momento de alta ou baixa disponibilidade de energia no sistema, uma vez que a controlabilidade de geração através destas fontes é limitada. Além disso, a inserção de renováveis intermitentes requer investimentos, estratégias operacionais, políticas e soluções de mercado ao menor custo possível. De forma geral, a integração de intermitentes em pequenas escalas (5% a 10% da geração local) não costuma apresentar desafios técnicos ou econômicos alheios a natural variabilidade da demanda e falhas inesperadas de equipamentos (ESMAP, 2015). No entanto, em cenários com maiores participações de intermitentes, algumas medidas no curto e médio prazo se fazem necessárias:

- **Ajuste em Procedimentos de Operação:** Utilização de usinas passíveis de despacho, assim como tecnologias de armazenamento com a finalidade de controle de frequência do sistema, com tempos de partida e rampeamento térmico devidamente ajustados, quando possível. Parte destas plantas deve ser operada sob controles de geração automática, dado que a grande e incerta variabilidade de renováveis dificulta o controle manual.
- **Adequação de procedimentos operacionais da rede (*Grid Codes*)**¹⁴ : Identificação de ativos de geração aptos a atender requisitos elétricos do sistema normalmente relacionados a manutenção de níveis de frequência e tensão, se necessário modificando regras de operação e despacho, assim como requisitos técnicos de interligação junto ao grid (IRENA, 2016). Por exemplo, a contribuição de renováveis para manutenção de níveis operativos do sistema em momentos de baixa tensão (*fault-ride through*) e participação na resposta de frequência. Por outro lado, é importante que pequenas unidades de geração distribuída sejam visíveis ao operador.
- **Mercados de energia:** A criação de mercados próximos à real entrega de energia auxilia o controle do sistema, reduzindo a necessidade de re-despacho e regulação do sistema. Fontes com relevante contribuição para o balanço do sistema podem ser remuneradas não somente pela disponibilidade de energia, mas também em mercados de regulação e mecanismos de longo prazo (IRENA, 2017d). A falta de remuneração *não energética* para certas tecnologias pode diminuir investimentos

¹⁴ Faz-se também necessária a cooperação dos proprietários de renováveis intermitentes em fornecer informações pertinentes de modo a permitir a melhor operação do grid.

futuros ou ocasionar o descomissionamento de plantas em operação que, por sua vez, podem limitar a entrada de novos projetos intermitentes.

- **O efeito na ordem do mérito:** O custo marginal de geração das fontes eólica e solar é baixo, virtualmente zero em virtude da não utilização de combustíveis no processo. Por essa razão, a integração destas fontes tende a reduzir o custo marginal de geração e, portanto preços da energia no mercado *spot*, usualmente atrelado à fonte de maior custo em operação (EWEA, 2010). No longo prazo, entretanto, esta modalidade de mercado pode não ser suficiente para reumuneração dos ativos do sistema em função de preços cada vez mais baixos de energia, suscitando a necessidade de elaboração de novos modelos para remuneração.
- **Interconexão de grandes áreas:** Sistemas interligados aumentam a diversidade da carga de demanda, reduzem a variabilidade agregada de intermitentes e garantem ao operador uma gama de opções para geração e armazenamento de energia, inclusive através do intercâmbio com outros países.

3.3 – Carga líquida do sistema, Geradores Flexíveis e Rede de Transmissão

A eletricidade gerada não pode ser armazenada sem que seja transformada. Por esta razão, oferta e demanda de energia devem estar a todo instante em perfeita sincronia. Este estado é assegurado pelo operador do sistema, que deve considerar restrições técnicas, eventos inesperados, falhas de equipamentos e a variabilidade natural da oferta e demanda (DOLEGA, 2010; HORVÁT, 2007).

Sobretudo em função de custos operacionais próximos a zero (primeiros degraus da curva de ordem do mérito), mas também em função de benefícios socio-ambientais, fontes intermitentes usualmente possuem prioridade de despacho, o que significa que sua geração será aproveitada sempre que possível.

Com o crescimento da geração intermitente, o principal efeito usualmente notado é a necessidade de adicionar ou reduzir carga ao sistema em um pequeno espaço de tempo, dado que a variabilidade destas fontes traz alterações à carga líquida¹⁵ do sistema,

¹⁵ Carga Líquida: Demanda que deve ser suprida por tecnologias convencionais, após a utilização de toda a geração renovável intermitente disponível em dado instante (Diferença entre a carga de demanda e a geração Intermitente)

tornando rampas de carga mais íngremes e reduções de carga de maior magnitude (Figura 4). Em momentos de variações repentinas em curtos espaços de tempo, uma ou mais das seguintes medidas devem ser aplicadas de modo a manter o equilíbrio entre oferta e demanda (IEA, 2011):

- Geradores passíveis de despacho devem aumentar ou reduzir sua potência
- Carga da demanda deve aumentar ou reduzir sua potência
- Geração intermitente deve armazenar energia ou energia armazenada deve ser liberada
- Geração intermitente deve ser exportada ou energia deve ser importada (alta tensão)

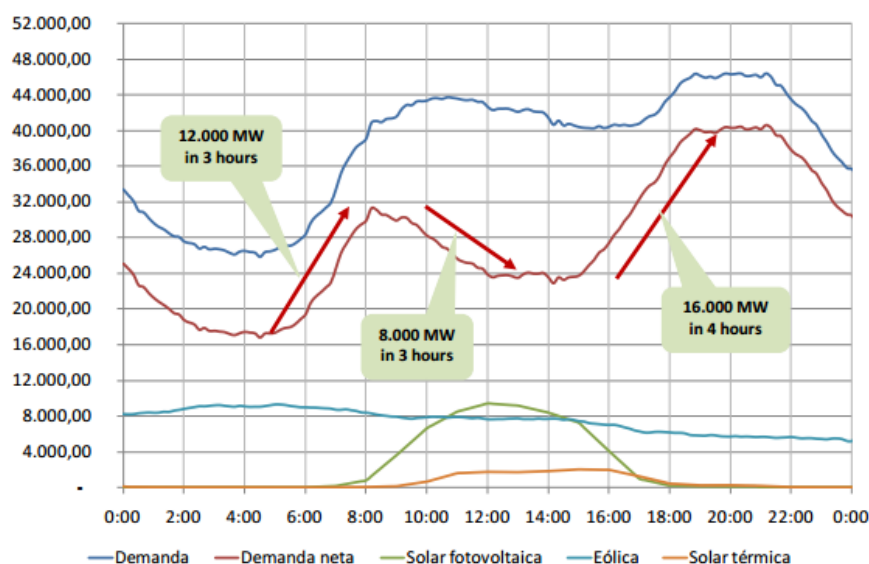


Figura 4 - Impacto da penetração de eólica e fotovoltaica no sistemaEspanhol

Fonte: EURELECTRIC (2014)

A ausência da flexibilidade necessária no sistema pode resultar tanto em excesso como falta de energia. Em alguns destes períodos, a desconexão de renováveis intermitentes devido a uma geração excedente, não balanceada pela redução de potência de outras fontes, pode ser avaliada como uma medida paliativa *natural* e de baixo custo quando realizada em pequena escala (até 3%) (COCHRAN, 2014). Entretanto, esta escolha deve ser cautelosa, pois pode impactar novos investimentos e retornos esperados na tecnologia.

O nível de flexibilidade requerido usualmente é função do nível de penetração de intermitentes, sua complementariedade e o tamanho da rede elétrica. Sistemas

interligados de grande extensão devem se beneficiar com a variabilidade geográfica do recurso primário, o que significa na prática menor quantidade e intensidade de rampeamentos na carga líquida do sistema (HUBER et al. (2014).

3.3.1 – A flexibilidade nas tecnologias de geração

Características técnicas das usinas moldam a modalidade de operação nas quais estas podem ser submetidas. Enquanto térmicas a gás natural ou usinas hidrelétricas têm maior capacidade de resposta aos sinais de regulação primária, nucleares e antigas térmicas a carvão¹⁶ se enquadram melhor à operação de base, para provisão de potência constante durante um grande espaço de tempo.

Os principais parâmetros de tecnologias passíveis de despacho utilizados para definição de sua flexibilidade e, assim, de especial relevância em estudos para a integração de renováveis são: a carga mínima de operação (*minimum stable level*), nível de potência a partir do qual a planta está apta a produzir energia, tempo de partida (*start-up rate* e *start-up times*) para alcance da carga mínima de operação e a rampa na qual a térmica é capaz de acrescentar ou reduzir potência uma vez em operação (*ramp-up* e *ramp-down rates*). O ciclo de operação de uma térmica compreende etapas de partida, aumento/redução potência, operação estável e desligamento (ESMAP, 2015; IRENA, 2017b)..

A flexibilidade do sistema ocorre em três estágios: regulação, acompanhamento da carga e planejamento da operação (*unit commitment*). A **regulação** normalmente ocorre de forma automatizada de modo a balancear a variabilidade de carga na escala de segundos a minutos e é feita através do envio de sinais pelo sistema a um ou mais geradores. Este tipo de variação não é previsto pelo operador e deve ser atendido por plantas on-line sincronizadas (*reserva spinning*). O **acompanhamento de carga** é operado na escala de minutos a horas, sendo provido por unidades previamente agendadas ou por fontes com baixo tempo de partida. Diferentemente da regulação primária, esta operação é submetida a restrições operacionais e de custo e normalmente está relacionada ao aumento de carga

¹⁶ Térmicas a carvão de pequeno porte são mais flexíveis, entretanto são menos eficientes que usinas de grande porte (ESMAP, 2015).

no início da manhã e a redução de demanda no fim do dia. O **planejamento ou cronograma de operação** é feito com dias ou semanas de antecedência (*unit comitment*) e envolve unidades hidrotérmicas agendadas ou sincronizadas para atendimento da carga esperada (MADRIGAL et al., 2013). A operação determina quais unidades devem estar ligadas ou desligadas no período de análise e compreende tecnologias de pouca flexibilidade com alto tempo de partida e rampeamento térmico lento, restringidos por um número máximo de ciclos de operação.

Definem-se como fontes flexíveis as tecnologias com capacidade aumentar/reduzir potência e iniciar sua operação em um pequeno espaço de tempo. Toda geração térmica é despachável, entretanto enquanto uma térmica a gás natural em ciclo aberto (ou ciclo combinado flexível) atinge sua potência mínima de operação rapidamente, outras movidas a carvão ou nucleares necessitam de um maior espaço de tempo (Tabela 2). Tal como térmicas a gás natural, usinas hidrelétricas tem alto controle sobre sua potência.

Tabela 2 – Aspectos técnicos de usinas térmicas convencionais

Tecnologia	Eficiência (%)	Faixa de Trabalho (%)	Rampeamento (%/min)	Partida Frio (min)	Partida Quente (min)	Capex (US\$/kW)	Combustível (US\$/GJ)	O&M (US\$/kWh)	Comissionamento (meses)
Carvão Subcrítico	36-38	30-100	1-8	240-480	60-90	1900-2200	4-5	13-16	40-45
Carvão Supercrítico	40-46	30-100	2-8	240-480	60-90	1900-2200	4-5	13-16	40-45
Carvão Leito Fluidizado	40	30-100	5-7	480-720	120-180	1900-2200	4-5	13-16	40-45
Carvão Leito Fluidizado	42-45	30-100	2-4	900	180	1900-2200	4-5	13-16	40-45
Ciclo Aberto (OCGT)	40-47	45-100	8-20	12-60	1-5	650	6,5	13	12
Ciclo Combinado	45-55	45-100	3-10	120-300	10-120	1000	6,5	13	24
Gaseificação Integrada	43-45	50-100	5	1440	Até 2880		4-5	13-16	40-45
Nuclear	33	45-100	5	2400-2880	-	3900	1,5	13	60

Fonte: Elaboração própria a partir de (BERTSCH et al., [s.d.]; EURELECTRIC, 2011; IEC, 2012; LUND et al., 2015; MADRIGAL; PORTER, 2013; NEA, 2011; PRATSON et al., 2013)

3.3.1.1 – Usinas Hidrelétricas

A tecnologia possui a maior capacidade de modular potência e não apresenta restrições operativas para partida de turbinas. Assim, a fonte é apta para acompanhar a demanda, responder a flutuações em minutos ou mesmo operar na base por longos períodos em plena potência (EURELECTRIC, 2011b; ULBIG et al., 2012). Soma-se a isso a presença de reservatórios que permite a complementaridade intra-diária e sazonal com recursos naturais como sol e vento e no planejamento de semanas, meses ou anos. Por fim, há pequena perda de eficiência quando operada abaixo de vazões ótimas de projeto, sobretudo em turbinas Pelton e Kaplan (Figura 5). Sistemas com grande participação de hidrelétricas encontram-se melhor habilitados à integração de intermitentes a um menor custo.

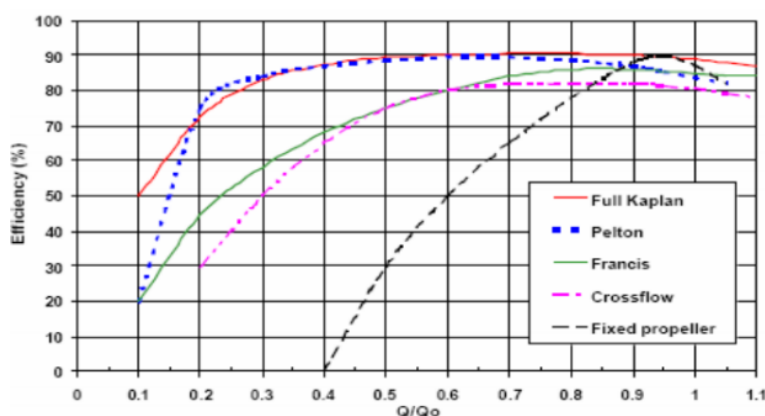


Figura 5 - Eficiência de Turbinas por Tecnologia em Função de Porcentagem da Vazão de Projeto

Fonte: TAIH & AZEEZ (2012)

Usinas reversíveis e com reservatório podem reduzir a frequência de partidas e desligamentos de térmicas convencionais, reduzindo assim custos de manutenção. Além do mais, sistemas reversíveis podem ser aplicados para *armazenamento* de energia proveniente de geradores eólicos, não utilizados no momento de geração (DUQUE et al., 2011; KAPSALI & KALDELLIS, 2010; REHMAN et al., 2015).

Embora hidrelétricas sejam tecnicamente excelentes fontes de flexibilidade (FRANÇOIS et al., 2014; GAUDARD & ROMERIO, 2014; LUND et al., 2015b; SNELL et al., 2014), seu perfil de operação está atrelado ao uso compartilhado do recurso hídrico com serviços não-energéticos que, por sua vez, requerem cautela e planejamento pelo operador do sistema. Além disso, a capacidade de modular potência varia ao longo do ano em função

da disponibilidade sazonal do recurso. Ao longo do período úmido, que geralmente ocorre durante o primeiro semestre no país (ONS, 2016a), o fluxo de água é elevado o que faz com que a água tenha que ser turbinada boa parte do tempo. Este fator reduz a inflexibilidade das usinas, dado que eventos de vertimento devem ser evitados tanto quanto possível. No período seco, a inflexibilidade se deve à menor disponibilidade de água para geração de energia (ULBIG et al., 2012).

3.3.1.2 – Térmicas a Gás Natural

Na ausência de tecnologias de armazenamento ou hidrelétricas, a modulação da oferta pode ser proveniente de térmicas abastecidas por combustível fóssil, sobretudo gás natural (PICKARD & MEINECKE, 2011), dado que nucleares ou as movidas à carvão se encontram mais aptas ao serviço de base do sistema¹⁷. A flexibilidade da fonte lhe confere a possibilidade de operação em diferentes níveis de potência e modalidades de operação, tanto para suprimento da base como em horário de pico. Por essa razão, espera-se que a penetração crescente de fontes intermitentes demande a adição de 21 GW de térmicas a gás natural em ciclo aberto para regulação do sistema até 2050 no Reino Unido (ANANDARAJAH & STRACHAN, 2010).

Térmicas a gás em ciclo combinado apresentam eficiência de até 60%, enquanto antigas térmicas a carvão possuem 30%-36% (MADRIGAL; PORTER, 2013a). Além disso, as diferentes especificidades químicas de ambos os combustíveis conferem à geração a carvão maior emissão de poluentes locais e emissão de gases de efeito estufa por unidade de energia gerada (LAZARUS et al., 2015; ZHANG et al., 2014). A eficiência de turbinas em ciclo aberto é menor, pois parte da energia é perdida através do exausto. Por sua vez, a combinação dos ciclos Rankine e Brayton permite produção adicional de energia, conferindo à esta tecnologia maior aproveitamento do poder calorífico contido no combustível.

As turbinas em ciclo aberto (ciclo Bryton) podem ser divididas em industriais e aeroderivadas. As primeiras são mais simples tecnologicamente e possuem menor

¹⁷ Algumas tecnologias nucleares permitem algum acompanhamento de carga (NEA, 2011a), entretanto em menor escala que usinas térmicas, sobretudo unidades movidas a gás natural. Por sua vez, algumas novas usinas à carvão ou antigas, porém remodeladas para incremento de aspectos da flexibilidade (IEA, 2014c) podem igualmente prover certos níveis de flexibilidade ao sistema.

eficiência; no entanto, podem operar com uma maior variedade de combustíveis. Mais resistentes, estas turbinas são mais adequadas para operação contínua em carga constante com menos intervalos de inspeção e manutenção. As segundas advêm do setor aeronáutico, apresentam maior complexidade e atingem eficiências de até 40%, sendo, entretanto, mais restritivas quanto à utilização de combustível. Turbinas aeroderivadas são mais flexíveis, sobretudo em cargas parciais. O ciclo combinado é a junção dos ciclos aberto (Brayton) e Rankine, este último aproveitando a qualidade térmica do exausto do ciclo aberto. Turbinas industriais são geralmente mais indicadas para uso em plantas em ciclo combinado (EPA, 2015; SCHAEFER et al., 2014).

A potência em carga parcial faz com que a turbina tenha menor eficiência (sobretudo em operação inferior a 50% de sua capacidade nominal) (Figura 6), assim como aumenta custos de manutenção da planta e reduz seu tempo de vida útil. De forma geral, geradores destinados à reserva de operação raramente operam em capacidade plena, mas devem estar preparados para iniciar e incrementar ou reduzir sua potência rapidamente. A eficiência cai desde 9%-12% (em operação à 70% da capacidade) até 20%-25% (50%) ou mais (abaixo deste patamar). Sob esta dinâmica de operação, turbinas a gás podem aumentar em até 20% sua contribuição para o aquecimento global ao gerarem uma mesma unidade de energia (ESMAP, 2015).

O rampeamento térmico da planta é função da tecnologia empregada, assim como de sua capacidade nominal. Enquanto plantas em ciclo aberto são mais flexíveis, plantas em ciclo combinado são mais eficientes, assim mais aptas para operação na base. Em geral plantas em ciclo combinado não são flexíveis em função do seu ciclo de vapor (para proteção de equipamentos e tubulação, seu acionamento é feito lentamente), a não ser quando projetadas para tal, por exemplo através de caldeiras de passe único (*Once-Through Steam Generators-OTSG*) (BUSCHMEIER et al., 2014; EMBERGER; SCHMID; GOBRECHT, 2005; HENKEL; SCHMID; GOBRECHT, 2008; MCMANUS; BAUMGARTNER, 2003). Deve-se notar ainda que boa parte destas turbinas tem capacidade mínima de operação em 40%-50% da capacidade nominal, assim como algumas limitações nas rampas de potência (BASS et al., 2011).

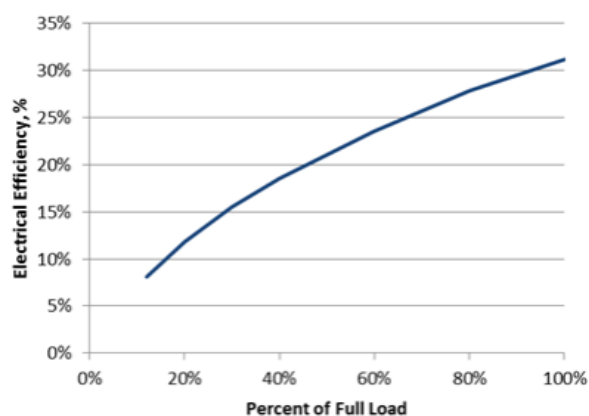


Figura 6 - Eficiência de uma Turbina em Potência Parcial

Fonte: (EPA, 2015)

Em função dos desafios de custo e irreversibilidade de investimento em malhas do transporte de gás natural, quando estas não estão plenamente desenvolvidas, usinas podem operar em modo GTW (*gas-to-wire*) em que a térmica a gás se encontra junto ao poço de produção ou à planta de processamento de gás. Este aspecto traz certo grau de inflexibilidade à operação da planta, assim como contratos de suprimento do combustível do tipo *take-or-pay* ou similar (ESMAP, 2015; EURELECTRIC, 2014; STREET et al., 2008).

3.3.2 - Rede de Transmissão

Cerca de 40% do investimento global no setor elétrico foi destinado ao aprimoramento de redes de transmissão em 2015, o que somada à infraestrutura já existente perfaz 75 milhões de quilômetros de linhas em todo o mundo neste ano (IEA, 2017). No Brasil, existem atualmente aproximadamente 141 mil quilômetros de linhas de transmissão (ONS, 2018b).

Esta infraestrutura permite associar as competências das diferentes tecnologias e perfis dos recursos naturais, o que permite suavizar a variabilidade de intermitentes ao combinar diferentes recursos, assim como contribuir com o balanço entre oferta e demanda ao permitir o acesso de recursos técnicos como flexibilidade e armazenamento para toda a região.

A transmissão de energia desde ativos de geração através de longas distância até centros de carga é feita através de linhas de média e alta tensão, de modo a minimizar perdas neste processo. Após a etapa de transmissão esta energia é levada às regiões metropolitanas e cidades através da rede de distribuição composta por linhas de média e baixa tensão.

O planejamento da rede deve considerar o *trade-off* entre o investimento no *kilômetro marginal* que permite universalizar o acesso de recursos do sistema e o real benefício com o acesso deste pelo sistema. Neste sentido, além da transmissão, o planejador deverá escolher entre alocar ativos de transmissão próximos aos melhores recursos (por exemplo, locais de boa disponibilidade solar) ou aos grandes centros de carga, levando sempre em conta a infraestrutura existente e o potencial para expansão.

Observam-se dois atores geográficos atuando no balanço de sistemas energéticos: o sistema sincronizado como um todo e as subáreas que o compõe. O grid sincronizado tem como característica um estado comum de frequência ao longo de toda sua extensão, onde desequilíbrios originados em ativos do sistema podem desviar a frequência de níveis pré-estabelecidos. As subáreas por sua vez atuam para equilibrar o balanço entre oferta e demanda em suas próprias regiões, como contribuem para o equilíbrio de níveis de frequência de todo o grid sincronizado (HIRTH & ZIEGENHAGEN, 2013).

3.3.2.1 - Corrente Alternada

Um grid sincronizado é uma rede elétrica composta por linhas em corrente alternada que conectam os diferentes ativos da rede. Neste caso, os ativos de geração que compõem a rede encontram-se sincronizados, o que significa que operam sob a mesma tensão e frequência. Assim, desequilíbrios no balanço entre oferta e demanda em uma região são restabelecidos com o auxílio (*inércia*) de todos os ativos de outras regiões que compõe o sistema sincronizado. O grid Continental Europeu é o maior grid sincronizado em funcionamento em termos de capacidade das usinas, com cerca de 1 TW em 2015. Esta é a tecnologia mais empregada ao longo dos últimos 100 anos para transmissão de energia (IEA, 2016b).

Este tipo de rede tem a desvantagem de não possibilitar o direcionamento dos fluxos de energia, dado que estes percorrem o caminho de menor resistência. Entretanto, tecnologias como sistemas flexíveis em corrente alternada ¹⁸ (*FACTS - Flexible Alternating Current Transmission Systems*) permitem aprimorar este controle, tornando o processo mais eficiente ao direcionar a energia para os centros de carga de demanda (IEA, 2014b).

Para a pequena e média distância, linhas em corrente alternada possuem menor custo, quando comparada com linhas em corrente contínua, o que não se mantém para longas distâncias. Além disso, há um limite técnico para o comprimento da linha em corrente alternada, devido a potência reativa ao longo dos cabos (IEA, 2016b).

¹⁸ Na tradução livre

3.3.2.2 - Corrente Contínua

Os custos fixos de uma linha de transmissão em corrente contínua (terminais em cada extremidade da linha) são maiores do que os encontrados para a corrente alternada, entretanto o custo variável com cabeamento (por km) costuma ser menor. Isto significa que quanto maior for a distância entre os nós de início e término do projeto, menor será o custo por comprimento de linha. Segundo estudos, a distância de *break-even* da tecnologia em relação a sua alternativa é 600 km, portanto para distância superior a este valor a tecnologia torna-se a escolha ótima do ponto de vista econômico (Figura 7). Diferentemente de linhas em corrente alternada onde o fluxo de reativos é fator limitante para seu comprimento, não há limite técnico em linhas em corrente contínua para o comprimento de seus cabos (ICF, 2018; IEA, 2016b).

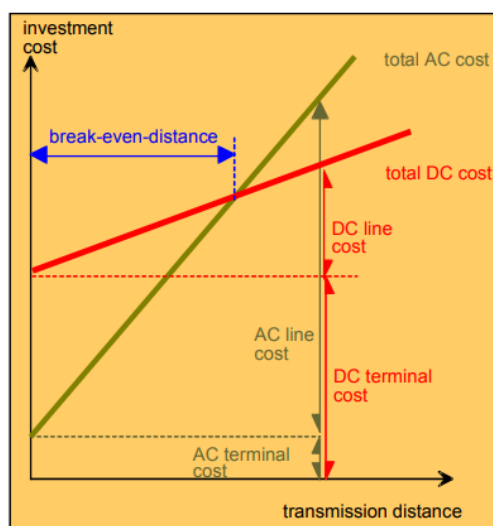


Figura 7 - Distância de break-even para linhas em corrente contínua em relação a corrente alternada

Fonte: SIEMENS (2008)

Considerando eficiência de transmissão de ponta a ponta, as perdas em corrente contínua de alta tensão são tipicamente 30-40% menores do que as encontradas em corrente alternada, com ganhos crescentes à medida que a distância de transmissão é incrementada (ICF, 2018).

Linhas em corrente contínua são assíncronas e, assim, demandam estações de conversão nos dois polos da linha. Por essa razão, as extremidades da linha não compartilham do

mesmo momento inercial e não contribuem à estabilidade e resiliência do sistema do outro lado da linha. Por outro lado, esta característica facilita o controle do fluxo de potência, o que reduz eventos de *loop-flows*¹⁹ tal como observados na Europa, muitos dos quais com origem no congestionamento do grid alemão (RUSSEL& SCHLANDT, 2015).

Dado que redes de transmissão em corrente alternada são sincronizadas e operam sob os mesmos valores de frequência e tensão, estas podem ser conectadas a outras linhas ou redes somente se todas as partes a serem conectadas estiverem igualmente sincronizadas. Por outro lado, linhas em corrente contínua não se sincronizam com outros ativos do sistema e, portanto, podem se conectar a qualquer rede, independentemente de valores de frequência e tensão. Assim, a tecnologia é utilizada para conectar redes não sincronizadas entre si, inclusive com diferentes frequências, caso do sistema japonês, onde parte da rede opera em 50 Hz e parte em 60 Hz (SHINKAWA, 2018).

O crescimento de renováveis intermitentes requer maior flexibilidade também ao transmitir energia. Não sendo sincronizada, a linha em corrente contínua permite mover um bloco da energia de uma região especificamente para outro local do sistema, o que pode ser especialmente útil para a transmissão de energia renovável para centros de consumo (SKÅNLUND et al., 2013). Neste contexto, as chamadas linhas flexíveis em corrente contínua de alta tensão possuem um disposto denominado conversor de tensão (VSC – voltage source converter), capaz de converter corrente contínua em corrente alternada com maior facilidade e flexibilidade (ICF, 2018).

À época de sua instalação, a linha de transmissão em corrente contínua que conecta os recursos hídricos do rio Madeira à região metropolitana de São Paulo era a mais longa do mundo com 2 385 km de extensão (GE, 2014; GUPTA, 2014).

¹⁹ Loop-flows: A corrente elétrica percorre o percurso de menor resistência entre dois pontos. Em função de pontos de congestionamento ao longo da linha, este fluxo desviará através de outros trechos da rede e pode terminar em lugares inesperados ou até mesmo na rede de países vizinhos, impondo riscos a estes sistemas.

4 – Metodologia

O presente trabalho tem como objetivo avaliar a relevância de se considerar ativos de transmissão em detalhes, para a representação da expansão e operação do sistema brasileiro. Para este fim, o modelo de longo prazo TIMES foi utilizado para abordagem do primeiro caso, enquanto o modelo de operação PLEXOS foi aplicado para o segundo.

Os próximos capítulos apresentam a estrutura utilizada neste trabalho, desde a apresentação dos modelos utilizados até a representação dos ativos que compõem o sistema, como usinas geradoras, carga de demanda, sistema de transmissão, dentre outros parâmetros.

4.1 – O modelo TIMES (The Integrated MARKAL-EFOM System)

O TIMES é um modelo de otimização em programação linear elaborado pelo *Energy Technology Systems Analysis Program (ETSAP)* da Agência Internacional de Energia (IEA) (LOULOU et al., 2005, LOULOU et al. 1, 2016), que permite a modelagem detalhada da oferta energética de uma região. Dada a flexibilidade de sua estrutura, o modelo é aplicado com inúmeros recortes temporais e abrangência geográfica, para análise de sistemas em âmbito local (HOWELLS et al., 2005), regional (JIA et al., 2011; SIMOES et al., 2015; SIMÕES et al., 2008) ou global (FØYN et al., 2011; SYRI et al., 2008).

O modelo é geralmente utilizado em análises de médio e longo prazo, embora a ferramenta também seja capaz de avaliar algumas dinâmicas do curto prazo. O objetivo do analista com aplicação da ferramenta é representar a evolução do sistema energético de um dado país ou região pelos próximos 20-50 ou 100 anos. A ferramenta proporciona a avaliação de políticas (FAIS et al., 2014), cenários de expansão (KANNAN & TURTON, 2012), elasticidades de demanda (ANANDARAJAH & STRACHAN, 2010), análises de mercado (REMME et al., 2008), dentre outros aspectos.

Para tal, algoritmos de otimização são aplicados para a expansão ótima que minimiza os custos totais do sistema em valor presente, considerando custos de investimento para a implementação de novas usinas, custos de operação, entre outros. A ferramenta considera todas as etapas de transformação da cadeia energética, desde o suprimento de recursos

primários até o uso final de energia, limitados por restrições físicas, tecnológicas e políticas. Com base na estrutura energética previamente inserida para o ano base, o *mix* energético ótimo é determinado a partir das tecnologias disponíveis para a produção de eletricidade, calor e combustível. Dado que este tipo de exercício costuma considerar outros setores de energia como extração e refino de recursos naturais energéticos, o modelo calcula de modo endógeno o preço de combustíveis, materiais e outras commodities levando em conta a oferta e procura por estes recursos, tendo como resultado a troca ótima de commodities energética entre estas divisões (Figura 8).

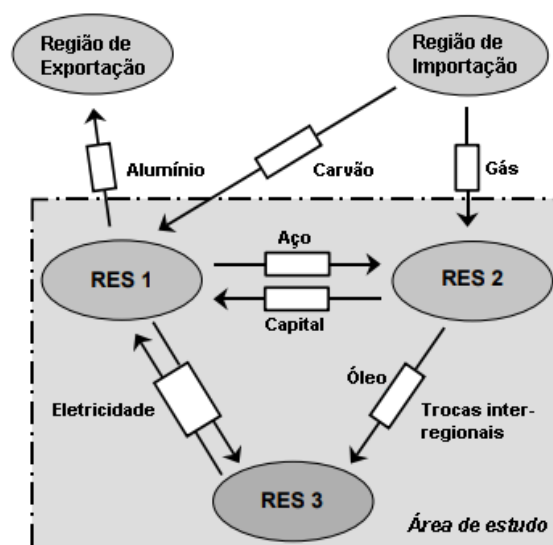


Figura 8 - Intercâmbio de commodities entre regiões em um modelo TIMES

Fonte: MÄKELÄ (2000) - traduzido

Os principais resultados obtidos com sua aplicação são a capacidade instalada por tecnologia de geração, energia primária, energia final consumida, custo nivelado de geração e custos totais, que podem estar atrelados a taxas de aprendizado tecnológico. No que concerne o sistema elétrico, não somente o fornecimento da energia é certificado, mas também a segurança energética (adequação) do sistema através da noção de créditos de capacidade para atendimento da potência de pico do sistema.

Por fim, deve-se notar que o TIMES é um modelo de equilíbrio parcial e, portanto, possui limitações quanto a modelagem de interações econômicas exógenas ao setor energético. A ferramenta também não é capaz de detectar variáveis comportamentais alheias à esfera econômica e assume um mercado perfeito.

A ferramenta TIMES-Brasil foi elaborada para o presente estudo em plataforma TIMES com o objetivo de estudar o papel dos gargalos de transmissão na implementação custo-efetiva de longo prazo do sistema brasileiro até 2050. O trabalho foi feito tendo como base o modelo TIMBRA (OLIVEIRA., 2016), especificamente para setores não-elétricos, tais como extração de recursos, indústria e transportes. Para avaliação do papel de infraestrutura de rede para o caso brasileiro, o modelo TIMES-Brasil apresenta o sistema interligado nacional (SIN) através de 29 regiões, onde cada região apresenta valores distintos de demanda e disponibilidade de recursos naturais, assim como da existência de ativos de geração.

4.2.1 – Estrutura do modelo TIMES-Brasil

O TIMES-Brasil abrange os seguintes processos energéticos: oferta de energia primária (produção, importação e exportação); transformação (refinaria de petróleo e geração de eletricidade); transmissão, distribuição de energia elétrica; e consumo final nos setores industrial, de transportes, residencial e de edificações. O modelo foi especificamente desenvolvido para a análise da geração, transmissão e oferta de eletricidade, porém, considera também outras commodities energéticas (*energy carriers*) tais como: biomassa, gás natural, GNL, diesel, gasolina, etc.

A cobertura espacial do TIMES-Brasil abrange todo o sistema energético brasileiro, dividido em 29 regiões e quatro intercâmbios internacionais, como descrito na Figura 9. As regiões correspondem aos diferentes nós que compõem o sistema de transmissão e podem ser agregadas nas cinco macrorregiões : Norte (N); Nordeste (NE); Centro-Oeste (CO); Sudeste (SE); Sul (S), que por sua vez foram divididas nas sub-regiões: Norte (N 1-6), Nordeste (NE 1-6), Centro-Oeste (CO 1-5), Sudeste (SE 1-6) e Sul (S1-6). Assim, neste trabalho, o termo “regiões” é utilizado para cada uma das 29 regiões (ou nós) e o termo “macrorregiões” refere-se às cinco regiões agregadas. Cada região (ou nó) está associada à uma demanda regional de eletricidade como detalhado a seguir, e a tecnologias de geração de eletricidade.

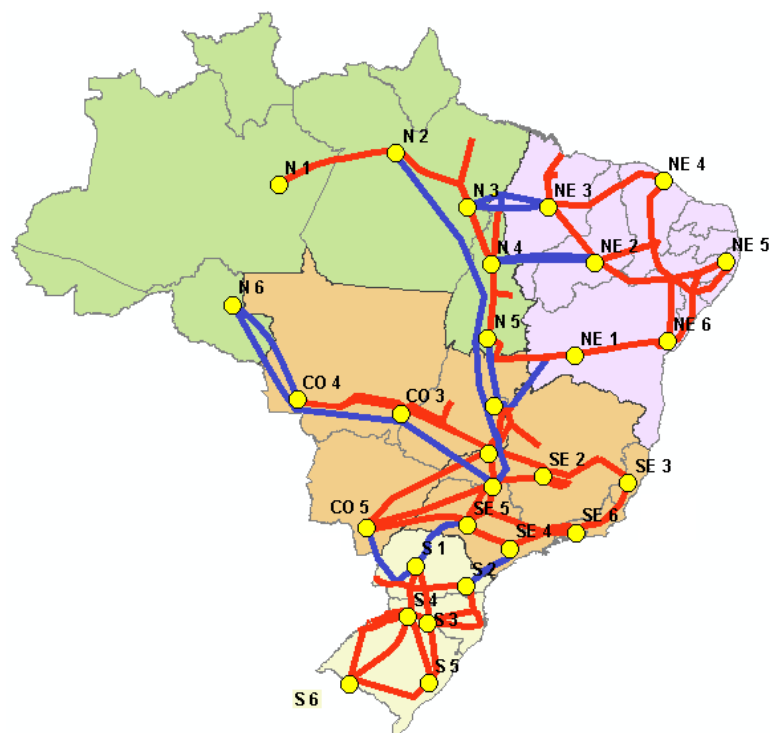


Figura 9 - Visão geral da cobertura espacial do modelo TIMES_Brasil e sua divisão em 5 macrorregiões e 29 regiões²⁰.

Fonte: Elaboração própria

Além das 29 regiões supracitadas, há duas regiões *fictícias*, a primeira para reprodução da oferta e transformação de recursos primários (SUP); a segunda contendo processos relacionados a demanda não-elétrica dos setores de transporte, indústria, comércio e residência (DEM). Optou-se por esta abordagem uma vez que estes processos não foram detalhados regionalmente. A região SUP engloba produção, transporte e tratamento de biomassa; produção de biogás; extração primária de recursos como óleo cru e gás natural; produção de derivados; produção de combustíveis avançados. Além disso, a região inclui a exportação e importação de todas as commodities energéticas ao longo dessa cadeia. Por exemplo, extração e importação de carvão ocorrem na região SUP, assim como a extração e refino de petróleo para produção de derivados. As *commodities energéticas* produzidas (carvão, gás natural, óleo combustível e outros) podem então ser enviadas tanto para uma das 29 *regiões-elétricas* para geração de eletricidade, assim como para a

²⁰ Todas as linhas de transmissão são consideradas no cenário ID (vermelhas e azuis), mas somente as linhas azuis são consideradas no cenário IS. O cenário IL não considera nenhuma linha de transmissão, isto é, não há restrições de transmissão neste cenário. No mapa, a área em verde corresponde à região Norte (N), lilás à região nordeste (NE), em marrom as regiões Centro-Oeste (CO) e Sudeste (SE) e amarelo à região Sul (S). Trocas de energia com a Argentina, Paraguai (UHE Itaipu), Uruguai e Venezuela também são consideradas.

região DEM. Esta, por sua vez, engloba os seguintes setores de uso final de energia: transportes, indústria, residencial e serviços. Com exceção de eletricidade, todas as commodities energéticas consumidas em DEM são importadas da região SUP a custo zero, isto é, custos de transação não são considerados. A eletricidade é proveniente de uma das 29 regiões e consumida pelos setores de uso final também em DEM.

Em relação à abrangência temporal, o modelo cobre o período de 2010 até 2050 e cada ano é dividido em 192 intervalos de tempo, compreendendo 24 horas de um dia de semana, assim como fim de semana, para cada uma das quatro estações do ano. Como descrito na seção 2.1.1, a divisão do ano auxília o estudo de padrões sazonais, tais como regime hidrológico, assim como a divisão do dia em diferentes intervalos de tempo ao longo do dia melhor representa variações da demanda de carga e disponibilidade dos recursos solar e eólico. Por exemplo, nos dias de verão no Brasil há um maior consumo de eletricidade devido ao uso de ar condicionado, mas ao mesmo tempo, há também um menor consumo de energia para aquecimento de água. A divisão semanal entre dias de semana e fins de semana permite a representação das diferenças na curva de carga, uma vez que nos fins de semana a carga tende a ser mais estável e de menor magnitude que em dias de semana.

Por ser um modelo de equilíbrio parcial, no TIMES-Brasil não são representadas as interações econômicas fora do setor energético, nem são consideradas as elasticidades-preço da demanda por serviços energéticos. Os dados de saída mais relevantes após a aplicação do modelo são a composição tecnológica da oferta de energia para cada região e período (p.ex.: estoque anual e atividade) e os fluxos de energia e matéria entre os diferentes setores e processos. Para tal, o modelo trabalha com custos anuais de operação e manutenção, de investimento e preços de commodities energéticas.

4.2.2 – Dados de Entrada e potencial de recursos primários

Com objetivo de representar sobretudo o setor elétrico brasileiro, o modelo foi elaborado a partir de uma base de dados detalhada, onde os principais inputs (entradas) exógenos: (1) demanda final de energia; (2) características das tecnologias existentes e futuras, tais como eficiência, estoque, disponibilidade, custos de investimento, operação e manutenção, e taxa de desconto; (3) valor presente e futuro de fontes primárias de energia e seus potenciais; e (4) restrições políticas e hipóteses consideradas.

4.2.2.1 - Demanda de Energia

As projeções de demanda de energia final para o Brasil são diferenciadas para os seguintes setores econômicos, mas não há discriminação quanto às diferentes tecnologias de uso final para provimento de um mesmo serviço energético (por exemplo, iluminação, refrigeração, etc.). Estima-se que entre 2010 e 2050, o uso final de energia crescerá 436% para agricultura, 260% para indústria, 230% para transporte de passageiros, 115% para edificações residenciais e comerciais e 348% para transporte de carga no país (EPE, 2016a). Em relação à eletricidade o crescimento no período foi estimado em 352%, aplicado proporcionalmente para cada uma das 29 regiões²¹.

A demanda por eletricidade segue o perfil de carga observado no país em 2013 (Figura 10) e, portanto, o modelo não é capaz de captar mudanças no perfil de consumo. Este perfil representa apenas a demanda de energia final, o que significa que tecnologias de conversão para energia útil não foram consideradas em boa parte dos casos. A exceção são setores onde a eletricidade compete com outras commodities energéticas para atendimento de um mesmo serviço final, como o setor de transportes e indústria.

As demandas finais para os demais setores (o que inclui a procura por outras *commodities* energéticas, assim como casos específicos para a demanda elétrica – energia final) foram consideradas de acordo com OLIVEIRA. (2016), agregadas para cada região e alocadas em DEM. Estas incluem, por exemplo, a procura por combustíveis fósseis e biocombustíveis, assim como eletricidade e hidrogênio no setor de transportes, dividido em transporte de passageiros e de cargas. Tecnologias que utilizam diferentes insumos energéticos (processo de conversão de energia final em energia útil) podem ser utilizados com este fim, tais como veículos leves movidos a motores de combustão interna, elétricos, híbridos e movidos a pilhas combustível no caso do modal rodoviário. O mesmo ocorre nos modais aéreo, ferroviário e marítimo. Assim, há competição entre diferentes vetores energéticos para atendimento de uma mesma demanda de passageiros-km e toneladas-km para o transporte de passageiros e cargas, respectivamente. A demanda em processos industriais pode também ser atendida por diferentes processos, alguns dos quais com o

²¹ Deve-se mencionar que o crescimento da economia considerado no estudo da Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2016a) era de 2,5-3,5% a.a. no período 2015-2020. Entretanto, houve contração de 1,5% no período 2015-2018, o que implica em menor demanda de energia no período.

consumo de energia elétrica. Onze subcategorias industriais foram consideradas²², tal como apresentado no estudo supracitado.

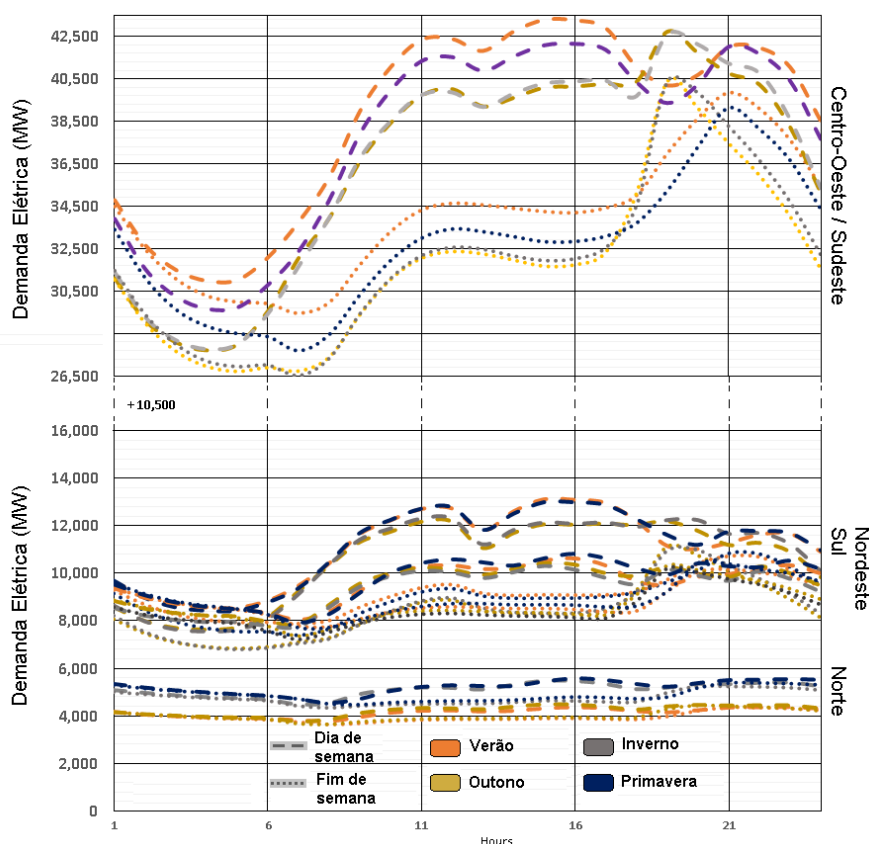


Figura 10 - Curvas de carga média do Operador Nacional do Sistema para quatro macro-regiões brasileiras em 2013

Fonte: Elaboração própria²³

As curvas de carga por macro-região foram em seguida desagregadas para cada uma das 29 regiões, com auxílio de um sistema de informação geográfica e ponderadas pela população e número de domicílios (IBGE, 2016). De acordo com (EPE, 2016b), em torno de 50% da demanda elétrica em 2015 ocorreu na macrorregião sudeste (SE), onde estão localizadas grandes cidades como Rio de Janeiro e São Paulo. No mesmo ano, as regiões nordeste (NE) e sul (S) consumiram cada cerca de 18 % da carga elétrica brasileira, fornecendo energia para os municípios de Salvador, Fortaleza e Curitiba. Por fim, as regiões norte (N) e centro-oeste (CO) foram responsáveis cada por 7% da demanda elétrica, em cidades como Manaus, Belém e Brasília.

²² Setores da Indústria considerados: mineração, cimento, cerâmica, papel e celulose, siderurgia, ferro e níquel, ligas metálicas, química, alimentos e bebidas, têxtil e outras.

²³ Elaboração própria a partir de contato direto com o Operador Nacional do Sistema (NOS)

4.2.2.2 - Tecnologias de Geração de Eletricidade

Dado o escopo dessa análise, cujo foco é no sistema elétrico, a maioria dos processos do modelo TIMES-Brasil representa tecnologias de geração de eletricidade, modeladas ou como plantas individuais ou como um grupo de plantas de mesma tecnologia e que fazem parte de uma mesma região (das 29 possíveis).

Foram consideradas vinte e três tecnologias de geração de eletricidade a partir de valores para custos, fator de disponibilidade e eficiência, descritos no Anexo A deste trabalho e apresentadas a seguir:

- **Hidroelétricas** (desagregadas pequenas, médias ou grandes plantas)
- **Termoelétricas a gás natural** (ciclo aberto, ciclo combinado com e sem CCS - captura e estoque de carbono)
- **Termoelétricas à carvão** (desagregadas de acordo com a utilização de carvão nacional ou importado, uma vez que isso afeta a eficiência da planta. Além disso, foi considerada a possibilidade de plantas do tipo IGCC-*integrated gasification combined cycle*)
- **Termonuclear** (Pressurized water reactors – PWR)
- **Biomassa** (bagaço de cana, resíduos de madeira, elephant grass e resíduos sólidos municipais (ciclo rankine). Além disso, foi considerada a possibilidade de plantas do tipo IGCC-*integrated gasification combined cycle*)
- **Solar fotovoltaica** (geração distribuída e geração centralizada)
- **Heliotérmica** (sem e com tecnologia armazenamento assim como a possibilidade de cogeração com biomassa)
- **Eólica** (onshore e offshore)
- **Marés**

As plantas de geração consideradas no TIMES-Brasil foram modeladas para o ano base e em detalhe para cada uma das 29 regiões. As plantas instaladas e em operação até 2017 foram incluídas, e o modelo foi calibrado para refletir a operação do sistema até então. Além disso, consideraram-se usinas já contratadas e com previsão para entrada em operação até 2020 (ANEEL, 2016), assumindo, assim, que não haverá atraso no cronograma de instalação. A expansão do sistema até 2050 foi considerada com base no processo atual de leilões, onde uma vez contratada uma usina pode levar 1 (A-1), 3 (A-3)

ou 5 (A-5) anos para entrar em operação de acordo com a tecnologia empregada. O tempo de vida útil foi considerado com base no ano de implementação.

Em 2010, a capacidade hidroelétrica no país era de 81,4 GW, correspondendo a 76% de um total de 106,9GW. Este valor aumentou para 102 GW em 2018, correspondendo a 66% de um total de 155 GW, de acordo com os resultados (calibração) do modelo. Tecnologias com maior crescimento no período foram: eólica, biomassa e solar, apesar da última apenas com uma pequena parcela (Figura 11). De acordo com o Operador Nacional do Sistema, a capacidade instalada no começo de 2018 era de 156,3 GW (ONS, 2018a), o que representa um desvio de 1% entre a calibragem do modelo e a capacidade instalada atual. A futura expansão do setor elétrico depois de 2018-2020 é otimizada pelo modelo.

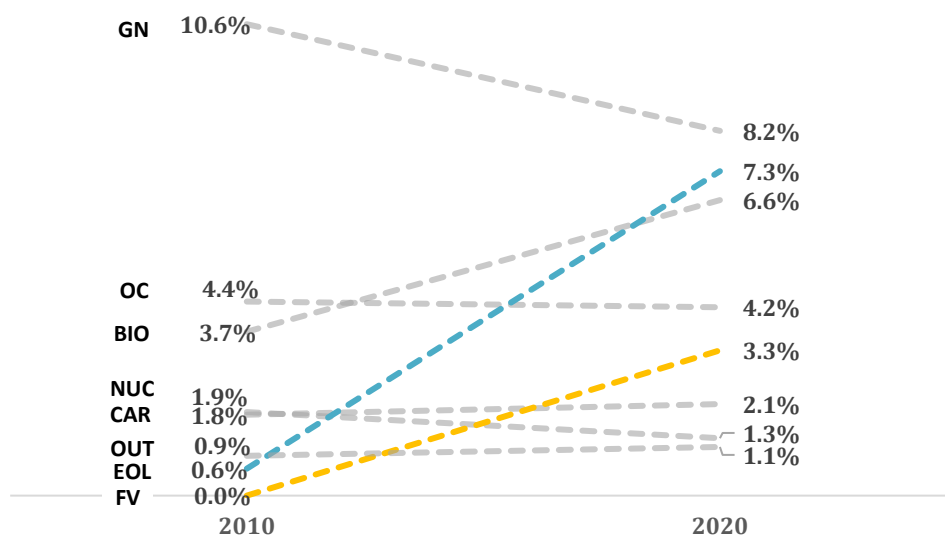


Figura 11 – Evolução esperada da participação (%) no portfólio brasileiro²⁴ para o período 2010-20
 Fonte: Elaboração própria

²⁴ Gás natural (NG), eólica (EOL), biomassa (BIO), óleo combustível (OC), solar fotovoltaica, carvão (CAR), nuclear (NUC) e outras (OUT). Porcentagens no gráfico não somam 100%, pois participação de hidrelétricas não é exibida na figura, o que representa 75,1% (2010) e 65,9% (2020) do total.

4.2.2.3 - Potenciais de energia primária e a alocação de usinas

O TIMES-Brasil considera o uso atual de fontes primárias assim como o potencial de expansão para cada região. Além de importações de energia, o modelo considera também a extração primária de recursos e a transformação em vetores energéticos (*energy carriers*) no país. Os preços dessas commodities são endógenos e dependem de características específicas do país quanto à extração, unidades de refino e conversão.

Os limites superiores para a **extração de óleo e gás** no Brasil foram baseados em um modelo multi-Hubbert (SARAIVA et al., 2014) e os preços de extração com base em um preço de robustez de US\$50/barril de petróleo Brent como em (OLIVEIRA, 2016). Definiu-se um uso **máximo de gás natural** para eletricidade em todo o país baseado no relatório para demanda de energia no país de EPE (2016a, 2016c), que considera a manutenção das importações de gás da Bolívia e da capacidade de importação de gás natural liquefeito (GNL). Além disso, foi definido um limite superior para o uso de gás para eletricidade da bacia de Urucu, localizada na região norte do Brasil (PETROBRAS, 2009, 2011). A oferta dessa commodity se dá apenas em partes da região norte, uma vez que não está conectada à rede nacional de transporte e distribuição de gás. Não há limites específicos para cada nó contido dentro destas regiões, apenas o limite nacional mencionado²⁵. Fontes de gás não convencionais não foram consideradas.

O **suprimento de carvão** pode ser nacional ou importado. Os recursos nacionais vêm da macrorregião Sul e são em sua maioria de baixa qualidade com alto teor de enxofre e cinzas. Por isso, a maioria das termoeletricas à carvão na região estão localizadas perto das minas de extração. A expansão nacional das usinas a carvão foi baseada no potencial do recurso, e modelada por região como mostra a Tabela 3.

Tabela 3 - Recursos do carvão nacional, potencial de expansão e geração de energia

UF	Recursos (10 ⁶ t)	Recuperável (10 ⁶ t) / Energia (TWh) α, β	Capacidade (MW) γ, δ	Nó do Modelo
Paraná	91	18	87	S1
Sta. Catarina	1.659	332	1.578	S2

²⁵ Plantas localizadas no Maranhão (Nó NE3) também são parte de um sistema isolado, mas por simplificação foram consideradas como conectadas à rede nacional.

UF	Recursos (10 ⁶ t)	Recuperável (10 ⁶ t) / Energia (TWh) α, β	Capacidade (MW) γ, δ	Nó do Modelo
Sta. Catarina	1.656	331	1.575	S3
Rio Gde. Sul	29.371	5.874	27.940	S4
Total	32.777	6.555	31.181	

α URR: 28% (reservas provadas), fator de recuperação médio na jazida: 70%

β Consumo médio da planta: 1000 kg/MWh

γ Fator de capacidade médio: 60%

δ Tempo de vida útil: 40 anos

Fonte: Elaboração própria com base em (EPE, 2007, 2016c)

O uso do carvão importado para geração de eletricidade começou apenas em 2012 com a implantação de algumas usinas no Nordeste. Trata-se de um carvão de alta qualidade importado majoritariamente da Colômbia (HOFFMANN, 2013). Assim, considerando um limite de importação anual máximo de 25 milhões de toneladas do país (IBRAM, 2012) e o consumo atual de carvão observado nas plantas da região (EPE, 2016c), foi estipulado um limite de capacidade de 22.500 MW para novas plantas. A alocação de novos projetos desta natureza é permitida apenas próximos à portos da região norte e nordeste do país.

A produção de **bioenergia** foi modelada considerando diferentes produtos e resíduos agrícolas e florestais, a fração biodegradável dos resíduos sólidos municipais (RSM), biogás proveniente da agricultura e gás de aterro sanitário. O limite superior de geração de eletricidade através da biomassa de cana de açúcar e de outras culturas tais como soja e milho foram baseadas em EPE (2016b), sendo a expansão quantificada de forma endógena pelo modelo. Novas plantas à biomassa podem ser instaladas em quaisquer regiões que já possuem plantas deste tipo no período entre 2010 e 2015. Outros biocombustíveis como etanol de primeira e segunda geração a partir de cana de açúcar, e biodiesel a partir de sementes oleaginosas foram modelados de acordo com (OLIVEIRA., 2016). Todas estas commodities podem ser utilizados para atender as demandas de edificações, indústria, transporte e geração de eletricidade. As importações de biocombustíveis não foram consideradas.

O potencial de expansão no TIMES-Brasil para as fontes eólica, solar, hidrelétrica e ondas é apresentado na Tabela 4. Localizações geográficas para novas plantas hidrelétricas, solar e eólicas foram baseadas em projetos que já possuem a documentação necessária para participar dos leilões nacionais ou uma licença para construção em 2015, segundo a

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2016). O relatório possui a capacidade instalada pretendida de cada empreendimento, o que funciona como uma boa *proxy* para a capacidade de poderia ser alocada em cada nó específico. O potencial hidroelétrico também foi normalizado pelo potencial total para as doze macro-bacias hidrográficas brasileiras, como em (EPE, 2016d). Deve-se mencionar que restrições ambientais não foram consideradas para o desenvolvimento hidrelétrico, o que poderia vir a limitar a expansão do sistema através desta fonte dado que relevante parte do potencial remanescente se encontra em área de grande sensibilidade social e ambiental na região norte do país.

Tabela 4 – Potencial de expansão considerado para hidro, eólica, solar e marés para o período de 2020-2050

Região/Cap (MW)	Eólica	Hidro	FV GC	FV GD	Ondas	HelioT. CA	HelioT. SA	HelioT. BIO
CO1	-	576	260	703	-	3.327	1.945	-
CO2	-	810	1.102	599	-	-	-	-
CO3	-	2.794	80	50	-	4.734	2.998	-
CO4	-	2.191	-	71	-	55	-	-
CO5	-	221	41	90	-	10.329	7.639	-
N1	-	11.377	-	235	-	-	-	-
N2	-	7.654	-	113	1.511	-	-	-
N3	-	3.303	-	353	-	-	-	-
N4	-	1.414	1.055	59	-	44	11	-
N5	-	2.320	252	98	-	462	294	-
N6	-	16.370	-	155	-	-	-	-
NE1	7.219	3.000	8.041	104	-	11.318	9.362	1.940
NE2	10.667	600	3.114	111	-	1.969	1.249	1.320
NE3	980	409	240	378	835	-	-	110
NE4	7.918	-	3.855	325	934	-	-	-
NE5	13.345	-	4.626	690	1.438	1.810	1.505	420
NE6	5.010	75	690	686	1.657	-	-	-
S1	-	9.058	-	391	-	-	-	-
S2	2.043	-	-	1.049	151	-	-	-
S3	325	1.413	-	199	1.090	-	-	-
S4	395	1	-	166	-	18	-	-
S5	3.644	1.200	-	543	1.280	-	-	-
S6	2.872	1	-	75	-	-	-	-
SE1	1	36	210	1.250	-	-	-	-
SE2	836	1.028	896	725	-	-	-	-
SE3	-	5.498	-	325	594	-	-	-
SE4	-	-	145	3.885	960	-	-	-
SE5	-	16	2.874	669	-	608	214	-
SE6	-	125	-	1.469	980	-	-	-
TOTAL	55.255	71.490	27.481	15.566	11.430	34.674	25.217	3.790

Fonte: Elaboração própria com base em (BURGI, 2013; COPPE, 2013; DUTRA & SZKLO, 2008; MIRANDA et al., 2015; SCHAEFER et al., 2012; SORIA et al., 2015)

Com base apenas nos empreendimentos registrados, o potencial solar fotovoltaico centralizado (FV-CG) considerado neste trabalho pode ser visto como conservador. De acordo com SCHAEFER et al. (2012), a partir da disponibilidade de terra, a distância para as linhas de transmissão de alta tensão entre restrições, o potencial FV-CG no Brasil é de 360 GWp. Em relação as plantas de geração solar distribuídas (FV-DG), considerou-se o potencial de geração dos domicílios de alta renda no setor residencial a partir de MIRANDA, (2013); MIRANDA et al. (2015). Essa abordagem é também conservadora, uma vez que pessoas em outros grupos de renda também poderiam gerar a própria energia. Considerando a renda por domicílio, disponibilidade de telhados, custos de capital e condições de financiamento, este mesmo estudo indicam uma capacidade potencial de 40GW para o setor residencial brasileiro.

Por sua vez, o potencial eólico bruto é de 7,3 TW, dos quais, segundo DUTRA & SZKLO (2008), em torno de 10% seriam tecnicamente adequados para geração. A capacidade potencial de usinas heliotérmicas e das ondas foi também definida a partir de 10% do potencial técnico destas fontes. Heliotérmicas com e sem armazenamento (respectivamente HelioT. SA e HelioT. CA) foram determinados para três tecnologias diferentes, baseado em (BURGI, 2013). Considerou-se ainda a possibilidade de hibridização da tecnologia com biomassa (HelioT. BIO) a partir de (SORIA et al., 2015) o que inclui 4 das regiões representadas. Finalmente, os potenciais de energia das ondas foi definidos para 11 regiões costeiras com base em (COPPE, 2013).

Variabilidade considerada de RES para a geração de eletricidade

Foram considerados fatores de disponibilidade distintos para hidrelétricas, biomassa, eólica e solar, cada uma alocada nos diferentes recortes ou intervalos de tempo modelados. A disponibilidade de recursos para hidro e biomassa foi calculada em uma base mensal e depois ajustada sazonalmente. Empreendimentos eólicos e fotovoltaicos foram representados em base horária e depois ajustados para os 96 intervalos de tempo, o que resulta em um perfil de 24 horas para cada estação do ano. Usinas heliotérmicas e de ondas foram através de um único fator anual de disponibilidade. Sobre a disponibilidade hídrica, cada nó foi representado por usinas representativas a partir de seus respectivos perfis hidrológicos. Assim, todos os projetos hidroelétricos contidos em um mesmo nó possuem o mesmo fator de disponibilidade. Sendo assim, 28 fatores de

disponibilidade para representação do recurso hídrico foram inseridos no modelo, uma vez que a região NE4 não possui plantas existente ou potencial futuro para a tecnologia.

Os fatores de disponibilidade de biomassa de bagaço de cana de açúcar dependem da quantidade disponível deste combustível e, portanto, seguem os dois principais períodos de safra no Brasil. O primeiro se dá na região Nordeste entre setembro e maio (Figura 12), enquanto o segundo ocorre na região Sudeste entre abril e janeiro. Todas as outras culturas foram modeladas utilizando apenas um valor anual.

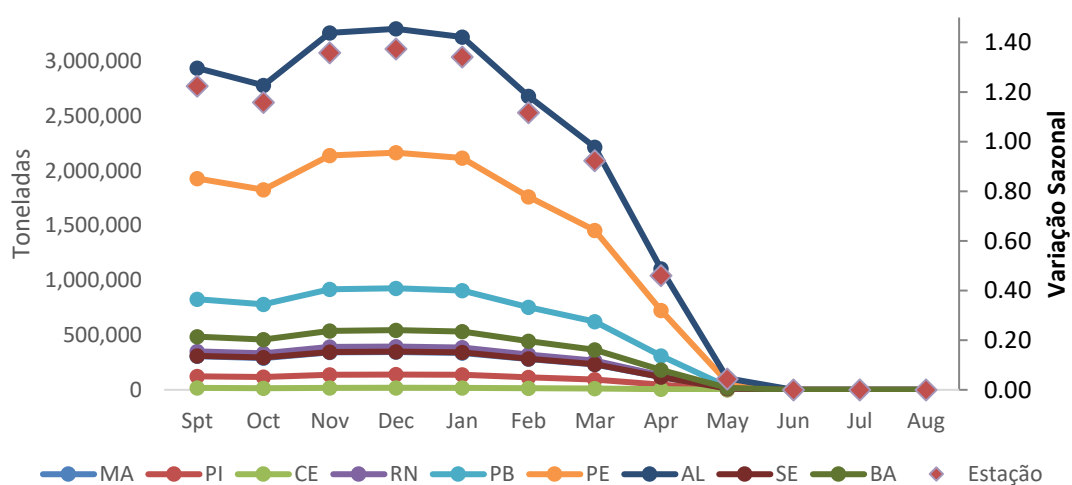


Figura 12 - Produção e variabilidade sazonal da cana de açúcar - região Nordeste para o ano de 2015

Fonte: MAPA (2015a)

A disponibilidade eólica e solar tem base no perfil horário de ambos os recursos em RORIZ, (2012); SCHELLER et al. (2016), elaborados a partir dos dados do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) para o período entre 2000 e 2010. A geração solar fotovoltaica foi quantificada a partir do modelo de simulação *System Advisor Model (SAM)*, considerando 40 pontos de incidência solar em todo o país. A geração eólica por sua vez foi calculada para 24 regiões, a fim de cobrir os pontos de maior qualidade do recurso no país. O fator de disponibilidade solar / eólico para cada um dos 96 intervalos de tempo é então calculado a partir da média do potencial horário de geração. A partir destes dados, cada novo projeto a ser instalado tem a disponibilidade de geração do ponto mais próximo, definido a partir de um sistema de informação geográfica.

O potencial de geração hidrelétrica foi quantificado com base nas vazões históricas do período entre 1931- 2015 (ONS, 2016a) (Figura 13) em combinação com a equação de

produção hidráulica de cada uma das 28 usinas representativas. Além de considerar o volume (hm³) e vazão (m³/s), o gráfico-colina de potência leva em conta a eficiência da turbina e gerador para cada planta específica (CICOGNA. et al., 2009). Assim, o fator de disponibilidade de uma planta é o valor de potência máxima de saída da equação de produção hidráulica, dados os fluxos médios e o menor valor de volume disponível para a configuração na usina específica.

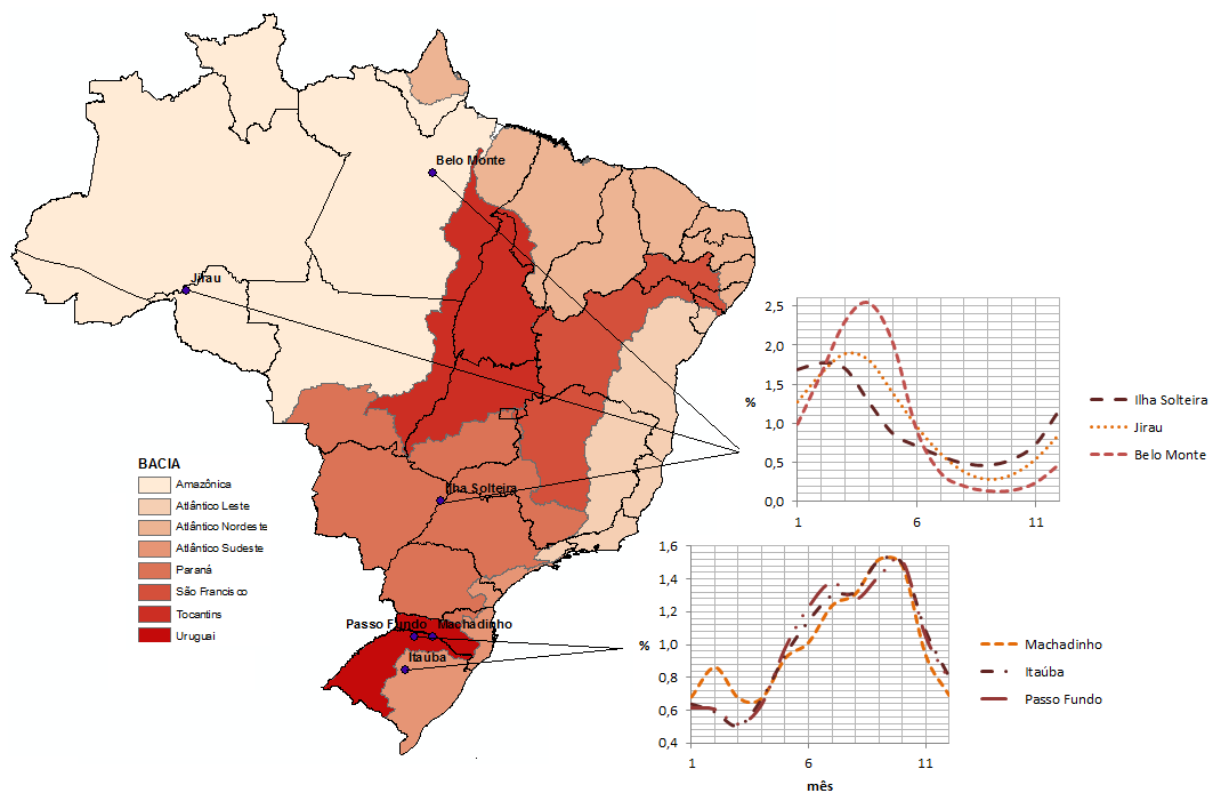


Figura 13 - Complementariedade entre os regimes hidrológicos do norte e sul do Brasil

Fonte: Elaboração própria a partir de dados em NOS (2016a)

O fator de disponibilidade de projetos heliotérmicos varia para as diferentes tecnologias consideradas, de acordo com BURGI, (2013). Plantas de coletores parabólicos sem armazenamento (HelioT. SA) foram modelados para 11 valores sítios e a mesma tecnologia com armazenamento para 9 locais. Todos os 29 fatores de disponibilidade foram associados com a capacidade potencial, apresentada anteriormente. Tanto para energia das ondas quanto para heliotérmicas híbridas com biomassa (HelioT. BIO) aplicou-se apenas único fator de disponibilidade para todo o potencial regional apresentado.

4.2.2.4 - Rede de Transmissão (intercâmbio intra-regional de eletricidade)

O sistema de transmissão brasileiro abrange 130 mil quilômetros e conecta quase todo o país, com exceção de zonas isoladas no norte do país. A rede permite o planejamento e a utilização dos diferentes ativos energéticos, equilibrando os distintos padrões hidrológicos, de vento e de incidência solar. Além disso, permite que plantas de geração mais afastadas enviem energia para locais de maior demanda. No caso brasileiro, isso significa o intercâmbio de energia através de grandes áreas do país e conectam, por exemplo, usinas ao norte com cidades no sudeste do país como, caso da linha de transmissão em corrente contínua Porto Velho-Araraquara, que distribui a energia proveniente das usinas hidrelétricas Santo Antônio e Jirau, no Rio Madeira em Rondônia até São Paulo na região Sudeste do país através de 81 municípios e ao longo de 2.400 km (GE, 2014; GUPTA, 2014).

No TIMES-Brasil, a energia elétrica pode ser transacionada bilateralmente, o que significa a possibilidade de transmissão em ambas as direções. Deve-se lembrar que quanto mais detalhado é um modelo em TIMES, em termos da quantidade de processos de intercâmbio inter-regional, mais complexo ele se torna em termos de dados e tamanho (LOULOU et al., 2016a). Assim, tentou-se representar a infraestrutura brasileira com o detalhe necessário para o objetivo deste trabalho, mas de modo que o problema pudesse ainda ser resolvido em um período aceitável de tempo. Por fim, as atividades de transmissão não atendem às regras de transmissão tais como as leis do circuito de Kirchhoff, que são frequentemente consideradas em modelos de operação de curto prazo.

O Sistema Interligado Nacional foi modelado a partir de 59 processos de intercâmbio (linhas de transmissão), que conectam as 29 regiões (nós), como mostra a Figura 9. Os fluxos máximos ou capacidade de transmissão estão em acordo com os dados de operação do sistema nacional (ONS, 2016b), considerados diretamente proporcionais à corrente e à voltagem operacionais (ANEEL, 2004). Primeiro, selecionaram-se apenas linhas de tensão igual a 500 kV, o que permitiu a definição dos principais corredores de transmissão e de modo a simplificar a rede a ser representada. Em seguida, linhas de outras tensões foram agregadas a estas. A rede poderia ser ainda mais detalhada, entretando o custo computacional com o processo seria enorme. A matriz de processos de transmissão do

modelo TIMES, assim como respectivas capacidades de operação para 2020 podem ser observadas no anexo E deste trabalho.

Importações /exportações para outros países sulamericanos são também consideradas. O sistema interligado brasileiro é centralizado e operado pelo ONS, o que significa que ele não leva em consideração (a princípio) o balanço energético com outros países. Essa abordagem é diferente de uma perspectiva regional, por exemplo, como é observado na Europa (ENTSO-E). No caso do Brasil, importações e exportações de energia ocorrem somente quando ou o Brasil ou o país vizinho solicitam suporte energético para o outro lado da linha. Uma exceção é a usina hidrelétrica Itaipu-Binacional, onde boa parte da geração advinda da parte paraguaia da usina é suprida continuamente para o país. Em todos os casos não há transação monetária, mas um balanço energético contabilizado mensalmente. No presente modelo, essas interconexões foram representadas através de um preço de importação relativamente alto (\$300/MWh) de modo a forçar o modelo a operar com recurso próprios, assim como um preço de exportação mais baixo (\$50/MWh) para possibilitar o escoamento de energia em momentos de sobreoferta, ambos limitados pela capacidade atual das linhas de transmissão. A expansão destas linhas não foi permitida.

Custo de investimento em função do comprimento de cada linha, operação e eficiência foram consideradas para cada um dos processos (IEA, 2014b) e podem ser observados no anexo C, assim como processos de transmissão considerados entre as regiões no Anexo D. Outras restrições de transmissão devido a procedimentos de operação específicos da operação brasileira foram também inseridas ao modelo, para o intercâmbio de energia entre as macro-regiões: sul-sudeste, norte-nordeste, sudeste-nordeste e norte-sudeste (ONS, 2017). Por exemplo, há uma restrição para o envio de energia para a região Sul, na qual o montante sendo transacionado simultaneamente entre os nós “S2 e SE4”, “S1 e SE5” e “S1 e CO5” não pode ultrapassar 6500 MW, para qualquer intervalo de tempo.

Tabela 5 - Restrições de fluxo de energia para intercâmbio entre as regiões no TIMES-Brasil

Descrição	Conjunto de processos de transmissão	Tipo	Limite da Atividade de transmissão (MW)
De N	$N4 \rightarrow N5 + N4 \rightarrow NE2 + NE3 \rightarrow NE2 + NE3 \rightarrow NE4$	$\leq$	5600
De NE	$NE2 \rightarrow NE3 + NE4 \rightarrow NE3 + NE2 \rightarrow N4 + NE1 \rightarrow N5 + NE1 \rightarrow CO1$	$\leq$	4500

De S para SE/CO	$S1 \rightarrow SE4 + S2 \rightarrow SE4 + S1 \rightarrow SE5 + S1 \rightarrow CO5$	$\leq$	8300
Para S	$SE4 \rightarrow S2 + SE5 \rightarrow S1 + CO5 \rightarrow S1$	$\leq$	8100
Para S	$S2 \rightarrow SE4 + S1 \rightarrow SE5 + S1 \rightarrow CO5$	$\leq$	6500
Para NE (a)	$N5 \rightarrow NE1 + CO1 \rightarrow NE1$	$\leq$	860
Para NE (b)	$NE3 \rightarrow NE2 + NE3 \rightarrow NE4 + N4 \rightarrow NE2$	$\leq$	4700
Para NE (c)	$NE3 \rightarrow NE2 + NE3 \rightarrow NE4 + N4 \rightarrow NE2 + N5 \rightarrow NE1 +$	$\leq$	4400
Para NE/N	$N5 \rightarrow N4 + CO1 \rightarrow NE1 + N5 \rightarrow NE1$	$\leq$	4200

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

A rede de transmissão pode ser expandida apenas através de linhas de transmissão em corrente alternada (CA). Esta abordagem foi escolhida uma vez que o modelo TIMES é capaz de representar o sistema transmissão apenas para fins de intercâmbio de energia entre os nós, sem distinguir entre os benefícios/desvantagens das tecnologias de corrente alternada e corrente contínua (CC) e seus custos associados. Assim, pode-se dizer que considerar somente linhas em corrente alternada é uma abordagem conservadora em termos técnicos, uma vez que linhas de corrente contínua são assíncronas e dessa forma não contribuem para a estabilidade do sistema.

Espera-se que o cronograma de desenvolvimento de novas linhas de transmissão não tenha modificações relevantes até 2020. A expansão da rede é possível a partir deste momento, entretanto seu potencial não foi tão detalhado quanto das tecnologias de geração. Teoricamente, não haveria limites superiores para novas linhas de transmissão uma vez que a expansão do grid não depende da oferta de combustíveis e nem da disponibilidade de recursos naturais. Por outro lado, existem questões ambientais que afetam a ampliação da infraestrutura atual. Nessa análise, assumiu-se que cada uma das linhas existentes pode expandir sua capacidade em até 50% da capacidade instalada em 2020. Essa hipótese foi testada através de uma análise de sensibilidade, apresentada na seção 5.1.5.

4.2.3 - Cenários de Transmissão

O principal objetivo deste estudo é avaliar a importância de representar ativos de transmissão e seus impactos no planejamento do sistema. Com este intuito, três cenários foram testados: Intercâmbio Livre, Intercâmbio Simples e Intercâmbio Detalhado, cada

qual com cada vez mais detalhes na modelagem de transmissão de energia elétrica, como explicado a seguir:

1. O cenário Intercâmbio livre (IL) não considera a transmissão de eletricidade. Isso significa que a energia gerada em uma dada região pode ser utilizada onde quer que seja necessário. Assim, não há gargalos nos fluxos de transmissão e todo o país é modelado como uma região única. Consequentemente não há nenhum tipo de características – tais como eficiência, custos de investimento e operação – associados ao processo de transmissão. Em resumo, os processos de transmissão não restringem os resultados do modelo;
2. O cenário Intercâmbio Simples (IS) considera apenas as capacidades de transmissão entre as macrorregiões do Brasil (N, NE, CO/SE e S), exemplificadas pelas linhas azuis na Figura 9. As características de transmissão são consideradas apenas para essas. Assim, a energia gerada em um nó da macrorregião NE, por exemplo, pode ser consumida em outro nó da mesma macrorregião NE sem restrições de transmissão. Entretanto, a energia disponível na macrorregião N não pode ser consumida na região SE sem que o processo de transmissão seja levado em consideração. Em outras palavras, neste cenário os processos de transmissão restringem parcialmente os resultados do modelo;
3. O cenário Intercâmbio Detalhado (ID) considera toda a rede de transmissão entre as 29 regiões, exemplificada pelas linhas azuis e vermelhas na Figura 9. Assim, qualquer troca de energia entre regiões é restringida pelos aspectos técnicos de transmissão modelados.

Todos os cenários têm em comum as seguintes premissas: i) Não consideram políticas específicas para incentivo de RES (p.ex. tarifas *feed-in*, certificados) uma vez que o objetivo é avaliar a implantação apenas com base na custo-efetividade; ii) Não consideram emissões de gases de efeito estufa e nem restrições ambientais; iii) Consideram a rede de transmissão atual e planejada até 2020. Nos cenários Intercâmbio Simples e Intercâmbio Detalhado, a capacidade atual de transmissão pode aumentar em no máximo 50% dos valores planejados para 2020.

4.3 – Modelo PLEXOS

O software PLEXOS é um programa utilizado para a simulação do despacho ótimo de sistemas e simulação de mercados criado pela Energy Exemplar, amplamente aplicado em diversos estudos (HART & WRIGHT, 2015; VALDEBENITO, 2014; WRIGHT, 2015).

Tendo como função-objetivo a minimização dos custos totais do sistema (despacho ótimo), o problema pode ser otimizado via programação linear ou programação inteira mista, sujeito a restrições relacionadas ao despacho de energia elétrica como limites técnicos das usinas, condicionantes para o fluxo de energia ao longo do grid de transmissão, serviços ancilares, disponibilidade de combustível, entre outros aspectos. Entre alguns destes parâmetros destacam-se: capacidade instalada, eficiência no uso do combustível para diferentes níveis de potência, níveis mínimos de operação das usinas, rampas de potência, tempos mínimo de desligamento/operação, disponibilidade das usinas, custos fixos, operação e manutenção, custos de partida, emissões de gases de efeito estufa e poluentes locais. Restrições operativas em base horária, diária ou mensal podem igualmente ser adicionadas como limites máximos mínimos de geração de energia, fator de capacidade, número de partidas e definição de usinas prioritárias. Como resultado, a modelo determinada o cronograma ótimo de geração para cada usina do sistema. O modelo permite ainda a definição de uma série de modalidades de reservas operativas, que por sua vez devem ser atendidas pelas usinas na escala de tempo definida pelo usuário, assim como cronogramas de manutenção a partir de taxas de reparo e tempo médio de reparo (AZEVEDO et al., 2012; CASTRO, 2015; COLLINS et al., 2015; COLLINS et al., 2017; DEANE et al., 2012, 2015; SAPORTA, 2017; VITHAYASRICHAREON et al., 2015; WELSCH et al., 2014).

A ferramenta é utilizada essencialmente para análise da operação de curto prazo, embora o modelo possua também um módulo de expansão. A definição do corte temporal é bastante flexível e pode ser aplicado desde intervalos de 1 minuto até horas, dias ou semanas ao longo do horizonte de estudo, tipicamente de 1 ano.

A análise detalhada de despacho das usinas é importante para a análise de integração de fontes intermitentes, pois permite observar a flexibilidade presente no sistema, que por sua vez é determinante para o aproveitamento destas fontes. De forma geral, o aspecto determinante para a flexibilidade de uma usina em um dado instante no tempo é sua

operação no momento imediatamente anterior. Por exemplo, usinas em operação a plena potência se encontram aptas apenas à redução de potência, assim como usinas fora de operação necessitam de um tempo mínimo até que estejam aptas à geração.

No presente trabalho o modelo foi utilizado para análise da operação para o caso brasileiro, otimizado em programação inteira mista, o que é especificamente relevante para o cronograma de operação de usinas, mas flexibilizado através de método de relaxamento linear capaz de limitar o número de passos para a solução do problema, o que torna o processo menos intensivo em termos computacionais.

4.3.1.1 – Casos estudados para a integração eólica e fotovoltaica

O modelo PLEXOS foi utilizado para análise do nordeste do país, em função da grande disponibilidade eólica e fotovoltaica presente na região. Diferentemente do modelo de longo prazo apresentado na seção 4.2, o modelo de curto prazo elaborado nesta seção considera somente o setor elétrico, o que não abrange a análise de outros setores. Por essa razão, custos de combustível utilizados em usinas térmicas são adicionados ao modelo de forma exógena e não há limites para seu uso.

A ferramenta foi preenchida com características e detalhes técnicos para cada uma das usinas do nordeste do país. A região foi representada de forma autônoma, embora tenha que suprir a exportação de energia para as regiões sudeste/centro oeste e norte registrada na operação real do sistema para o ano de estudo (ONS, 2015a). O perfil horário dos recursos solar e eólico foi considerado em diferentes sítios da região, assim como uma curva de carga na mesma escala de tempo.

O plano decenal para ano de 2024 (EPE, 2015a) sugere um crescimento eólico quatro vezes superior ao encontrado em 2015 no país, com 24 GW em capacidade. O mesmo estudo projetou que sistemas fotovoltaicos alcançariam 7 GW neste mesmo ano. Cinco casos foram elaborados para teste da integração intermitente na região até os valores contidos no plano, incluindo o Base que representa a capacidade instalada na região para o ano de 2014. Embora o cenário projetado para 2024 considere todo o país, para fins de análise, o presente estudo considerou que toda a capacidade eólica e fotovoltaica seria integralmente implementada na região, como apresentado a seguir:

- Base: Capacidade ano base (EOL 5 GW)
- FV 7 GW: Capacidade ano base + Capacidade fotovoltaica adicional (+ 7 GW)
- Eólica 12 GW: Capacidade ano base + Capacidade eólica adicional (+ 7 GW)
- Eólica 24 GW: Capacidade ano base + Capacidade eólica adicional (+ 19 GW)
- FV 7 GW + 24 GW: Capacidade ano base + Capacidade eólica adicional (+ 19 GW) + Capacidade fotovoltaica adicional (+ 7 GW)

4.3.1.2 - Área de estudo

Ambos os recursos solar e eólico são abundantes na região Nordeste. O primeiro é especialmente proeminente no norte do estado da Bahia devido ao clima semi-árido da região, caracterizado por baixa nebulosidade ao longo do ano (EPE, 2015a). O recurso eólico de maior qualidade é encontrado na costa norte da região, apesar dos bons sítios em planaltos no interior da Bahia (AMARANTE et al. 2001).

De acordo com SCHAEFFER et al. (2012), o potencial fotovoltaico brasileiro através de plantas centralizadas é de 360 GWp. Este estudo aplicou diversos recortes para o uso do solo de modo a encontrar a área total apta para aplicação da tecnologia, tais como locais com distância para linhas de transmissão de alta tensão de no máximo 5 km e exclusão de terra utilizada para outros fins. O estudo assumiu a hipótese de que 1 km² seria suficiente para alocar uma capacidade instalada fotovoltaica igual a 50 MWp. Sobre este valor, um fator de redução igual a 1,67% foi ainda aplicado, a partir do trabalho de HOOGWILK (2004).

A partir de aspectos socioeconômicos tais como renda domiciliar, consumo de energia, disponibilidade de telhados, custo de capital e condições de financiamento, MIRANDA (2013); MIRANDA et al. (2015) encontraram um potencial técnico de 40 GWp ou em torno de 54 TWh/ano para a geração distribuída fotovoltaica no país.

Por fim, DUTRA & SZKLO (2008) apresentaram um potencial eólico bruto brasileiro igual a 7.374 GW, dos quais aproximadamente 10% apresentariam viabilidade técnica para aproveitamento. Destes, 38 GW encontram-se na região nordeste.

4.3.1.5 - Rede de transmissão

A rede de transmissão da região nordeste através do modelo PLEXOS é representada através de nós e linhas de transmissão, que podem ser do tipo corrente contínua ou corrente alternada. Para quantificação de perdas operativas em corrente alternada, a impedância da rede pode ser representada através de resistência e reatância. Por fim, o modelo simula o intercâmbio de energia entre nós a partir das leis de Kirchhoff's para circuitos elétricos.

Cada nó é caracterizado por um conjunto de objetos do sistema – unidades de geração e pontos de demanda – que atuam como carga positiva (geração) e cargas negativas (demanda) (Tabela 6). Para cada hora do dia, cada nó produz, consome, importa e exporta certas quantidades de energia. Momentos nos quais a disponibilidade de energia (ou potencial geração) seja maior que a demanda resultam em desperdício de energia sob certas condições, como na impossibilidade de exportação e/ou restrições aplicadas às usinas que obriguem sua operação em níveis pré-estabelecidos. Por exemplo, este é o caso de renováveis intermitentes incapazes de armazenar energia (sem o complemento de outra tecnologia) ou pode ser consequência de inflexibilidades técnicas das usinas ou contratos de suprimento de combustível.

Tabela 6 - Características de nós do sistema nordestino considerado no estudo

Todos os casos	Nós em serviço 65	Linha AC 114	Caminhos em AC 105			
	Pontos de carga 56	Linhas total 114				
	Base	FV 7GW	Eólica 12 GW	Eólica 24 GW	Eólica 24 GW + PV 7 GW	
Casos Específicos	Unidades Geradoras 256	522	571	1.034	1.299	

A rede de transmissão nordestina apresenta 72 mil quilômetros, incluindo linhas de 500 kV e 230 kV, no estudo representado através de 65 nós e 114 linhas de transmissão (Figura 14). Limite térmicos para a transmissão de energia (MW) foram adicionados para cada uma das linhas a partir de ONS (2015b), assumidos como sendo diretamente proporcionais às respectivas tensões e correntes de operação de cada linha. Inicialmente,

apenas a chamada corrente de longo prazo foi adicionada ao modelo, que representa a capacidade que a linha está apta a operar em condições normais (ANEEL, 2004). Após as primeiras simulações, algumas linhas permaneciam congestionadas por períodos superiores ao que seria esperado. Para ajustar esta situação, a corrente de curta duração foi adicionada à algumas linhas por períodos específicos. Esta capacidade técnica adicional está de acordo com a caracterização técnica da linha em sua implementação, mas por regulação deve ser utilizada apenas durante 4 horas em períodos de sobrecarga²⁶.

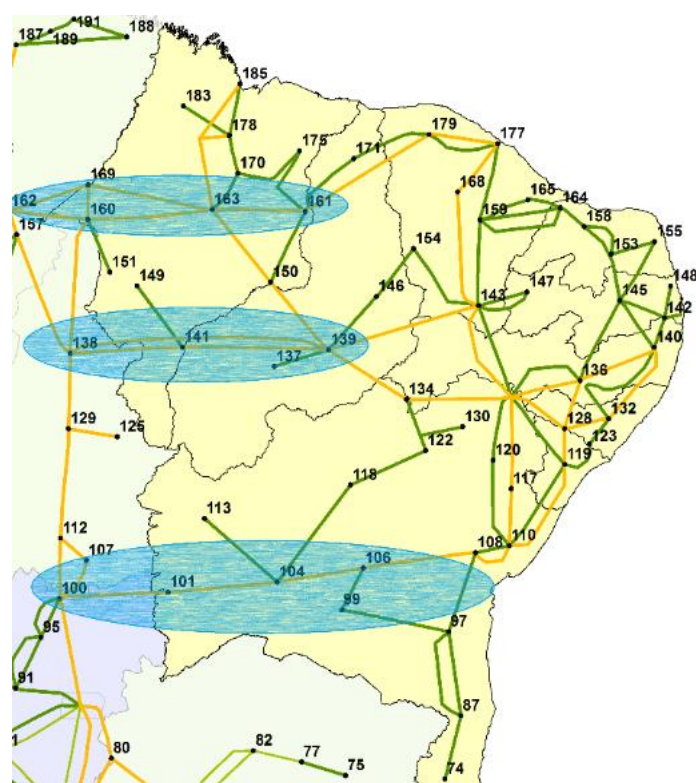


Figura 14 - Rede de transmissão e nós considerados para a região nordeste

Fonte: Elaboração própria

A região nordeste transaciona energia com as regiões norte e sudeste/centro-oeste do país através de linha de alta tensão (linhas em azul na Figura 14). A importação/exportação de energia entre as regiões é função dos preços regionais de eletricidade, definidos em base semanal pelo operador do sistema. A região nordeste é geralmente importadora líquida

²⁶ Capacidade de corrente de curta duração refere-se à condição de emergência estabelecida na norma técnica NBR 5422 da ABNT.

de energia em base anual, embora, por exemplo, tenha exportado grandes quantidades de energia para a região sudeste em 2014 em função da estiagem que afetou a região à época. O exemplo ilustra a dinâmica de operação do sistema brasileiro com o objetivo de otimização dos custos de operação no curto prazo, restringidos por aspectos técnicos de transmissão e características físicas das fontes de energia. Particularmente relevante para o sistema é a necessidade de manter certos níveis de água nos reservatórios hídricos. Sendo assim, o operador do sistema deve quantificar o benefício presente do uso da água em contrapartida ao benefício futuro da disponibilidade de água estocada (portanto, energia estocada), por sua vez mensurado em termos de consumo esperado (ou economia) de combustível em usinas térmicas no país. Quanto menor for o nível de água em reservatórios, maior será o preço de energia em uma dada região (RAMOS et al., 2003b).

De modo a representar o intercâmbio de energia com as regiões norte e sudeste/centro-oeste do país, um gerador de grande capacidade instalada foi adicionado nestas regiões, com custos constantes de operação, portanto preço constante de importação. Sua capacidade instalada foi definida como o máximo fluxo de capacidade que a região nordeste poderia importartar/importar, em suma, de valor igual à capacidade de transmissão entre as regiões. No que concerne importações, um fluxo mensal de intercâmbio (MWh/mês) foi adicionado. Por sua vez, uma série horária de exportação foi inserida no modelo a partir da operação real do sistema, representada através de uma carga de demanda que deve ser atendida no exterior da região (ONS, 2015a).

4.3.1.3 – Demanda de Eletricidade - Curva de Carga

A demanda de eletricidade em base horária para a região foi extraída da operação real do sistema e reflete as grandezas supervisionadas e programadas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS, 2015c), correspondendo a aproximadamente 87% do total de energia consumida. A energia restante é produzida por pequenas unidades não despachadas pelo operador, o que inclui pequenos geradores a óleo diesel e plantas de geração distribuída.

Todos os municípios da região nordeste foram atrelados a um dos nós considerados com o auxílio de um sistema de informação geográfica. Uma vez que a curva de carga representa o consumo de energia de toda a região, esta demanda foi então desagregada para cada uma das 1794 cidades que compõe a área do estudo. Este procedimento foi feito

ponderando o número de domicílios por faixa de consumo e população em cada cidade, como apresentado em MIRANDA (2013). A abordagem permitiu alocar uma fração da curva de carga regional a cada uma das cidades e, posteriormente, a cada um dos nós considerados (Figura 15). Os principais centros de carga encontram-se nas capitais estaduais da região, como Fortaleza, Recife e Salvador.

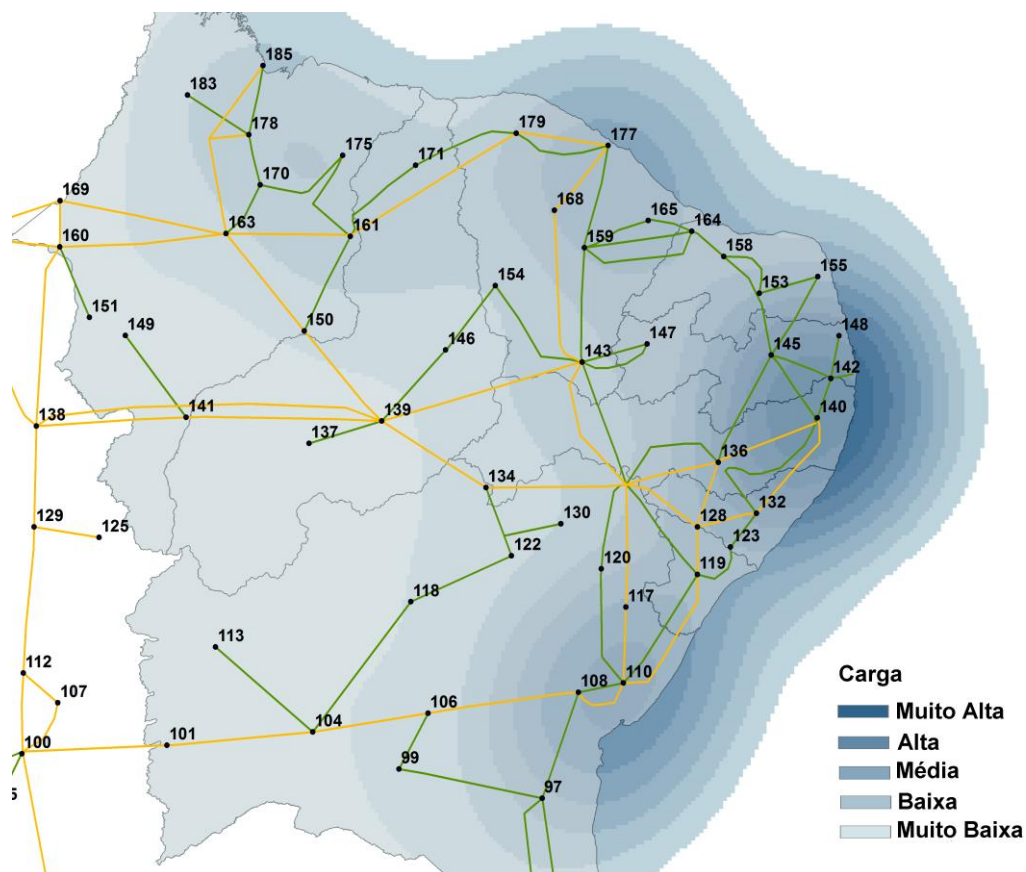


Figura 15 - Distribuição de Kernel para cargas de demanda da região nordeste

Fonte: Elaboração própria

4.3.1.4 - Tecnologias de geração de eletricidade

A capacidade instalada total para o ano de estudo é de 34,13 GW (Tabela 7). A participação de combustíveis fósseis na geração nordestina para o ano de 2014 (31%) foi similar ao encontrado para todo o país, enquanto o papel hidrelétrico é menor (45 %) e o eólico é significativamente maior (18%) (ANEEL, 2014; EPE, 2015b).

Tabela 7 - Capacidade Instalada de geração elétrica para ano 2014

	Usinas	Capacidade (MW)
Biogás	1	19,73
Biomassa*	25	1.266
Carvão	4	1.520
Óleo Diesel	12	896
Bicombustível	1	346
Óleo Combustível	13	2.241
Solar fotovoltaica	1	11
Hidroelétrica	10	10.245
Gás Natural (CCGT)	8	1.776
Gás Natural (OCGT)	1	219
Eólica	165	5.086

*Cana de açúcar, capim elefante e resíduos de madeira

Fonte: (ANEEL, 2014)

De acordo com o plano decenal brasileiro para o ano de 2024 (EPE, 2015a), em torno de 7 GW das usinas brasileiras serão compostas por plantas fotovoltaicas de grande porte e 24 GW por turbinas eólicas. A capacidade fotovoltaica de pequenos porte alocada em telhados pode alcançar 3,5 GW em 2025 (MIRANDA et al., 2015), dos quais 578 MW seriam alocados no nordeste brasileiro.

A aplicação de novos projetos na região deve acontecer inicialmente em regiões de alta disponibilidade dos recursos eólico e solar, bem como locais de alta densidade urbana e consumo de energia. A localização de novos projetos é baseada em plantas registradas pelo governo federal (ANEEL, 2015), que possuem ao menos autorização para participar nos leilões de energia. Alguns deste projetos podem nunca ser implementados, mas são ótimos indicadores de locais aptos, tecnicamente e economicamente. Além disso, o registro brasileiro apresenta a capacidade instalada do projeto, o que é também uma ótima aproximação para o tamanho dos projetos no pequeno e médio prazo. Especificamente para projetos de geração distribuída fotovoltaica, localizações foram extraídas de MIRANDA et al. (2015).

A geração fotovoltaica horária foi simulada através do modelo determinístico System Advisor Model (SAM). Os dados para o recurso solar brasileiro inseridos no modelo foram criados por RORIZ (2012a, 2012b), a partir de estações meteorológicas do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) no período 2000-10. De modo a simplificar o estudo, vinte localidades foram utilizadas para representação do recurso solar na região nordeste. Assim, todo novo projeto foi avaliado com base no recurso solar mais próximos dentre os selecionados (Figura 16). Os dados de vento foram obtidos através da mesma fonte: oito localidades foram selecionadas para representação do recurso (Figura 17).

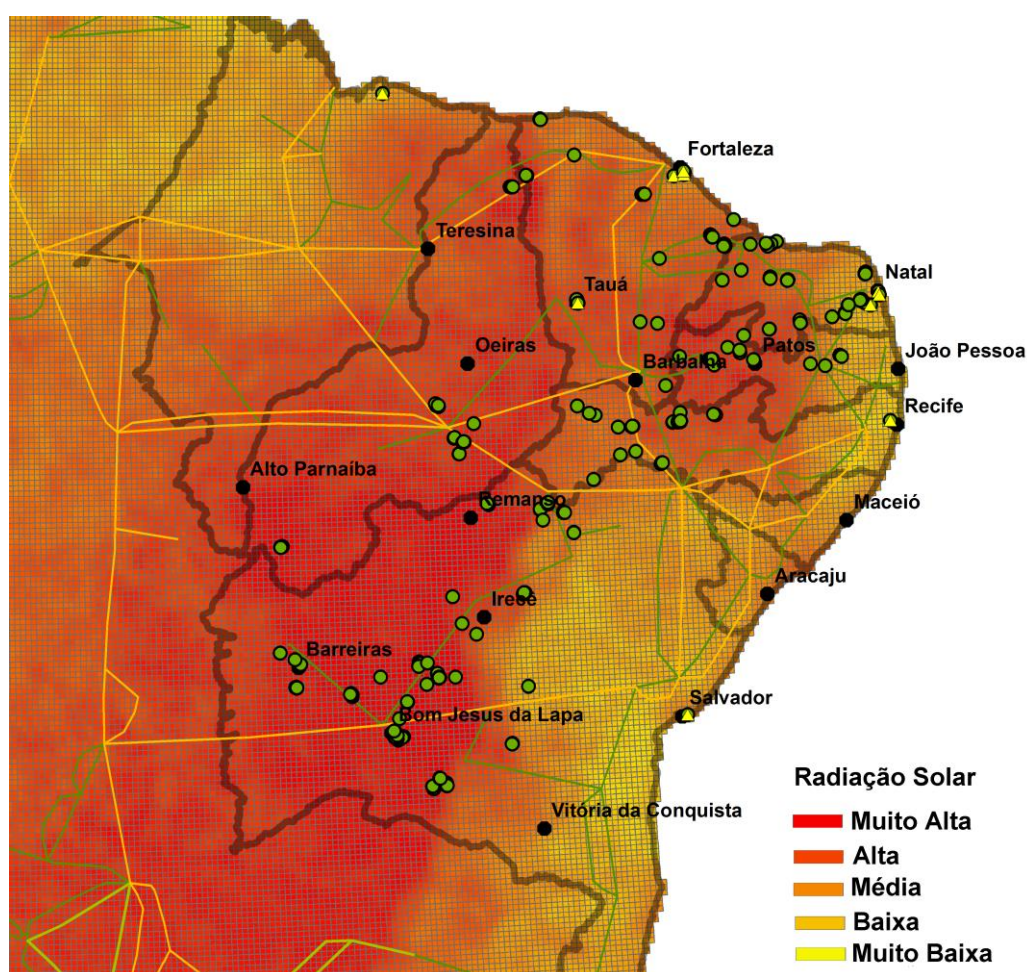


Figura 16 - Mapa do recurso solar para a região nordeste (10 kmx10 km)²⁷

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL (2016); RORIZ (2012b, 2012a)

²⁷ Sítios utilizados para representação do recurso solar (ponto em preto), plantas fotovoltaicas em operação (triângulos em amarelo) e projetos registrados pelo governo federal

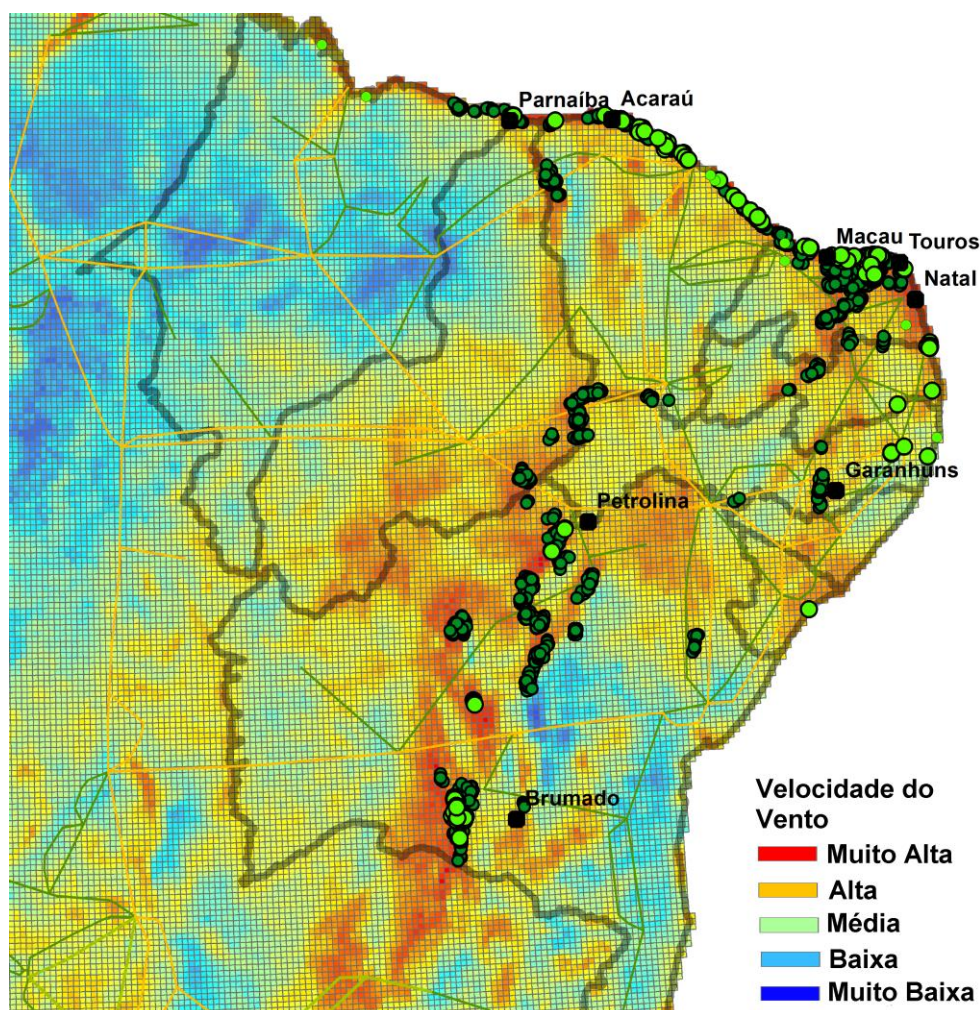


Figura 17 - Mapa do recurso eólico para a região nordeste (10 km x 10 km)²⁸

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL (2016); RORIZ (2012b, 2012a)

Em relação às usinas térmicas, apenas as com capacidade superior a 15 MW foram consideradas, compreendendo um parque de 8,28 GW. As usinas da região são abastecidas por carvão, gás natural, óleo combustível, óleo diesel, biomassa e biogás. Todas as usinas foram relacionadas ao nó mais próximo de sua localização real. As seguintes características técnicas foram aplicadas para cada usina (BERTSCH et al., 2016; EURELECTRIC, 2014; IEC, 2012b; LINDSAY; DRAGOON, 2010; LUND et al., 2015a; MADRIGAL; PORTER, 2013b; NEA, 2011b; PRATSON; HAERER; PATIÑO-ECHEVERRI, 2013b):

- Tempo de partida (min) e potência mínima de operação

²⁸ Sítios utilizados para representação do recurso eólico (pontos pretos), fazendas eólicas em operação (pontos em verde claro) e projetos registrados pelo governo federal (pontos em verde escuro)

- Curva de eficiência em função da potência de operação
- Máxima modulação (perfil de partida) de potência durante a partida
- Máxima modulação (rampeamento) de potência durante a operação
- Tempo mínimo de operação/desligada

O perfil de partida da usina dita a velocidade que a usina percorre desde desligada até a potência mínima de operação. Caso este dado não fosse considerado, o modelo consideraria disponibilidade instantânea de cada usina a ser eventualmente escalada para para operação. O rampeamento máximo de potência tem papel similar, mas diz respeito à faixa de operação desde o mínimo operativo até a potência nominal da usina. O tempo mínimo de operação/desligada é o período mínimo em horas que a planta deve permanecer em operação/desligada para cada ciclo de despacho.

Deve-se destacar que as térmicas a gás natural em ciclo combinado não são exatamente flexíveis e ciclos de operação devem ser minimizados. A tecnologia estaria apta para este tipo de operação caso projetada para tal, por exemplo através de caldeiras de passe único (*Once-Through Steam Generators-OTSG*) (BUSCHMEIER et al., 2014; EMBERGER; SCHMID; GOBRECHT, 2005; HENKEL; SCHMID; GOBRECHT, 2008; MCMANUS; BAUMGARTNER, 2003)., o que não é o caso da frota da região.

Custos comumente ligados à partida da usina, tais como para o aquecimento/resfriamento de caldeiras, combustível para acionamento da turbina e perdas de água foram retirados de BAKKEN & BJORKVOLL (2002) e MARTINEZ (2008). O custo variável unitário de cada usina foi retirado de dados oficiais da operação brasileira (CCEE, 2016), especificamente custos operacionais como manutenção e uso de combustível. Custos fixos para conexão à rede não foram considerados, uma vez que estes são considerados semelhantes para todas as usinas.

Por fim, o consumo total de calor (combustível) em uma usina compreende um elemento fixo somado à uma fração variável, isto é, a zero potência o consumo de calor é diferente de zero. Assim, a eficiência da planta reduz à medida que a potência de operação é reduzida, dado que a parcela fixa de consumo de calor se mantém, mesmo em níveis de geração próximos à zero (PJM, 2017). A operação das usinas térmicas em níveis não ótimos de operação - essencialmente algum ponto entre a potência mínima de operação e a carga nominal ou total da usina – pode ser considerado como um custo adicional de operação da usina em função de uma operação menos eficiente, dado que, quanto menor

a potência de operação da usina, maior é o uso de combustível para produção de uma mesma unidade de eletricidade (Figura 18).

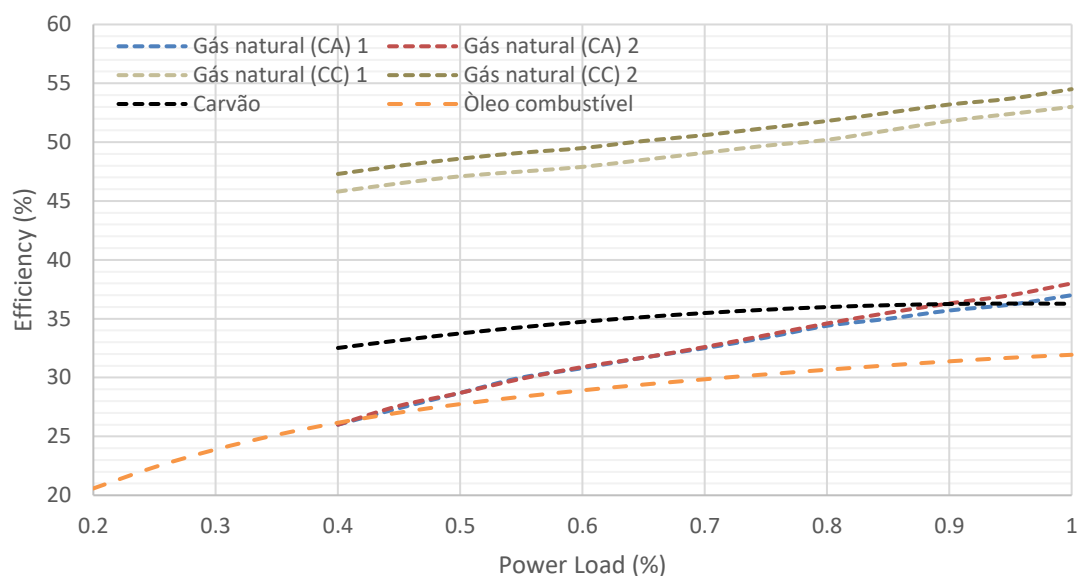


Figura 18 - Eficiência de operação das usinas térmica a 25 °C

Fonte: GE (2018); SIEMENS (2008b, 2018); WARTSILA (2015)

Outro aspecto incluído no modelo foi a inflexibilidade operativa de algumas usinas, o que na prática significa uma restrição de geração mínima que não deve ser violada. De forma geral, estes limites estão relacionados a contratos de combustível que exigem a compra de quantidade pré-definida do produto, como acordos do tipo “take or pay” para o gás natural²⁹, além de restrições técnicas relacionadas a equipamentos e processos ou operação direcionada a produção de calor que a podem igualmente motivar estas declarações (ANEEL, 2005; EPE, 2015c).

Este é o caso de térmicas em ciclo combinado movidas a gás natural como as usinas Pernambuco e Fortaleza, nas quais níveis de inflexibilidade atingem 65% da potência de projeto das plantas, o que significa 552 MW de potência em contínua operação. Há ainda três plantas associadas ao processamento de óleo em operação combinada de eletricidade e calor e que, portanto, apresentam inflexibilidade, caso da Fafen (Rômulo Almeida) que

²⁹ Usinas movidas a GNL demandam grau de inflexibilidade ainda maior, caso contrário sua viabilidade econômica pode não ser alcançada (INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2016; KELMAN et al., 2007), caso da usina Novo Tempo com 1238 MW, anteriormente designada para o nordeste, mas que será transferida para o sudeste do país (EPE, 2018b).

fornece 42 toneladas/hora de vapor para produção de fertilizantes; Termobahia (Celso Furtado) responsável por suprimento de 350 toneladas /hora para a refinaria RLAN e Termoauçu (J. Soares Pereira) com 610 toneladas/hora vapor para a extração de óleo cru na região (ONS, 2016c, 2016b).

Para térmicas à biomassa, seu perfil de operação é função da disponibilidade de combustível ao longo do ano (CONAB, 2015; MAPA, 2015a). Os recursos utilizados nestas unidades são: cana-de-açúcar, capim-elefante e resíduos de madeira. A variabilidade sazonal de todas as culturas teve como base o período de colheita da cana de açúcar, dado sua importância na região. A safra na região tem início em setembro e tem duração de 9 meses, diferentemente do observado no sudeste do país onde este período tem início em maio (MAPA, 2015b).

A capacidade hidrelétrica aplicada no estudo é igual a 10 GW e compreende apenas usinas de médio e grande porte. A tecnologia é a mais adequada e flexível para balancear variações na carga líquida do sistema e, diferentemente de usinas térmicas, estas plantas praticamente não possuem um perfil de acionamento durante a partida. A modulação máxima de potência para a fonte foi definida em 50 MW / min, que pode ser considerada conservadora.

Com o objetivo de enfatizar a operação de usinas térmicas sob cenário de integração de intermitentes, o potencial hidrelétrico foi simplificado para este estudo. Para isso, uma capacidade máxima de potência foi delimitada em base mensal, tal como observada no modelo de longo prazo, com base na equação de produção hidráulica ilustrada através de curva de nível (Figura 19) para 10 usinas das 13 consideradas na região (as restantes são pequenas usinas).

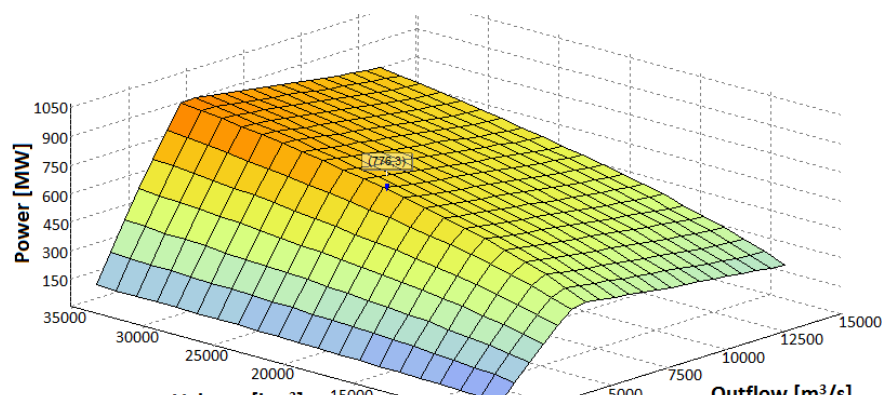


Figura 19 - Curva de potência hidráulica da UHE Sobradinho

Fonte: CICOGNA et al. (2009)

A curva foi então combinada com a vazão hidrológica histórica dos rios onde as usinas se encontram (Figura 20). Como resultado, definiu-se a máxima capacidade de operação em base mensal para cada planta, a partir da vazão média do período e considerando o menor nível volumétrico nos respectivos reservatórios para esta configuração. Por fim, assumiu-se que a soma de geração anual de todas as usinas pode ser no máximo igual à geração hidráulica observada na região em 2015 (ONS, 2015a), ano escolhido para a análise.

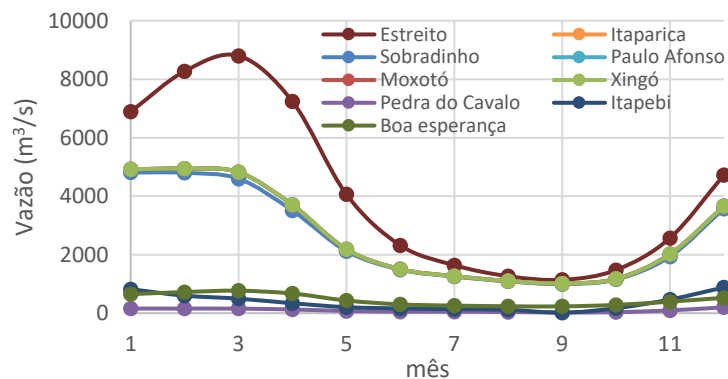


Figura 20 - Vazão hidrológica média para o período 1934-2015

Fonte: ONS (2016a)

Por fim, a geração centralizada de usinas hidrelétricas na bacia do São Francisco é restringida pelo modo de operação em cascata. Ao longo do rio, a operação das plantas de Sobradinho (1050 MW – com reservatório), Itaparica (1500 MW – com reservatório) e Xingu (3162 – Fio d'água) é restringida por níveis máximos e mínimos para o fluxo de água a jusante das usinas, níveis máximos à montante e variações do fluxo de água à montante e jusante (ONS, 2016c). Considerando-se os níveis mínimos para a vazão hídrica pré-definidos pelo operador para as usinas no nordeste e assumindo nenhum caso de vertimento, a geração mínima para todas as plantas da região seria algo em torno de 2614 MW (MIRANDA et al., 2017; SAPORTA, 2017).

4.3.1.5 - Reservas Operativas

Reservas operativas podem ser entendidas como uma margem de segurança do sistema. A carga sincronizada superior ao verificado junto à demanda possibilita o controle de frequência e intercâmbios, comumente no Brasil entre 5% e 8% (ONS, 2015). Este valor é também comumente considerado como no mínimo igual à usina de maior potência do sistema (critério n-1) (ANEEL, 2006). A reserva com a integração de intermitentes deve ser adicionada sobre valores normalmente praticado no sistema com baixa ou sem participação destas fontes. Assim, de modo a manter a frequência nominal do sistema, que é igual a 60 Hz, reservas operativas foram definidas no modelo tal como apresentado em ONS (2018).

Baseado nas diretrizes existente na regulação supracitada, as seguintes reservas operativas foram definidas:

- **Reserva primária:** utilizada para a regulação da frequência, definida como igual a 1% da carga de demanda. Assim, a partir de um valor médio de demanda igual a 9000 MW, seu valor foi definido em 90 MW e pode ser atendida somente por usinas térmicas e hidrelétricas sincronizadas no grid (reserva girante).
- **Reserva secundária:** utilizada para recuperar a frequência do sistema para o valor nominal pré-estabelecido, sua provisão deve estar disponível nos dois sentidos de regulação, elevação e redução da geração. De forma geral, esta reserva deve ser estabelecida em aproximadamente 4% da carga, acrescida de parcela para fazer face à variabilidade eólica que, na região nordeste, é definida em 6%. Portanto, a reserva foi definida no modelo igual a 10%. No modelo sua provisão é feita de forma dinâmica, isto é, o valor da reserva em um dado instante está indexado ao valor da carga neste mesmo momento. A reserva deve ser atendida por usinas térmicas e hidrelétricas que estejam sincronizadas ao grid (reserva girante).
- **Reserva terciária:** destinada a complementar as reservas operativas calculadas deterministicamente, seu cálculo é feito de forma probabilística. Seu valor será igual a zero, caso a reserva probabilística seja inferior a 5%, e será igual a diferença caso seja superior. Para efeito de simplicidade, esta reserva não foi considerada no modelo.

A escala horária utilizada não permite captar a aplicação propriamente dita destas reservas, tipicamente na escala de segundos a minutos. Entretanto, ao inseri-las no

modelo, garante-se que estas sejam consideradas durante a operação. Na prática, o operador tem que gerenciar o sistema como se usinas convencionais tivessem uma capacidade reduzida, em função da necessidade de deixar um lastro para este suporte. Além disso, como no presente modelo apenas usinas síncronas foram definidas como aptas a este serviço, indiretamente garante-se também que o sistema mantenha um nível mínimo de geradores capazes de prover inércia ao sistema.

5 – Resultados

Esta seção apresenta os resultados encontrados através do modelo TIMES (seção 5.1) e do modelo PLEXOS (seção 5.2)

5.1 – O modelo TIMES: A espacialização dos ativos do sistema para o planejamento

Essa seção apresenta os resultados obtidos a partir do TIMES-Brasil, que teve como objetivo analisar de que forma a representação detalhada e realística da rede de transmissão afeta a custo-efetividade da implantação de projetos de energia no Brasil até 2050. Os resultados são apresentados em termos de mudança no portfólio do setor elétrico, tanto em relação à capacidade instalada quanto aos impactos nos preços da eletricidade.

5.1.1 - Capacidade instalada total em 2030, 2040 e 2050

A evolução da capacidade instalada para geração de energia é diferente entre todos os cenários, no entanto maior quantidade de semelhanças são encontradas entre o intercâmbio livre (IL) e intercâmbio simples (IS), ao passo que o intercâmbio detalhado (ID) tem resultados distintos aos anteriores (Figura 21). Lembrando que a demanda é considerada de forma exógena no modelo, a capacidade instalada aumenta em todos os cenários de 111 GW no ano-base para 360-380 GW em 2050, sendo o menor valor encontrado no cenário de intercâmbio livre. No caso de renováveis, trata-se da capacidade instalada no período 2010-2020 somada à expansão otimizada pelo modelo a partir do potencial apresentado na tabela Tabela 4.

Devido a não considerar restrições de transmissão, o intercâmbio livre resulta também em menor custo para todo o sistema. Neste caso, o processo de otimização escolhe livremente entre as opções mais baratas de geração e a operação é feita de acordo com a ordem de mérito. Os resultados mostram que, quanto maior for o número de restrições à transmissão, maior é a incidência de certas fontes de geração de eletricidade tais como solar, gás natural e óleo combustível. O intercâmbio simples é de alguma forma um meio termo entre o que acontece sob o intercâmbio livre e detalhado de energia, sugerindo a existência de gargalos de transmissão relevantes tanto macrorregional quanto inter-

regionalmente, e a importância de levá-los em consideração em estudos de expansão de sistemas de energia.

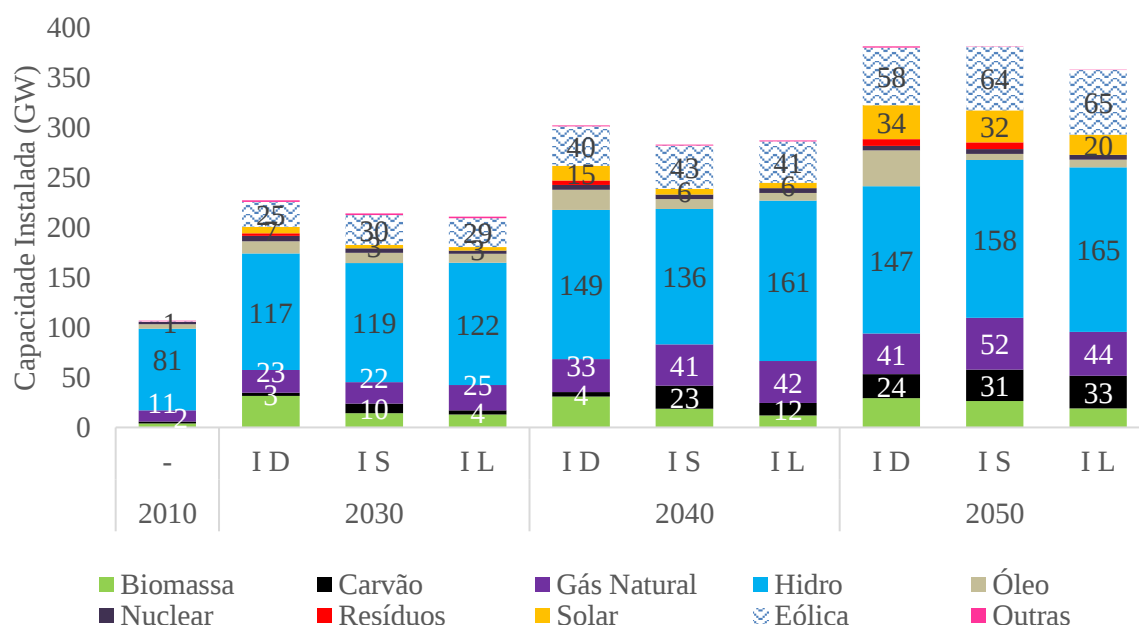


Figura 21- Capacidade instalada (GW) para os três cenários modelados para o período entre 2010 e 2050

Fonte: Elaboração própria

A dispersão geográfica de locais de melhor recurso renovável somada à relativa concentração dos maiores centros de carga no país ressalta a grande importância da capacidade de transmitir energia pelo país. Como a única diferença entre os cenários é o nível de detalhamento da rede de transmissão e suas características, todas as diferenças nos resultados estão de alguma forma ligadas a este ponto. Neste sentido, os principais atributos que podem afetar a expansão do sistema são a eficiência de transmissão (ou perdas na transmissão) e a capacidade da linha, que é a capacidade técnica de transmissão de energia de uma região para outra.

Em relação à eficiência ao transmitir, cenários com maiores restrições na rede tendem a maiores perdas e, portanto, necessitam de maior capacidade instalada para suprimento de uma mesma quantidade de eletricidade e aumentam os custos da atividade de transmissão por unidade de energia produzida. A capacidade de transmissão por sua vez afeta a operação das usinas, dado que uma determinada planta só entrará em operação, se a energia produzida puder: i) ser consumida na própria região onde a planta está localizada;

ou ii) ser enviada ao exterior da região. A geração abaixo de níveis ótimos de operação³⁰ aumenta os custos da eletricidade, dado que custos fixos devem ser divididos por menor quantidade de energia vendida no mercado. Ademais, o não atendimento da ordem de mérito faz com que os preços da eletricidade aumentem. Por fim, a relação entre capacidade instalada e geração de energia é também função da tecnologia a ser empregada. Usinas fotovoltaicas não costumam apresentar fatores de capacidade superior a 20%, hidrelétricas operam entre 50-60% (IRENA, 2017e), enquanto usinas à carvão têm fatores em torno de 80-90% ao ano (IEA, 2010).

5.1.1.1 - Diferenças regionais na capacidade instalada

Diferenças no desenvolvimento hídrico entre os cenários são percebidas principalmente no norte do Brasil, onde a maior parte do potencial remanescente está localizada (MME, 2007). As plantas hidroelétricas estão entre as opções mais baratas³¹ para a expansão do sistema brasileiro, e por isso são selecionadas pelo modelo sempre que possível. Outras fontes de baixo custo são eólicas e algumas regiões de biomassa.

No período entre **2020-2030**, o cenário intercâmbio livre apresenta aumento da capacidade hidrelétrica no norte do país (nó N6), onde projetos já inventariados como a UHE São Simão Alto (3.509 MW), a UHE Salto Augusto Baixo (1.461 MW) estão localizados. A transmissão restrita dessa área para o sudeste brasileiro impediu uma expansão similar para os outros dois cenários. Ao invés disso, o cenário de intercâmbio simples expandiu sua matriz energética adicionando usinas a carvão no Sul (nó S5), uma opção ainda barata e mais próxima dos principais centros de carga. Isto é, o modelo indica que para este período e cenário a expansão através de usinas à carvão é uma opção mais barata do que a criação de novas linhas de transmissão a partir do norte do país. Sob o intercâmbio detalhado, o crescimento custo-efetivo se dá através da adição de novas plantas à biomassa (cana-de-açúcar e outras), óleo e à gás natural bem próximas das regiões de carga do sudeste. Neste caso, restrições de transmissão no interior da macrorregião sul impediram o crescimento do carvão, observado no cenário de

³⁰ O nível ótimo aqui mencionado se refere à geração máxima de energia em base anual que minimiza o custo da energia entregue por uma dada usina. O significado é diferente do nível de operação no qual a usina apresenta maior eficiência no consumo do combustível, o que no presente estudo pode ser observado apenas através do modelo de operação PLEXOS.

³¹ Sem considerar custos sociais e ambientais

intercâmbio simples. Outra consequência é um desenvolvimento antecipado de geração distribuída solar fotovoltaica, principalmente no Sudeste, mas também em outras localidades. Por fim, o intercâmbio detalhado faz com o desenvolvimento eólico seja retardado se comparado ao dos outros cenários, principalmente no interior do nordeste brasileiro (nó NE 2).

No período **2030-2040** a energia hidrelétrica ainda é a principal força motriz da expansão no cenário de intercâmbio livre e apresenta incrementos de quase 40 GW na macrorregião norte, dos quais 10 GW seriam instalados no Rio Tapajós (nó N1), perto do rio Xingu onde está localizada a hidrelétrica de Belo Monte³². A expansão se dá também através da fonte eólica, (NE), carvão (nó S5) e gás natural (N). No fim do período quase todo o potencial hídrico é implantado, deixando de fora apenas projetos de médio e pequeno porte no centro-oeste (nó CO4). O cenário de intercâmbio simples apresenta expansão similar, porém com menos hidro, mais biomassa e ainda mais carvão, que tem sua capacidade praticamente dobrada na segunda metade da década de 2030. A expansão está em linha com o aumento da capacidade de transmissão do sistema entre as macrorregiões Sul e Sudeste. Os resultados mostram ainda um aumento significativo do uso de gás natural no Sudeste e Norte, o que justifica parcialmente o aumento na transmissão entre essas duas regiões (seção 5.1.3). No intercâmbio detalhado, por sua vez, há participação ainda maior de biomassa e significativo aumento na capacidade instalada de termelétricas à óleo combustível, que operam principalmente em modo de *backup* devido ao seu alto custo de operação. Há ainda os primeiros projetos heliotérmicos localizados perto do Sudeste, isto é, dos grandes centros de carga. Interessante notar que em função de restrições de transmissão os cenários de intercâmbio simples e detalhado começam a explorar os recursos eólicos de *menor qualidade* no sudeste do país (SE 2) a partir de 2030.

O período **2040-2050** apresenta aumento na capacidade instalada de usinas eólicas, a carvão e fotovoltaica de grande porte sob o cenário de intercâmbio livre. Sem restrições à transmissão, os projetos de geração fotovoltaica estão situados em locais com os melhores recursos solares. Novamente há uma expansão semelhante de usinas à carvão no Sul para os cenários de intercâmbio livre e intercâmbio simples, mas a adição de

³² Existem importantes preocupações sociais e ambientais ao longo desta área. Diversas tribos indígenas e pequenas comunidades vivem na região que é também de extrema importância para manutenção da biodiversidade da floresta Amazônica. Em 2016, o IBAMA suspendeu a licença de construção da usina de São Luiz do Tapajós (6.133 MW), que seria a maior desta zona.

gargalos para o transporte de energia torna o gás natural também custo-efetivo no segundo caso. Finalmente, o intercâmbio detalhado faz com que alternativas de geração solar fotovoltaica centralizada e distribuída sejam opções mais custo-efetivas. As primeiras estão localizadas no Sudeste/Centro-oeste, o que mostra que o modelo opta novamente por um recurso de melhor disponibilidade a fim de obter fontes de geração próximas aos grandes centros. Usinas de geração distribuída estão espalhadas pelo país, porém em termos de capacidade instalada igualmente concentradas no Sudeste. Não há praticamente nenhum aumento na capacidade hídrica neste período. O intercâmbio livre é o único a explorar todo o potencial eólico remanescente no Brasil, seguido pelo cenário de intercâmbio simples que utiliza menos 1,2 GW até 2050. O cenário de intercâmbio detalhado instala menos 10 GW em comparação ao intercâmbio Livre, com menor quantidade de projetos tanto no Nordeste quanto no Sul.

5. 1. 2 - Eletricidade gerada em 2030, 2040 e 2050

O perfil de geração das plantas varia de acordo com o cenário, a região, o ano e a própria tecnologia (Figura 22). Apesar de haver diferenças substanciais na capacidade instalada total entre os três cenários modelados, as diferenças no total de energia gerada são menores como explicado anteriormente.

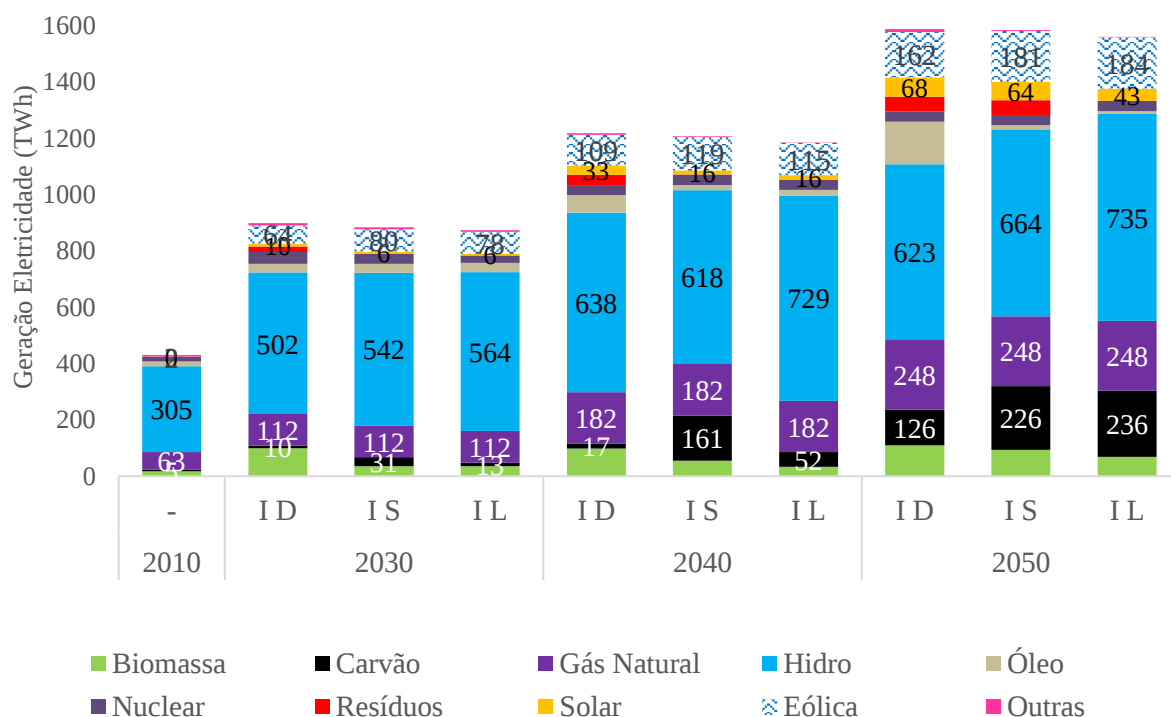


Figura 22 - Geração de eletricidade (TWh) para os três casos considerados

Fonte: Elaboração própria

Todas as tecnologias inseridas no modelo TIMES_Brazil apresentam custos variáveis relacionados à produção de energia, com exceção das fontes eólica e solar fotovoltaica. Isso significa que não há custos adicionais (de atividade) por unidade marginal de eletricidade gerada através destas tecnologias.

Dado que função objetivo do TIMES é minimizar o custo total do sistema, o modelo opta primeiro sempre pelas opções mais custo-efetivas em um dado intervalo de tempo. Isso significa que solar e eólica são as primeiras tecnologias a serem despachadas por terem baixos custos marginais, apesar de não possuírem os menores custos nivelados de eletricidade (CNE). Sendo assim, as fontes apresentam um fator de capacidade muito próximo ao seu fator máximo de disponibilidade. Hidrelétricas, que frequentemente possuem o segundo custo de operação na ordem do mérito vêm logo em seguida e assim por diante.

Mesmo localizada na *faixa de geração* na ordem do mérito do sistema, uma usina não operará em sua disponibilidade máxima, caso não haja demanda adicional a ser atendida ou se não houver capacidade de transmissão para exportar a eletricidade para outras regiões (ou nó), mesmo que lá ainda haja demanda. Desse modo, a infraestrutura de

transmissão afeta a operação do sistema elétrico e consequentemente, tem impacto nos custos totais. Portanto, não considerar restrições de transmissão (como no cenário de intercâmbio livre) leva a um cronograma de despacho de acordo com a ordem de mérito do sistema. Pela mesma lógica, considerar a transmissão resulta em um despacho não-ótimo do ponto de vista da ordem de mérito e na necessidade de despachar usinas que antes não seriam necessárias, aumentando assim o custo de equilíbrio do sistema³³.

Os resultados mostram que restrições na transmissão impactam sobretudo tecnologias localizadas em níveis medianos da ordem do mérito. No cenário de intercâmbio livre em 2030, carvão, gás natural e óleo combustível permanecem desligadas durante o verão (Figura 23). Este estado se repete no outono, mas com alguma atividade para gás natural. Isso ocorre devido à grande geração hidrelétrica, que com intercâmbio livre pode ser enviada sem custos para as cinco macrorregiões do país. A temporada seca ocorre no inverno, o que diminui geração hídrica e aumenta a necessidade de outras fontes, e por isso as plantas a carvão e a gás natural operaram a plena potência neste período.

O papel do carvão no cenário de intercâmbio simples é similar ao intercâmbio livre no primeiro semestre, quando há geração apenas em dias de outono no horário de pico. A geração a gás natural segue, de certa maneira, o perfil da demanda da região Sudeste. Estas usinas são inseridas na macrorregião Norte, onde o preço do gás é menor. A partir de lá enviam eletricidade para o sudeste através da longa linha de transmissão que sai do nó N2, parcialmente ociosa neste período. Com o intercâmbio detalhado, a mesma capacidade de gás natural é instalada diretamente no Sudeste, *evitando* assim o congestionamento interno da região. Os perfis hídricos são semelhantes nos três cenários, porém a transmissão no cenário de intercâmbio detalhado inibe parte da geração advinda do Nordeste.

Em 2050, o papel do gás natural no verão e no outono oscila entre momentos de meia potência e pico quando a geração hídrica não é suficiente. Termoelétricas à carvão ganham importância nos últimos 10 a 15 anos em todos os cenários, porém em localidades diferentes. Nos cenários de intercâmbio livre e simples há um aumento significativo no Sul, enquanto no detalhado este crescimento ocorre no Nordeste. Sem restrições de

³³ Níveis mínimos de operação (*minimum stable levels* – MSL) não foram considerados neste modelo, apesar de ser possível fazê-lo no TIMES. Optou-se por não incluir essas restrições devido à complexidade computacional que traria ao modelo, aumentando seu tempo de resolução. Tal parâmetro foi considerado apenas no modelo de expansão PLEXOS – ver seção 5.2).

intercâmbio, a geração à carvão tem alguma correlação com a geração hídrica local ($R^2 = 82\%$). Contudo, é no cenário de intercâmbio simples que o carvão passa a ser, juntamente com hidro, um grande provedor de energia para o Sudeste, uma vez que a energia hídrica proveniente da região Norte encontra gargalos na transmissão. As plantas hidrelétricas no cenário de intercâmbio detalhado operam com fator de capacidade entre 8% e 10% inferior ao intercâmbio livre e 3% inferior ao intercâmbio simples. No segundo semestre, o perfil médio de hidrelétricas no cenário detalhado é superior em função de plantas situadas em localidades onde a amplitude de variação anual do recurso hídrico é menor.

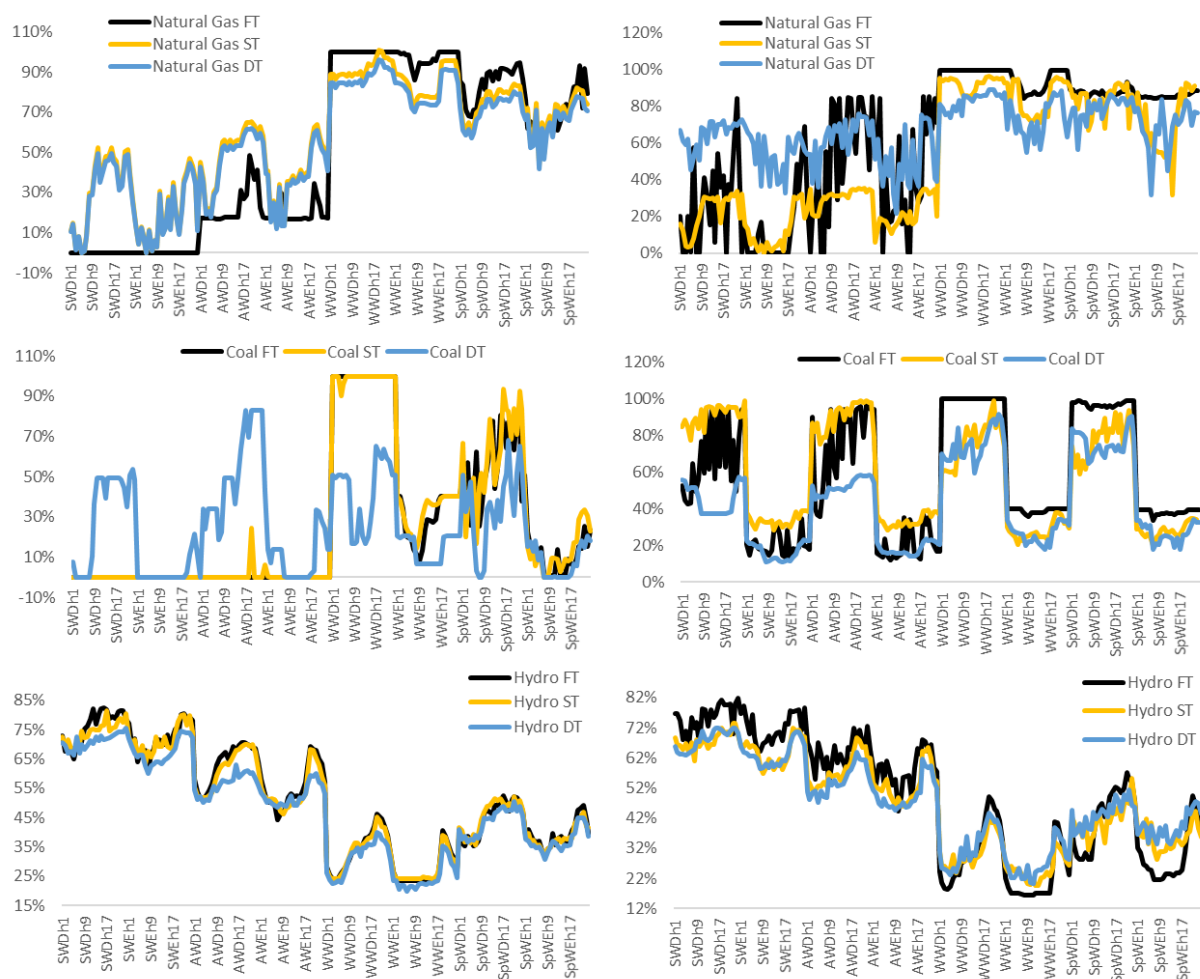


Figura 23 - Fator de capacidade (%) por tecnologia e intervalo de tempo para i) 2030 (esquerda) e ii) 2050 (direita)

GN = gás natural, CAR – carvão e HDR = hidrelétricas. Intervalos de tempo estão representados como a seguir: VWD: verão dia-de-semana, VWE: verão fim-de-semana, OWD: outono dia-de -semana, OWE: outono fim-de-semana, IWD: inverno dia de semana; IWE: inverno fim-de-semana; PWD: Primavera dia-de-semana, PWE: primavera fim de semana. Dado representam as 24 horas de todos os dias típicos.

Fonte: Elaboração própria

O fator de capacidade das plantas eólicas varia pouco entre os cenários devido ao despacho da ordem de mérito, que trata eólica e solar como usinas *must-run*. O impacto real da modelagem da transmissão se dá apenas na implantação de novos projetos. Assim, nessa análise, que utiliza um modelo de longo prazo como o TIMES e que não considera restrições de flexibilidade, as plantas eólicas em operação não são afetadas.

Há duas razões que podem afetar a implementação ou não de uma usina. A primeira é a geração local existente, o que significa que um projeto é instalado mesmo em locais com menor disponibilidade do recurso natural se houver necessidade de mais geração local. Este é o caso da região Sudeste, onde alguns projetos eólicos foram implantados devido à sua proximidade à locais de alta demanda. A segunda é a probabilidade de uma certa planta em fornecer energia para a rede nacional, a partir dos ativos de transmissão disponíveis para sua localização.

A avaliação de eventual congestionamento nas linhas ao redor de uma dada região pode ser uma boa pista para inferir se estas linhas dificultam o desenvolvimento de novos projetos. No cenário intercâmbio livre, por exemplo, existe forte correlação entre a geração eólica e exportações no nó NE1 em 2030 ($r^2 = 83\%$ para exportações para o SE e $r^2 = 70\%$ para exportações para CO1). Não há congestionamento de energia nessas linhas, uma vez que não há limites superiores de capacidade neste cenário. Quanto ao cenário com intercâmbio simples, no mesmo nó, há um fator de correlação elevado de $r^2 = 88\%$ (exportação para N5) entre geração eólica e atividade de transmissão. Além disso, existem correlações moderadas em relação às exportações para outros nós, especificamente $r^2 = 67\%$ para CO1 e $r^2 = 65\%$ para SE2. Ambas as linhas de transmissão permanecem em plena operação ao longo do ano (FC de 98% a 100%), o que pode explicar tais valores moderados de correlação, mas enfatiza a possibilidade de o congestionamento na linha impactar o desenvolvimento eólico. Por sua vez, o cenário detalhado possui projetos eólico no interior do nordeste (NE 2). As exportações nesse nó têm uma correlação positiva com as sub-regiões NE6 ($r = 80\%$), NE 4 (79%) e NE1 (61%) principalmente no inverno, o que significa que esse nó fornece energia para os limítrofes da região. Essa correlação não é observada nos cenários com menos restrições à transmissão.

Em 2050, sítios com boa disponibilidade do recurso eólico no sul do país são acessados apenas sob o intercâmbio livre de energia. Tal comportamento pode ter sido influenciado pelo congestionamento observado em linhas que conectam o sul e sudeste do país (S1 - SE4/SE5; S1 - S2/SE5). A maior presença de carvão na região em

comparação ao cenário de intercâmbio livre pode também ter levado a esta situação, que por sua vez é consequência da menor geração hídrica no Norte também causada por restrições na transmissão.

5.1.3 - Expansão da Transmissão

Como o cenário de intercâmbio livre não considera os processos de transmissão de energia elétrica, essa sessão refere-se apenas aos resultados dos cenários intercâmbio simples e detalhado. No caso do primeiro, devido às hipóteses assumidas, a infraestrutura de transmissão só pode ser expandida entre as cinco macrorregiões. No último, a capacidade de transmissão pode ser expandida em todas as linhas, tanto entre as macrorregiões quanto em seu interior. Deve-se ter em mente que os custos de transmissão estão diretamente relacionados ao comprimento da linha, de modo que quando possível o modelo opta pela menor distâncias entre regiões (ou nós).

A localização das expansões regionais do grid e suas magnitudes são diferentes entre cenários (Figura 24). Enquanto no intercâmbio simples a expansão mais curta e por isso mais barata (CO1 – N5) melhora o intercâmbio entre o Norte (N x) e o Centro-Oeste (CO x) /Sudeste (SE x), no cenário detalhado há expansão de uma linha mais longa e por isso mais cara. Essa opção permite acessar o potencial hídrico da região Norte, sem precisar lidar com gargalos ao longo da transmissão – por exemplo, o caminho N5 – N4 – N3 – N2. Da mesma forma, sob o intercâmbio simples, linhas mais baratas são expandidas para troca de energia entre o Nordeste (NE x) e o Centro-Oeste (CO x)/Sudeste (SE x), especificamente as linhas NE1 – CO1 e NE1 – SE2. A última também é expandida no cenário Detalhado, onde há ainda a expansão da linha NE6 – SE3, que é 50% mais cara que a primeira. Essa escolha pode novamente ter evitado restrições inter-regionais no Sudeste, já sobrecarregada para atendimento dos principais centros de carga do país (SE 4 e SE 6).

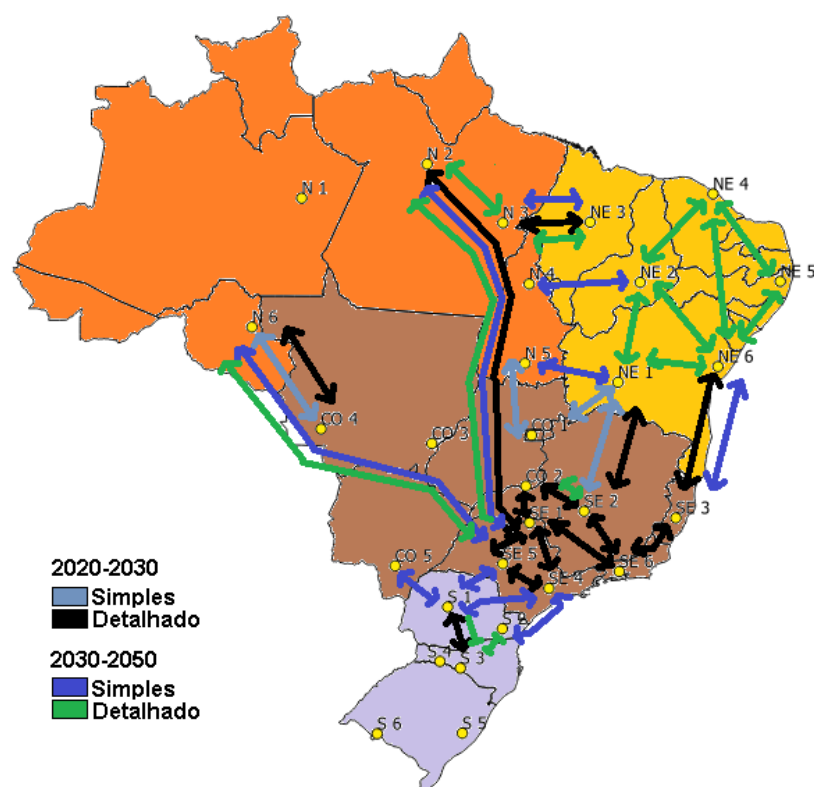


Figura 24 – Expansão dos processos de transmissão para o período 2020-2030 e 2030-2050 nos cenários Simples e Detalhado

No período 2030-2050, de forma análoga, o cenário de intercâmbio simples opta por linhas mais longas e caras apenas quando as de menor custo já atingiram seu limite de expansão. Outras linhas são expandidas gradualmente a medida em que novas plantas são instaladas e que há um crescimento da demanda. No cenário Detalhado, a expansão é focada no reforço das linhas de transmissão entre o norte e o Sul, bem como no aumento do fluxo interno de energia no interior do nordeste, como o resultado de novos projetos locais de energia eólica.

É importante notar que restrições intra-regionais também influenciam a expansão inter-regional. No fim do período, a soma das capacidades instaladas de cada macrorregião no cenário Simples é superior ao Detalhado (Figura 25), já que neste cenário a energia não pode fluir no interior de cada região sem enfrentar gargalos internos da rede. Além disso, percebe-se que há ligações indiretas entre as trocas/expansões inter-regionais e as trocas/expansões dentro das regiões e, portanto, a expansão de uma pode ser necessária para a expansão da outra e vice-versa.

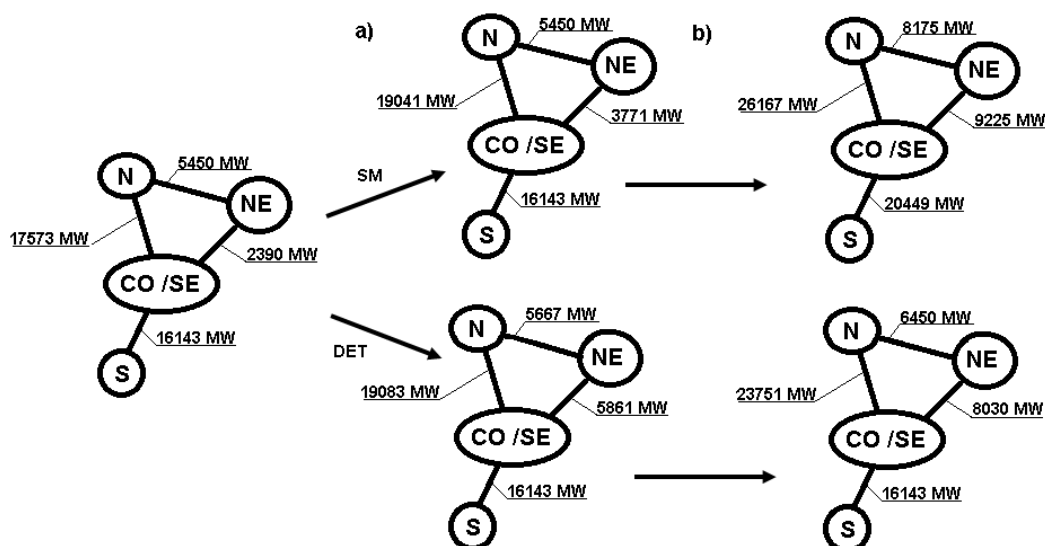


Figura 25 – Expansão inter-regional nos períodos 2020-2030 (a) e 2030-2050 (b) para os cenários Simples (SM) e detalhado (DET)

Fonte: Elaboração própria

5.1.4 - Variação do preço regional da eletricidade para 2030 e 2050

O preço marginal de eletricidade em um dado intervalo de tempo é função dos custos de produção e transmissão da eletricidade proveniente de fontes distintas, ponderado pelo nível de disponibilidade de eletricidade, que é resultado do equilíbrio entre oferta e demanda naquele intervalo de tempo. O preço marginal da energia pode ser considerado como o preço-sombra da eletricidade, que descreve a variação do custo na função-objetivo em consequência do aumento de uma unidade na demanda de eletricidade. Caso haja um desequilíbrio entre oferta e demanda, os preços podem atingir valores baixos ou mesmo zero, o que significaria uma sobreprodução ou disponibilidade de energia superior à demanda devido a restrições impostas ao modelo (REMME et al., 2009).

Existem dois componentes que podem influenciar o custo marginal da eletricidade em uma determinada região: os preços locais de energia e os preços de troca de energia. O primeiro é definido pela fonte mais cara em operação na região (custo marginal), sendo todas as usinas remuneradas igualmente. O preço de troca é ponderado pelos preços vizinhos quando há importações³⁴.

Especificamente em relação aos custos de uma usina, gastos com investimento, custos fixos, variáveis e de combustível (quando aplicável) são considerados. O custo nivelado

³⁴ Eventuais importações-dummy também impactam os custos marginais em um dado recorte temporal.

das usinas instaladas no período entre 2020 e 2050 está apresentada no Anexo B. Isto pode ser entendido como o custo da energia que uma dada tecnologia é contratada para fornecer eletricidade desde o início de sua operação até o fim do horizonte do estudo.

Como já mencionado, a ordem de mérito classifica as usinas ou tecnologias disponíveis em um dado intervalo de tempo desde a mais barata até a mais cara. Assim, é definida a planta marginal capaz de produzir uma unidade adicional de energia pelo menor custo disponível. Embora semelhante, a ordem de mérito não é definida pelos custos nivelados de energia, mas pelos custos variáveis das plantas. Usinas com custo marginal de operação mais baixo do que o definido no mercado ganham uma renda econômica pela eletricidade gerada. Assim, seu lucro é a diferença entre o preço atual e o seu próprio custo marginal de curto prazo. Pelo mesmo raciocínio, aqueles com custos mais elevados do que o estabelecido no mercado recebem um subsídio direto para sua operação.

O modelo do presente estudo contém duas *commodities* de eletricidade. A combinação entre os preços marginais da eletricidade local e os preços de troca da eletricidade através do sistema de transmissão resulta em um preço marginal de alta tensão. Há também um processo de distribuição no qual cada região produz uma commodity elétrica de baixa tensão. Como há perda de energia também nos processos de distribuição, a *commodity* de baixa tensão tem maior preço, sendo esta a fornecida posteriormente aos consumidores finais. Os custos marginais de baixa tensão para os cenários modelados são apresentados na Tabela 8 e nas Figuras 25-28.

Tabela 8 – Preço marginal de operação para suprimento de eletricidade (\$/MWh) para cada um dos cenários

			Verão	Outono	Inverno	Primavera
IL		2030	28	65	129	67
		2040	74	74	112	103
		2050	125	125	179	125
IS		2030	47	90	126	105
		2040	90	106	136	106
		2050	140	183	200	189
ID		2030	48	113	165	144
		2040	93	173	199	176
		2050	213	271	303	277

Fonte: Elaboração própria

Os preços de eletricidade no Brasil apresentam uma correlação com a disponibilidade de água nas bacias hidrográficas. O intervalo de dezembro a maio é o chamado período úmido, e, portanto, esse é o período em que se espera que os preços alcancem valores mais baixos. Além disso, a rede de transmissão é o outro fator de relevância, ligada às

perdas e também à incapacidade de expansão e operação do sistema a partir de opções mais baratas na ordem do mérito. O preço médio da energia no período de inverno para o cenário detalhado atinge valor ligeiramente superior ao preço de importação, possivelmente devido a momentos de congestionamento em um ponto(s) entre um nó de demanda e o nó de importação. De todo modo, é interessante observar a tendência do preço médio (máximo) em convergir para o preço de importação. Em média, os cenários de intercâmbio simples e detalhado são em torno de 25% e 77%, respectivamente, mais caros do que o intercâmbio livre.

Devido à falta de limite, custos e outras restrições de transmissão, não há variabilidade do preço no cenário de intercâmbio livre em nenhum intervalo de tempo (figuras 25-29). Pode-se perceber isso como uma média de todo o sistema. Os preços da eletricidade no verão são em sua maioria ponderados pelos custos de usinas hidroelétricas e eólicas, que produzem 95% da energia consumida. Como esperado, o cenário de intercâmbio simples tem variabilidade nos preços entre macrorregiões apenas. Nas regiões Norte/Nordeste, os preços também são derivados de usinas hidroelétricas e eólicas, que são mais baratas do que a média do sistema no cenário Livre.

Analogamente, o intercâmbio detalhado tem preços mais baixos do que o Simples nas regiões do Centro-Oeste, onde em torno de 80% da energia total provém de usinas hidroelétricas. No entanto, apenas parte dessa energia pode ser transmitida para o Sudeste que, por isso, tem que produzir localmente. Isso significa que quanto mais restrita é a transmissão em um dado cenário, mais energia é produzida localmente. Consequentemente, regiões de carga muito alta como a SE 4 e a SE 6, tiveram os seus preços determinados pelo gás natural, que gerou 57% e 30% do total da energia no período, respectivamente.

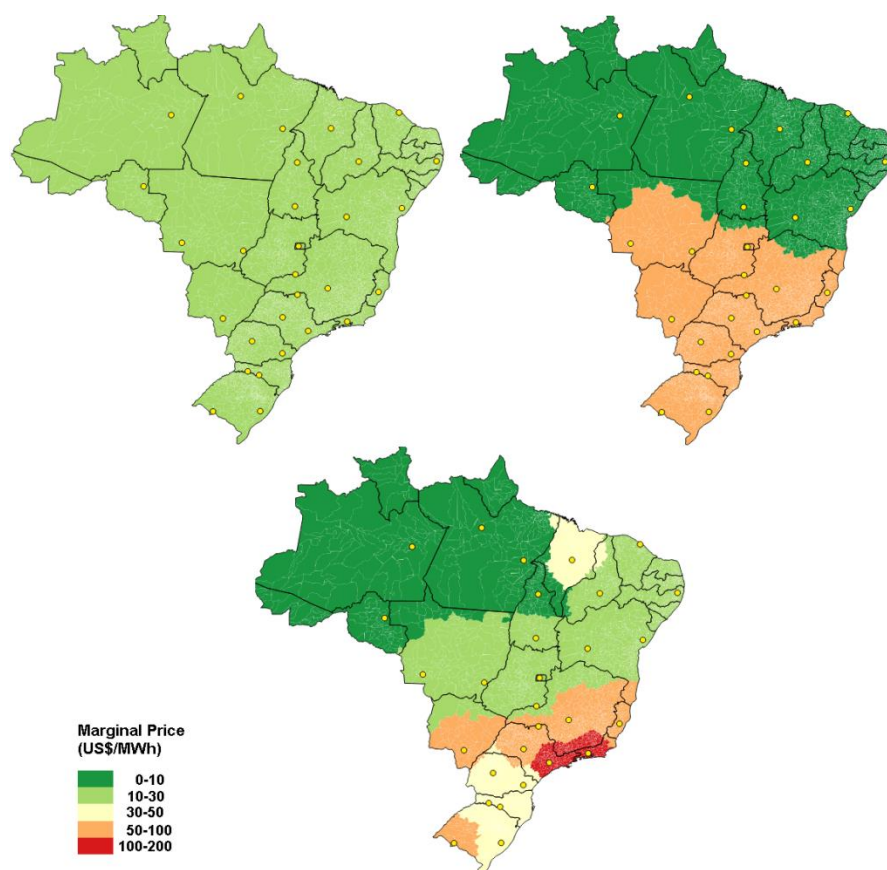


Figura 26 – Preços de eletricidade durante o verão em 2030 para o intercâmbio Livre (superior-esquerdo), Simples (superior-direito) e Detalhado (inferior-central).

Fonte: Elaboração própria

O período mais seco no inverno tem preços de eletricidade mais altos praticamente em todo o país, uma vez que a geração hídrica é substituída por fontes de maior custo (Figura 27). Esta diferença é mais perceptível no Norte, onde estão localizadas importantes usinas hidrelétricas a fio d'água. Em torno de 70% da energia da região é produzida a partir do gás natural, o que significa uma redução de 86% na participação da geração hídrica comparada ao verão. Para o país como um todo, a participação da geração hídrica cai para 39,5% no cenário de Livre, perfazendo 50% somado à energia eólica. O gás natural é responsável por 25,5%, seguido por óleo combustível e carvão. No Detalhado, a geração a partir da biomassa teve um papel importante na oferta de energia, o que aumenta o preço da eletricidade.

As usinas hidrelétricas da região Sul não seguem o mesmo perfil hídrico e possuem reservatórios em melhores condições esta época do ano. Esta energia produzida foi transmitida para o sudeste, o que mantém as linhas de transmissão ocupadas. Curiosamente, o mesmo não ocorreu no cenário Detalhado, provavelmente devido a

gargalos internos na rede Sul. Por esta razão, usinas hidrelétricas do Sul produzem 45% menos energia do que no cenário Simples. Assim, a oferta no Sul é composta por 65% de hidro no cenário Simples e 94% no cenário Detalhado, embora estas usinas tenham produzido mais energia no cenário Simples do que no Detalhado. Por essa razão, os custos marginais do Sul no cenário detalhado são significativamente mais baixos do que no cenário simples.

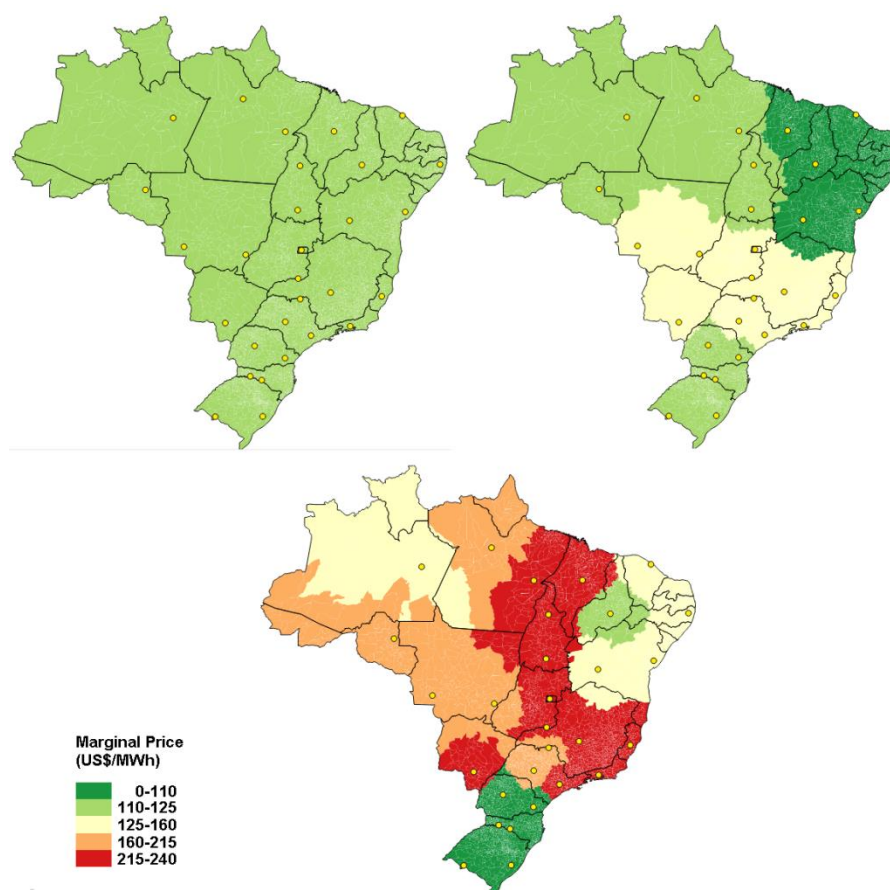


Figura 27 - Preços de eletricidade durante o inverno em 2030 para o intercâmbio Livre (superior-esquerdo), Simples (superior-direito) e Detalhado (inferior-central).

Fonte: Elaboração própria

No verão de 2050 são produzidas na **região sudeste** em torno de 45 TWh de energia elétrica no cenário Livre, 92 TWh no Simples e 150 TWh no Detalhado, que provém em sua maioria de plantas a gás natural e a óleo combustível, mas também biomassa. O mesmo ocorre no inverno, quando no cenário detalhado a geração de energia é quatro vezes maior do que no cenário livre para nesta região. Ao olhar para o país como um todo, observam-se hidrelétricas e plantas a carvão gerando a maior parte da eletricidade nos cenários Livre e Simples, e no Detalhado as plantas a carvão dão lugar à geração a partir do gás natural. Embora não haja geração a partir destas fontes no verão para o cenário

Livre, o gás natural é responsável por 54 TWh e 21 TWh, e o óleo combustível por 19 TWh e 2 TWh³⁵, respectivamente, nos cenários Detalhado e Simples.

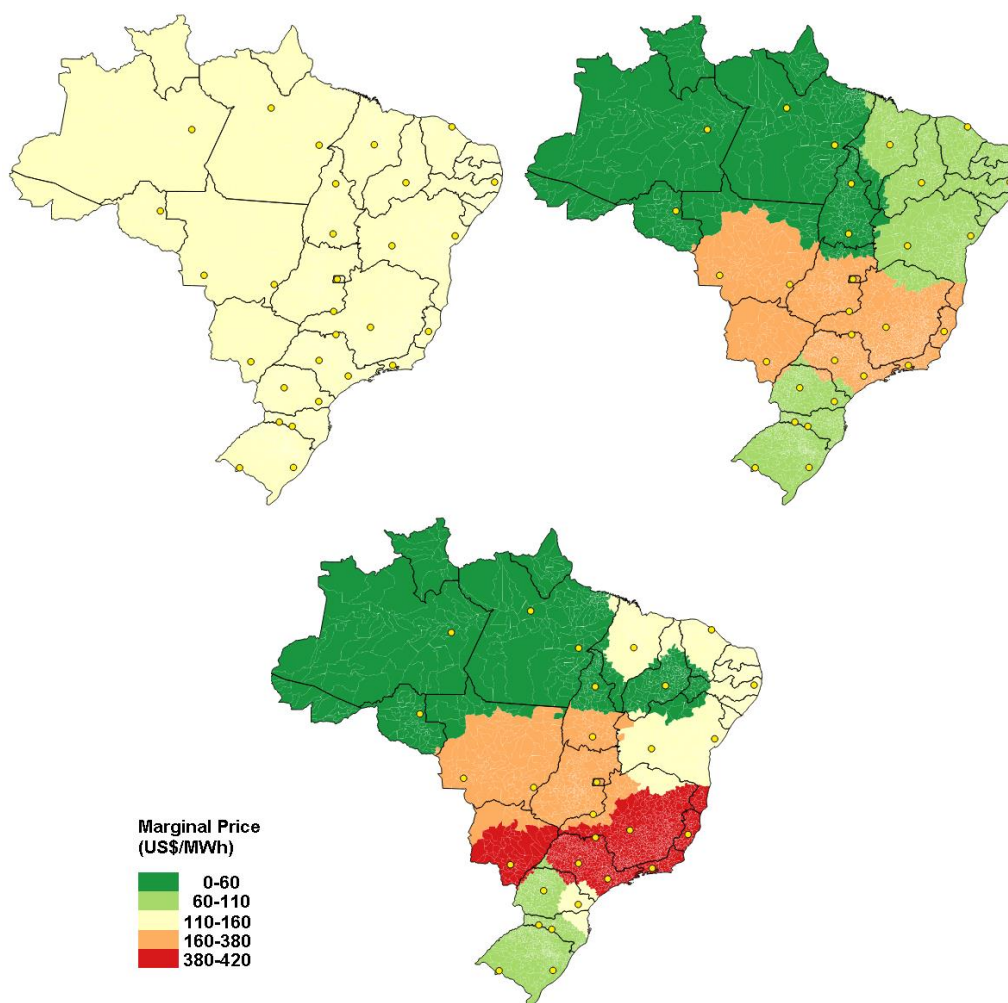


Figura 28 - Preços de eletricidade durante o verão em 2050 para o intercâmbio Livre (superior-esquerdo), Simples (superior-direito) e Detalhado (inferior-central).

Fonte: Elaboração própria

A avaliação do sistema energético brasileiro no inverno é importante, pois permite avaliar a capacidade do país em fornecer energia com menor contribuição de sua principal fonte de energia (Figura 29). Em 2050, a geração (TWh) por fonte para os cenários Livre, Simples e Detalhado é: hídrica (102 /100/ 99); gás natural (94/102/72), carvão (71/51/38),

³⁵ Alguns pontos devem ser mencionados em relação a relativa alta participação para o óleo combustível: i) Custo marginal de operação da tecnologia que, no presente modelo, não está atrelado ao preço internacional do óleo bruto; ii) O setor de refino no presente modelo não está devidamente detalhado ao ponto de optar por maior produção de óleo diesel ao invés de óleo combustível; e; iii) A disponibilidade de gás natural que poderia ser ampliada com melhor detalhamento da viabilidade de importação de GNL, por exemplo, diante do alto fluxo do combustível vindo dos EUA para a Bacia do Atlântico.

óleo combustível (9/6/52), biomassa (30/36/41), eólica (55/54/47), solar fotovoltaica (7/9/8), heliotérmica (8/8/11), lixo urbano municipal (0/13/13) e nuclear (9/9/9). O papel de cada tecnologia e sua contribuição variam de acordo com o cenário avaliado:

Hidro: Linhas de transmissão entre norte e sul estão menos movimentadas, uma vez que há uma menor quantidade de energia hidrelétrica no inverno e que precisa viajar por longas distâncias. Como a transmissão não é uma questão, a geração é similar entre os cenários.

Carvão: há uma contribuição importante do carvão no inverno, que pode ser observado nos cenários livre e simples. No detalhado, há uso de carvão de melhor qualidade no norte e nordeste, que utiliza linhas ociosas entre norte-sudeste para transmitir a energia.

Gás Natural: há um limite superior anual para a geração a gás natural no modelo (em função da disponibilidade de combustível), que é atingido em todos os cenários. Porém o uso sazonal acontece de forma distinta. No cenário detalhado a geração a gás natural se dá de maneira mais uniforme ao longo das estações, enquanto que no Livre e no Simples a geração é mais concentrada no segundo semestre.

Óleo Combustível: é utilizado ocasionalmente no Livre e no Simples, mas é bastante relevante no Detalhado durante o inverno. Os limites na geração a gás natural aumentam a sua importância.

Eólica: redução de dois pontos percentuais no cenário Detalhado em comparação aos outros, devido aos limites de transmissão no interior do nordeste. Além disso, há uma menor capacidade instalada no cenário mais restrito.

FV: a contribuição no cenário detalhado vem de sistemas de geração distribuída, que estão localizados mais perto das áreas de carga. No cenário livre o desenvolvimento solar se dá através de grandes projetos, que estão mais afastados dos centros de consumo, porém estão localizados em áreas com melhores recursos solares.

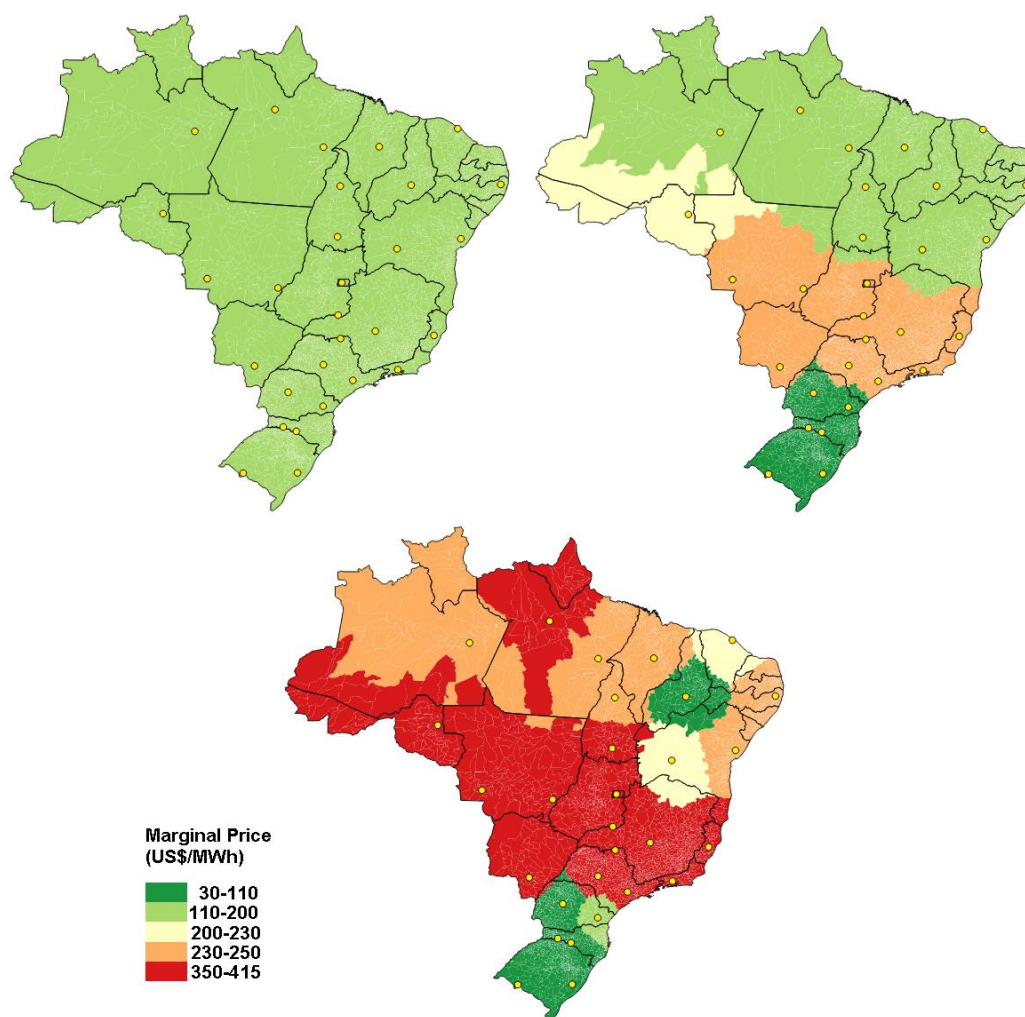


Figura 29 - Preços de eletricidade durante o inverno em 2050 para o intercâmbio Livre (superior-esquerdo), Simples (superior-direito) e Detalhado (inferior-central).

Fonte: Elaboração própria

5.1.5 - Análise de Sensibilidade dos pressupostos na expansão da rede de transmissão

Dois cenários de sensibilidade foram aplicados, ambos para o caso detalhado uma vez que este é o mais restritivo em termos de transmissão de energia. O objetivo principal deste exercício foi testar as variações dos limites impostos ao modelo para expansão do sistema, apresentados na seção 4.2.3, uma vez que estes não apresentam um forte embasamento para sua escolha, tal como o potencial de recursos naturais, tal como a disponibilidade de sol, vento e água.

O primeiro caso abordado permite a expansão de 100% das linhas de transmissão (ID 100%), ao invés de 50% como definido anteriormente. Além disso, o segundo (ID 100% - SR) não considerou as limitações elétricas apresentados na Tabela 5. A Figura 30 mostra

a relação entre a capacidade instalada no cenário detalhado, que permite a expansão de 50% da capacidade, e ambos os cenários de sensibilidade. Cada valor acima da unidade (positivo) significa que o cenário de sensibilidade ultrapassa a capacidade do cenário detalhado em uma dada porcentagem. Por uma questão de simplicidade, a transmissão foi agrupada em diferentes conjuntos de acordo com o tipo de troca, que pode ser inter-regional ou intra-regional. Por exemplo, o grupo CO/SE-S representa todas as trocas entre as regiões do Centro-Oeste (CO)/ Sudeste (SE) e Sul (S), enquanto o grupo NE-Interior representa todas as linhas de transmissão dentro da região Nordeste (NEx). Existem três grupos no cenário ID 100% onde a capacidade instalada média da linha ultrapassa as capacidades no cenário detalhado “regular”. O novo *layout* de transmissão aumentou pouco a utilização do carvão e de solar FV e diminuiu o uso de biomassa e óleo combustível também em um nível reduzido (Figura 31). Porém, em geral, não há alteração relevante na capacidade instalada das tecnologias.

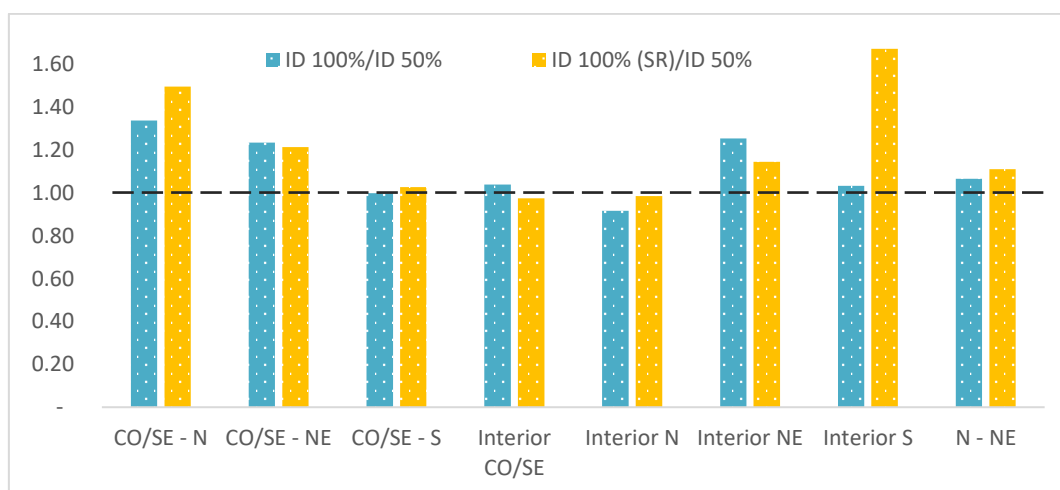


Figura 30 – A variação da capacidade de transmissão em relação ao cenário regular e detalhado - 100% and detalhado 100% sem restrições elétricas

Fonte: Elaboração própria

No entanto, o cenário 100% detalhado sem limites elétricos da rede apresentou modificações relevantes. O maior desvio na capacidade das linhas foi observado nas linhas de transmissão no interior da região sul, que supera em mais de 60% a capacidade do cenário detalhado regular. Além disso, há um aumento relevante no conjunto que liga as regiões do centro-oeste/sudeste as regiões do norte. Ambos os desvios já eram de certa forma esperados, uma vez que enfatizam os gargalos de transmissão já mencionados anteriormente em diversas partes deste trabalho. Primeiramente, as linhas de transmissão

do interior da região sul permitem um desenvolvimento mais forte do carvão nacional na região, que é mais barato e está mais perto das regiões de maior demanda do sudeste. Por sua vez, a participação do carvão importado diminuiu. Além disso, há um aumento considerável na capacidade hidroelétrica no cenário detalhado bem como uma redução relevante no uso de óleo combustível, parcialmente influenciado pela maior capacidade de transmissão entre as regiões norte (alto potencial hídrico) e o Sudeste (alta demanda de carga).

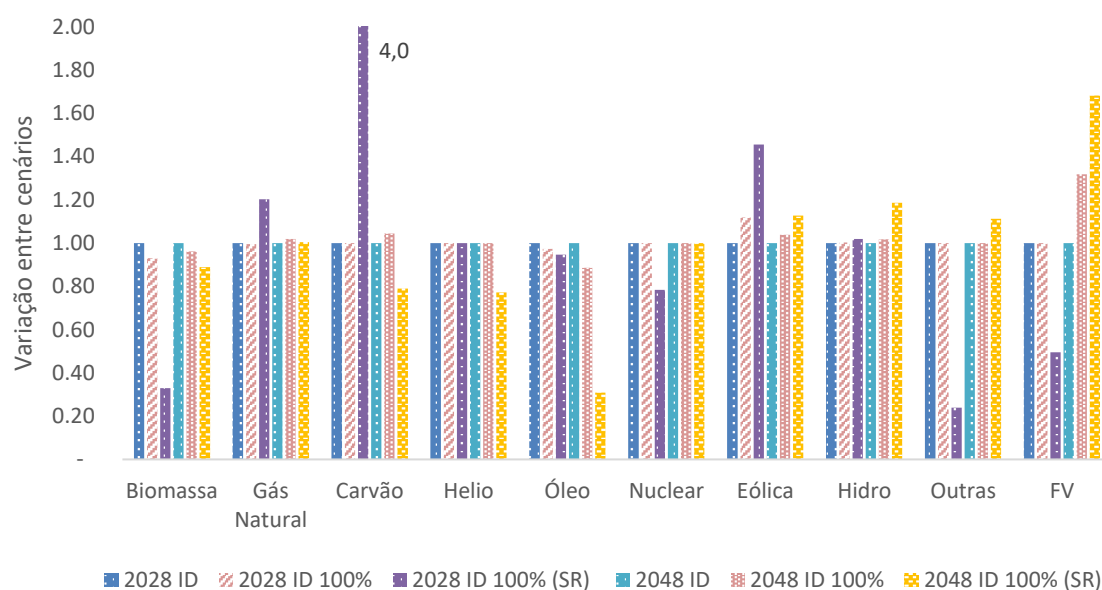


Figura 31 – Variação na capacidade instalada das tecnologias de geração nos cenários detalhado, detalhado 100% e detalhado 100% sem restrições elétricas

Fonte: Elaboração própria

5.2 – Modelo PLEXOS: a integração de renováveis

Essa seção apresenta os resultados obtidos a partir do modelo PLEXOS que teve como objetivo analisar de que forma a representação detalhada da rede de transmissão impactam a operação das usinas e como isso altera a avaliação de especificidades do sistema.

5.2.1 - Perfil de operação e utilização das usinas do sistema

Esta análise teve como objetivo analisar aspectos do despacho de fontes convencionais frente a diferentes cenários de integração solar e eólica no nordeste brasileiro. Observou-se a variação de parâmetros relacionados às usinas como fatores de capacidade, rampeamento de potência e ciclos de operação, assim como o cronograma de despacho para uma semana representativa do período úmido e do período seco com o objetivo de apresentar dois momentos distintos do ano.

Para todos os casos, a redução dos fatores de capacidade nas usinas convencionais é dos mais relevantes impactos que estas usinas experimentam com a penetração de renováveis intermitentes. Isto ocorre, pois intermitentes são aproveitadas em modo *must run*, isto é, utilizadas sempre que possível devido a seu baixo custo operacional (Tabela 9)³⁶. Entre térmicas a carvão e gás natural, a primeira apresenta menor custo operacional e em função de sua maior inflexibilidade se encaixa na operação de base. O gás natural tem o papel de provedor de flexibilidade ao sistema, o que se torna evidente ao se observar o grande decréscimo no fator de capacidade destas usinas para os cenários de menor penetração solar e eólica. Esta condição torna-se ainda mais clara ao se observar a pequena variação do fator de capacidade entre o caso de menor integração e os casos de maior participação intermitente. A dinâmica é exatamente o oposto ao observado em usinas à carvão, nas quais há pequena redução em fatores de capacidade para os cenários de baixa penetração, o que reforça seu papel na base do sistema. Entretanto, a participação de todas as tecnologias *de base* se reduz à medida que parcela intermitente é ampliada, caso do carvão e também de usinas movidas à biomassa. No caso da biomassa, sua participação no sistema se mantém apenas nos meses onde há disponibilidade do combustível. Em função

³⁶ Deve-se notar que apenas custos de operação foram utilizados no modelo, dado que somente a operação é analisada e não há expansão do sistema neste estágio.

de seu alto custo de geração, usinas movidas à diesel e óleo combustível apresentam baixa participação para todos os cenários.

Tabela 9 - Fator de capacidade e uso de combustível para diferentes cenários de integração eólica e fotovoltaica

	Fator de Capacidade (%)				
	Base	FV 7 GW	Eólica 12 GW	Eólica 24 GW	Eólica 24 GW + FV 7 GW
Biomassa/Biogás	50,29	50,32	48,99	45,13	40,66
Carvão	97,33	84,14	75,63	36,03	18,10
Óleo Diesel	4,17	0,45	0,43	0,33	0,32
Bicombustível	81,76	36,09	42,76	30,42	13,09
Óleo Combustível	4,10	4,62	3,15	2,66	2,40
Solar FV*	14,71	12,18	13,59	13,52	11,66
Eólico**	23,05	20,48	16,07	12,56	14,07
Hidrelétrica	71,91	69,56	73,05	70,94	64,00
Gás Natural	45,53	24,71	20,92	15,96	8,99
Uso de combustível nas usinas					
Consumo específico de combustível. *** (TJ/GWh)	9,55	10,10	10,11	10,26	10,68
Total**** (TJ)	251	204	178	103	70

*Fator de capacidade de referência para solar FV: 14,85 %

** Fator de capacidade de referência para eólica: 24,06 %

*** Em usinas térmicas

****Milhares

O despacho prioritário de plantas eólicas e fotovoltaicas não impede igualmente a redução de seus fatores de capacidade em decorrência de momentos onde o suprimento de energia é superior à demanda. Na realidade esta geração nem é sequer produzida e reflete-se na redução de potência ou desligamento de turbinas, dado que não há procura adicional por energia no local de geração e regiões vizinhas ou não há capacidade de transmissão (congestionamento) para o envio de energia para estas regiões.

Para o caso de maior penetração eólica (EOL 24 GW + FV 7 GW), o fator de capacidade eólico é reduzido para 14%, uma redução de 10% quando comparada ao fator de capacidade de referência da tecnologia, que corresponde a média dos recursos eólicos³⁷ considerados no estudo. Em outras palavras, este seria o aproveitamento destas usinas caso toda a capacidade de geração fosse, de fato, consumida pelo sistema. Precisamente,

³⁷ Na realidade uma aproximação, dado que alguns sítios eólicos devem possuir maior capacidade instalada que outros. O correto seria fazer a média ponderada pela capacidade instalada de cada local.

este aspecto é um possível norteador para a definição de níveis máximos de penetração de intermitentes, dado que quanto menor for o aproveitamento de energia em uma usina, maior será seu custo nivelado.

No caso das unidades térmicas, a operação menos eficiente (combustível por unidade de energia produzida) observada na Tabela 9 ocorre, em certa medida, em função do menor fator de capacidade destas usinas, dado que tendem à operar próximas a níveis mínimos de operação. Deve-se observar que curvas de eficiência não foram aplicadas para biomassa e térmicas à óleo diesel e combustível, então a redução de eficiência observada diz respeito apenas ao carvão e gás natural.

Por outro lado, estas usinas também consomem menor quantidade de combustível ao longo do ano (TJ), dado que há menor necessidade de energia fóssil no sistema. O cenário de maior penetração eólica e fotovoltaica consome aproximadamente 28% do combustível consumido no caso de base.

5.2.2 – Cronograma de despacho das usinas

O despacho para uma semana em janeiro (período úmido) e outra em agosto (período seco) é apresentado para cada um dos casos a seguir. O caso base (Wind 5 GW) pode ser considerado como o estado do portfólio nordestino para o ano de 2015. Usinas à carvão e biomassa atuam na base do sistema no período úmido deste caso, assim como hidrelétricas que também tem importante participação para acompanhamento da demanda (Figura 32). Deve-se notar que nenhuma restrição foi imposta às hidrelétricas para sua operação na base, como poderia vir a ocorrer na operação real do sistema.

Além da menor disponibilidade de água, o mês de agosto apresenta igualmente baixa oferta de biomassa (Figura 12). A menor participação de hidrelétricas implica em maior geração e rampeamentos para o acompanhamento da demanda em térmicas a gás natural. Observa-se também maior necessidade de importação a partir do norte e sudeste/centro oeste do país. Em relação à geração eólica e fotovoltaica, a primeira tem menor geração no período, enquanto a segunda é ainda incipiente para esse caso.

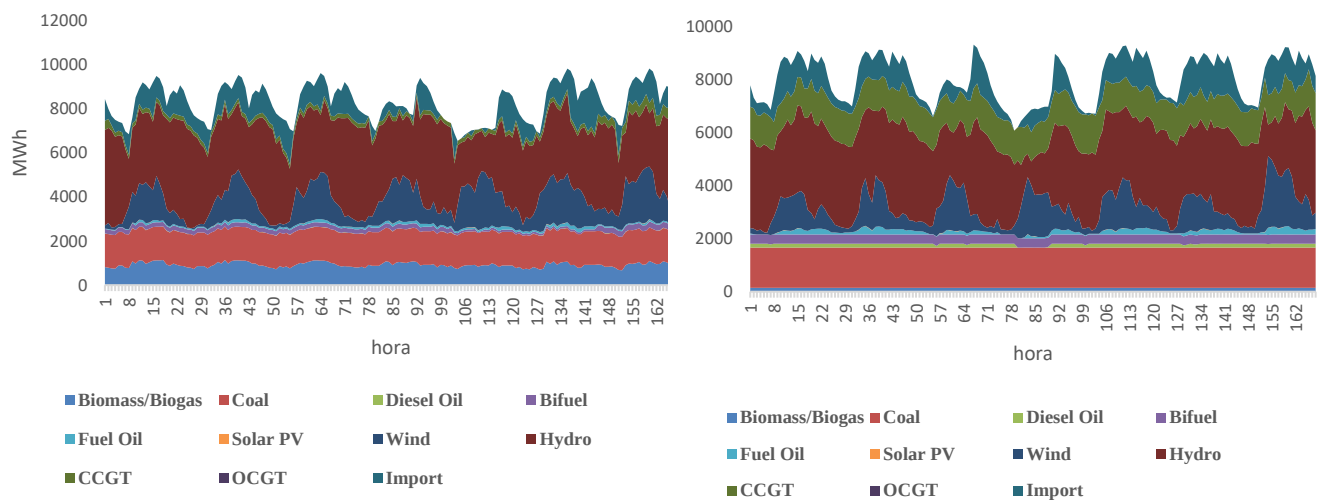


Figura 32 - Cronograma de despacho horário (MWh) no caso base para i) semana em janeiro ii) semana em agosto

Fonte: Elaboração própria

Uma interessante constatação do estudo é que, enquanto a integração eólica acarreta eventos de rampeamento em usinas convencionais, o desenvolvimento fotovoltaico (geração distribuída e centralizada) tem maior influência na quantidade de partidas e desligamentos das usinas (Figura 33 e Figura 34), o que é explicado pelo perfil de cada recurso. Enquanto o recurso eólico apresenta variações de pequena e média magnitude ao longo das 24 horas de um dia (eventos de rampeamento), o sol disponibiliza uma grande quantidade de energia, com início na manhã (desligamento de usinas), cresce/decrece continuamente e termina ao pôr do sol (acionamento de usinas). Naturalmente, o recurso solar apresenta variações ao longo do dia (nebulosidade, sombreamentos em ambiente urbano), mas esse aspecto é balanceado por usinas solares instaladas em diferentes localidades. Enquanto a maior rampa de potência individual observada em uma usina é igual a 88% de sua capacidade instalada, este valor é igual 23% da capacidade total instalada da tecnologia considerando todo o conjunto de sistemas fotovoltaicos.

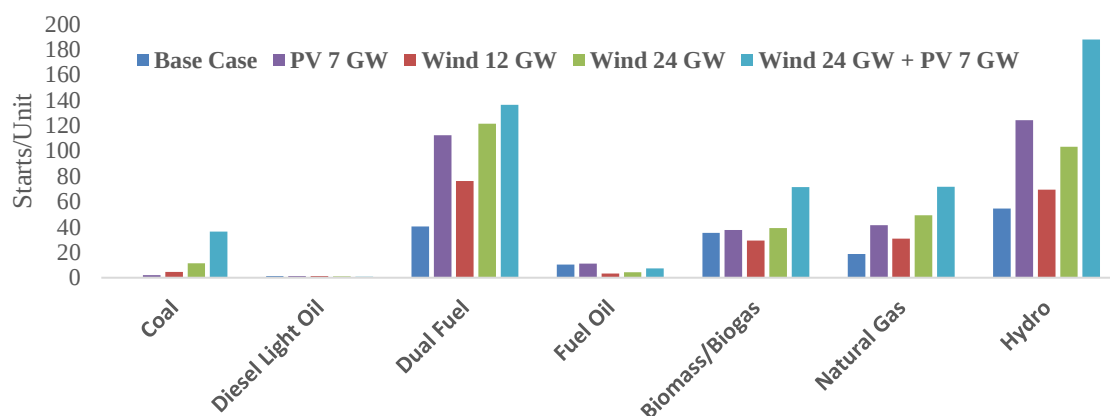


Figura 33 - Quantidade média de partidas por tecnologia ao longo do ano

Fonte: Elaboração própria

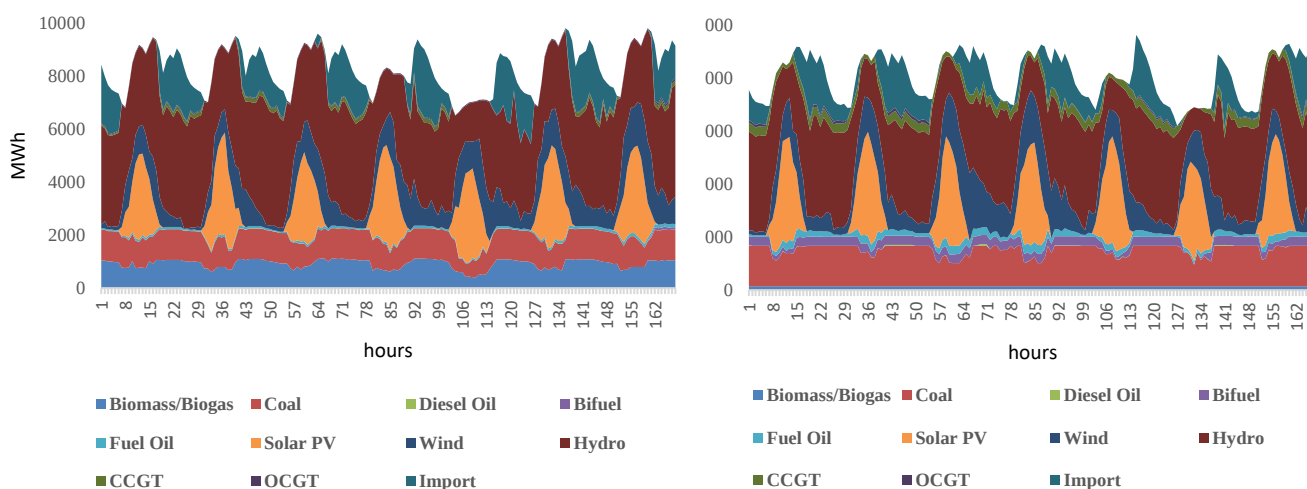


Figura 34 - Cronograma de despacho horário (MWh) no caso PV 7 GW para i) semana em janeiro ii) semana em agosto

Fonte: Elaboração própria

A quantidade de rampeamentos é considerável para o caso de grande integração eólica (Figura 35). A grande variabilidade eólica ao longo do ano tem impacto na performance de usinas hídricas, dado que a fonte é o principal provedor de flexibilidade de sistema, que tem neste caso que lidar com um grande número de rampeamentos de potência (positivos e negativos) ao longo do ano. Em menor escala, o crescimento da fonte intermitente modifica também a atuação de usinas a carvão e biomassa, que não apresentam geração estável como anteriormente. Enquanto no caso base o maior

rampeamento observado em usinas à carvão ocorre uma única vez (7.2 MW/min)³⁸, este se repete por 26 ocasiões no cenário de alta penetração eólica. Em maior escala, o mesmo se aplica às usinas a gás natural, que no caso de maior penetração aumentam ou diminuem potência durante 3.841 horas, contra 1.937 horas para o caso base. Tal discrepância é ainda maior para as hidrelétricas.

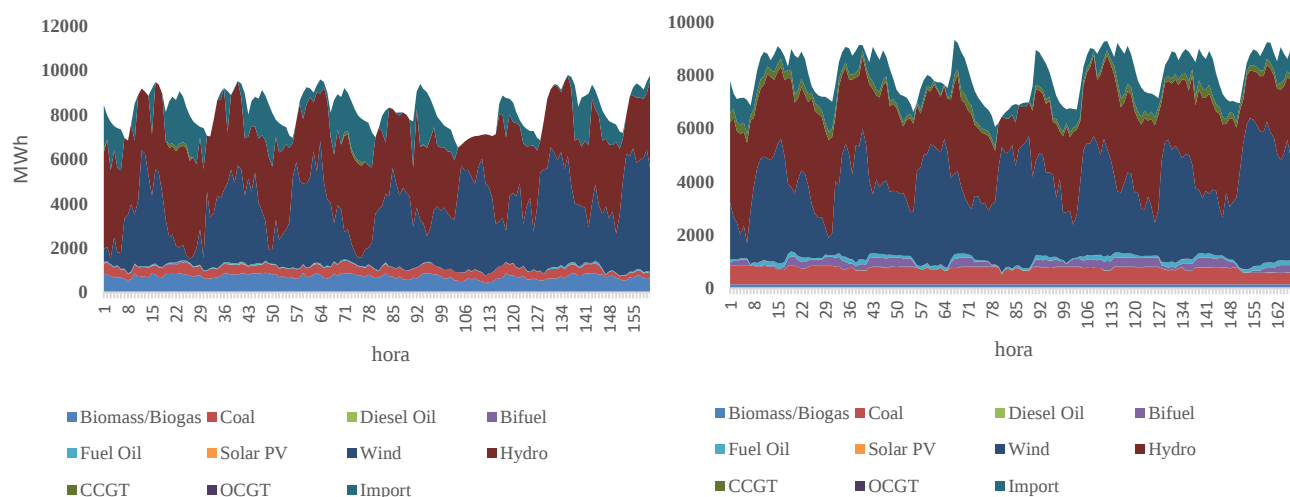


Figura 35 - Cronograma de despacho horário (MWh) no caso eólico 24 GW para i) semana em janeiro ii) semana em agosto

Fonte: Elaboração própria

Interessante notar que a magnitude de rampeamentos para o caso EOL 24 GW + FV 7 é menor que a observada nos casos de maior geração apenas de umas das fontes, resultado do balanceamento entre os recursos (Figura 36 e Tabela 10). Enquanto uma única fazenda eólica apresenta variação horária de até 91% de sua capacidade instalada, a combinação de projetos eólicos e fotovoltaico tem variação máxima de 10% da capacidade instalada total destes projetos.

³⁸ Observado na maior usina à carvão da região com 720 MW em capacidade instalada. Esta usina, no estudo, teria capacidade de modular potência até no máximo 9,3 MW/min.

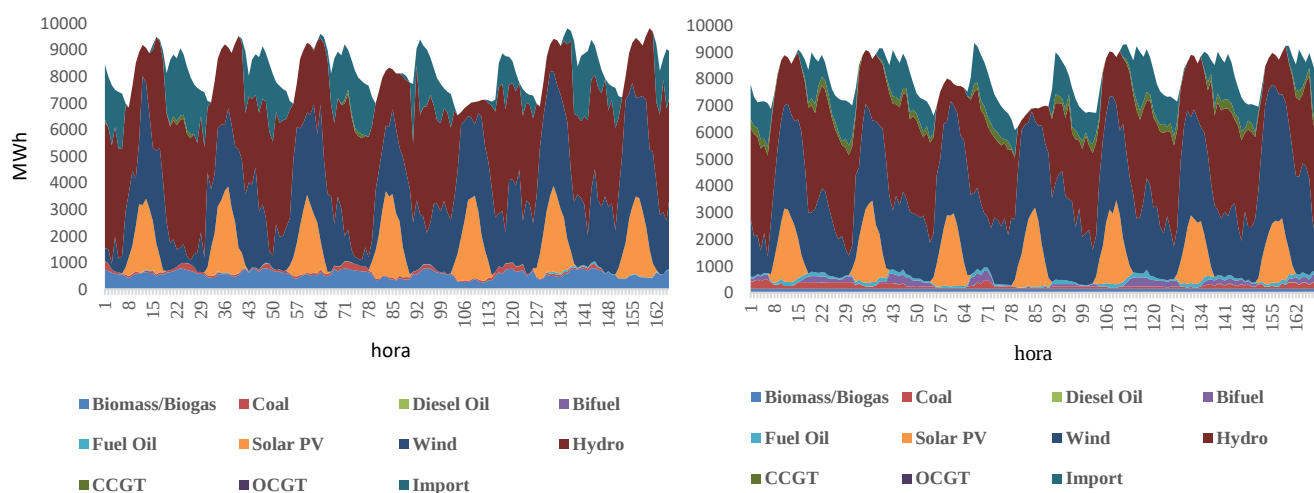


Figura 36 - Cronograma de despacho horário (MWh) no caso eólico 24 GW + FV 7 GW para i) semana em janeiro ii) semana em agosto

Fonte: Elaboração própria

Na realidade, plantas convencionais permanecem por longos períodos desligadas neste caso e, quando sincronizadas, modulam sua potência. Neste sentido, outro aspecto interessante é o aparente impacto distinto dos recursos intermitente na direção do rampeamento destas usinas. Enquanto o recurso solar provoca maior quantidade de rampeamentos positivos, o recurso eólico parece ter o impacto contrário (Tabela 10). Aparentemente, a carga de demanda encontra-se ainda em níveis baixos quanto usinas fotovoltaicas inciam sua geração durante a manhã, e, assim, essa combinação não demanda considerável redução de potência em fontes convencionais já em operação. No entanto, ao fim da tarde, além de lidar com a redução da geração fotovoltaica o sistema deve manter a oferta de energia em níveis altos com o início do horário de pico na região.

Tabela 10 - Perfil de rampeamento em usinas hidrelétricas, gás natural e carvão

	Base	FV 7 GW	EOL 12 GW	EOL 24 GW	EOL 24 GW + FV 7 GW
Potência cte →	78,32%	87,69%	81,57%	84,32%	84,32%
Potência Inc. ↗	10,83%	6,19%	9,20%	7,83%	7,83%
Potência Dec. ↘	10,84%	6,12%	9,23%	7,85%	7,85%
Rampa Máx* (MW)	1339	1533	1363	1811	1407
Maior Incidência	-11MW /	-1MW /	-26MW /	-31MW /	-10MW /
Faixa (91%-93% ramps)	+15MW	+27MW	+1MW	+2MW	+18MW

*Potência constante – A potência de geração é exatamente a mesma ao instante no tempo exatamente anterior, incluindo usinas desligadas e que permanecem nesse estado.

** Rampeamento máximo observado em uma usina específica, valor horário para todo o sistema deve ser ainda maior. Dado sua magnitude, esta modulação de potência foi necessariamente atendida por usinas hidrelétricas

Fonte: Elaboração própria

Como já observado, observa-se ainda uma possível complementariedade entre os recursos que reduz a necessidade de rampeamentos em termos de magnitude da potência no cenário de maior integração. Em maior ou menor escala, rampeamentos máximos aumentam para todos os cenários à medida que há maior participação de intermitentes no sistema (cauda da curva apresentada na Figura 37), mas estes eventos representam pequena fração da atividade total em plantas convencionais. Ao menos 90% da operação destas usinas ocorrem em uma faixa em torno de -30 MW to 30 MW para todos os casos, incluindo momentos sem rampeamento (Tabela 10 e Figura 37).

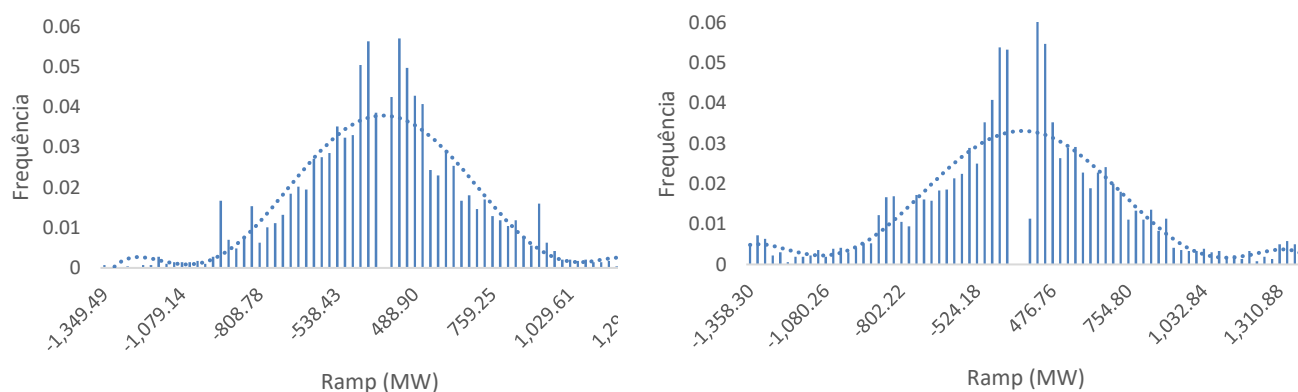


Figura 37 - Frequência de rampeamentos superiores a 400 MW para i) caso base ii) FV 7 GW + EOL 24 GW

Fonte: Elaboração própria

5.2.3 – Cronograma e planejamento do sistema sob a ótica do sistema de transmissão

5.2.3.1 - O preço e o despacho das usinas diante de um preço regional e locacional

O despacho do sistema brasileiro é realizado pelo Operador do Sistema (ONS), enquanto a contabilização e remuneração dos agentes é feita pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Ambas as atividades são feitas separadamente, embora utilizem os mesmos modelos de energia.

Para fins de operação e precificação, ambos ONS e CCEE calculam um custo marginal de operação do sistema (CMO) através do uso de modelo matemáticos³⁹ que tem como objetivo determinar o despacho ótimo das usinas a partir de informações tais como carga de demanda, vazões, disponibilidade das usinas, preços de combustível e limites de transmissão entre subsistemas. No entanto, enquanto o operador o faz levando em conta restrições de transmissão internas à cada submercado, o mesmo não é feito pela câmara de comércio que considera apenas as restrições entre submercados, de modo que a energia a ser comercializada seja considerada como igualmente *disponível* por todo o mercado e, portanto, com um preço único para cada umas das subregiões (Figura 38).

O CMO resultante é então utilizado como base para quantificação do preço de curto prazo ou *spot* (Preço de liquidação das Diferenças – PLD), definido em base semanal para cada submercado do sistema elétrico brasileiro: Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul. O PLD é limitado por um preço mínimo e máximo⁴⁰ e seu valor é utilizado como referência para liquidação de toda a energia não contratada entre os agentes no mercado de curto prazo (MCP), isto é, geradores com sobra ou falta de energia, assim como consumidores com sobra ou falta de energia (CCEE, 2011). A quantificação do PLD não é resultado do balanço entre oferta e demanda dada a sua periodicidade, mas na noção de custo marginal de curto e médio prazo.

³⁹ O custo marginal de operação (CMO) é calculado através do modelo Decomp, que por sua vez utiliza como dados de entrada valores para o custo futuro da energia, advindo do modelo Newave.

⁴⁰ Os limites inferior e superior do PLD são revisados anualmente pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)

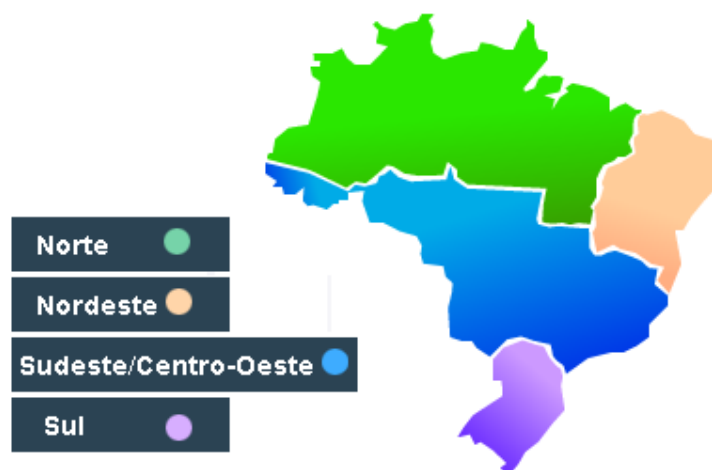


Figura 38 - Submercados de curto prazo de energia (PLD) para o caso brasileiro.

Fonte: CCEE (2018a), adaptado.

Em função da relevância hídrica para o sistema, todo este processo é feito de modo a encontrar o equilíbrio entre o valor presente da água e o benefício futuro de seu armazenamento, mensurado em termos da economia esperada de combustíveis de usinas termelétricas (CCEE, 2017, 2018a). Assim, quanto menor a disponibilidade hídrica maior será o preço da energia. Por exemplo, a redução das afluências em todo o país foi o principal fator responsável pela elevação dos preço médio de energia no país no início de 2014 que atingiu o valor de R\$ 822/MWh (CCEE, 2018a; COMERC, 2014).

O preço de mercado da eletricidade será o mesmo entre duas regiões caso não haja restrições de intercâmbio de energia entre elas. Nestas situações, ativos de geração (ou consumo) de energia são compartilhados livremente ao longo do sistema. No entanto, o congestionamento de energia entre duas regiões resulta em preços divergentes entre estas, onde o local com *excedente* de energia terá seu preço no mercado spot reduzido, enquanto o oposto acontecerá com a região *em falta* de energia. Regiões com excesso de energia podem apresentar até mesmo preços negativos em momentos de sobreoferta de energia, tal como observado na Alemanha em função da integração eólica e restrições para transmitir energia do norte para o sul do país (KETTERER, 2014; NICOLSI, 2010). A prática de preços negativos em mercados de energia é observada em regiões com grande integração eólica e/ou fotovoltaica tais como Alemanha, Dinamarca, Austrália, Califórnia e Texas (BNEF, 2018).

Além de não permitir o aproveitamento dos ativos de menor custo do sistema, situações de congestionamento trazem riscos aos agentes que podem ter dificuldade para honrar contratos bilaterais de fornecimento de energia (CCEE, 2017). Como destacado por PORRUA et al. (2005), a estiagem em reservatórios da região sudeste em 2001 trouxe a necessidade de importação de energia de outras partes do país, em especial do sul que por sua vez não passava pela mesma situação. A conjuntura resultou em grande congestionamento nas linhas de transmissão entre o sul e o sudeste do país. Por esta razão, houve grande desequilíbrio entre os submercados em semanas de julho e agosto, onde o preço no sul chegou a R\$ 4/MWh enquanto valores de R\$684/MWh eram praticados na região Sudeste (CCEE, 2018a). A situação trouxe grande exposição à geradores localizados no sul do país, com contrato de suprimento na região sudeste.

Dado que a infraestrutura de transmissão é considerada de forma distinta nos despachos real e econômico, uma diferença no cronograma das usinas é também comumente observada. Na ausência de limites de transmissão, o despacho econômico *considera* que a unidade de energia produzida no interior dos submercados pode ser consumida em qualquer outro ponto desse mesmo território. Esta discrepância resulta em duas situações que têm como objetivo ajustar a remuneração das usinas do sistema, assinaladas a seguir (CCEE, 2017):

- **Constrained-on:** Encargos pagos às usinas não listadas no despacho econômico para atendimento dos requisitos de demanda e de estabilidade do sistema devido sua posição na ordem do mérito (custo), mas que produziram acima do cronograma previsto devido a restrições operativas no sistema.
- **Constrained-off:** Encargos pagos às usinas que foram listadas no despacho econômico para atendimento dos requisitos de demanda e de estabilidade do sistema devido sua posição na ordem do mérito, mas que produziam abaixo do cronograma previsto devido a restrições operativas no sistema.

Os valores a serem pagos às usinas geradoras em um dos casos supracitados são calculados tendo como base a variação de energia entre o previsto e o verificado, assim como o PLD do submercado e o custo de geração declarado pela usina (CCEE, 2017).

Em sistemas com nenhuma ou baixa integração de intermitentes, a produção de energia é mais bem administrada e o momento de sua geração é facilmente controlado. O mesmo tende a não acontecer em sistemas com grande presença intermitentes, o que coloca maior

pressão sobre os sistemas de transmissão. Quanto maior for a variação dos preços de energia, maior é a probabilidade de haver pontos de congestionamento. Ao contrário, sistemas sem congestionamento tendem a apresentar um preço homogêneo ao longo de toda a região, como observado no modelo de longo prazo apresentado na seção 5.1.4. Assim, locais com grande participação de intermitentes tendem a apresentar preços menos uniformes ao longo da região, tendo em um valor tal como calculado para o PLD sua média.

Com o objetivo de identificar o quão diferentes estes preços podem chegar (assim como impactos), o modelo PLEXOS foi aplicado através de dois casos: o primeiro não considera restrições de transmissão e otimiza o sistema em base semanal, enquanto o segundo leva em conta restrições de transmissão e tem otimização horária. Para este exercício, utilizou-se o cenário com penetração eólica de 12 GW apresentado na seção 4.3.1.1. Além disso, permitiu-se ao modelo chegar à preço negativo, o que na prática não é permitido pela regulação brasileira.

Alguns sítios da região nordeste produzem mais que o dobro da energia consumida localmente, até mesmo o triplo em meses do segundo semestre, o que ilustra a importância do envio desta energia para outros pontos da rede. A Figura 39 mostra a relação entre preços e fatores de capacidade das linhas de transmissão para o mês de setembro, período com maior desvio padrão para os preços de energia, incluindo preços negativos. Preços negativos são observados principalmente em locais com grande presença de geradores eólicos, devido à impossibilidade de escoamento de parte desta energia em função de gargalos no interior da região. Há também regiões com elevado custo operacional devido a disponibilidade de energia reduzida nestes locais e necessidade de acionamento de usinas de maior custo, impulsionada pela menor disponibilidade hídrica no período. A média anual de preços na região para o modelo que inclui restrições de transmissão é igual a \$140/MWh, enquanto o modelo semanal que não considera este aspecto apresenta média anual igual a \$125/MWh.

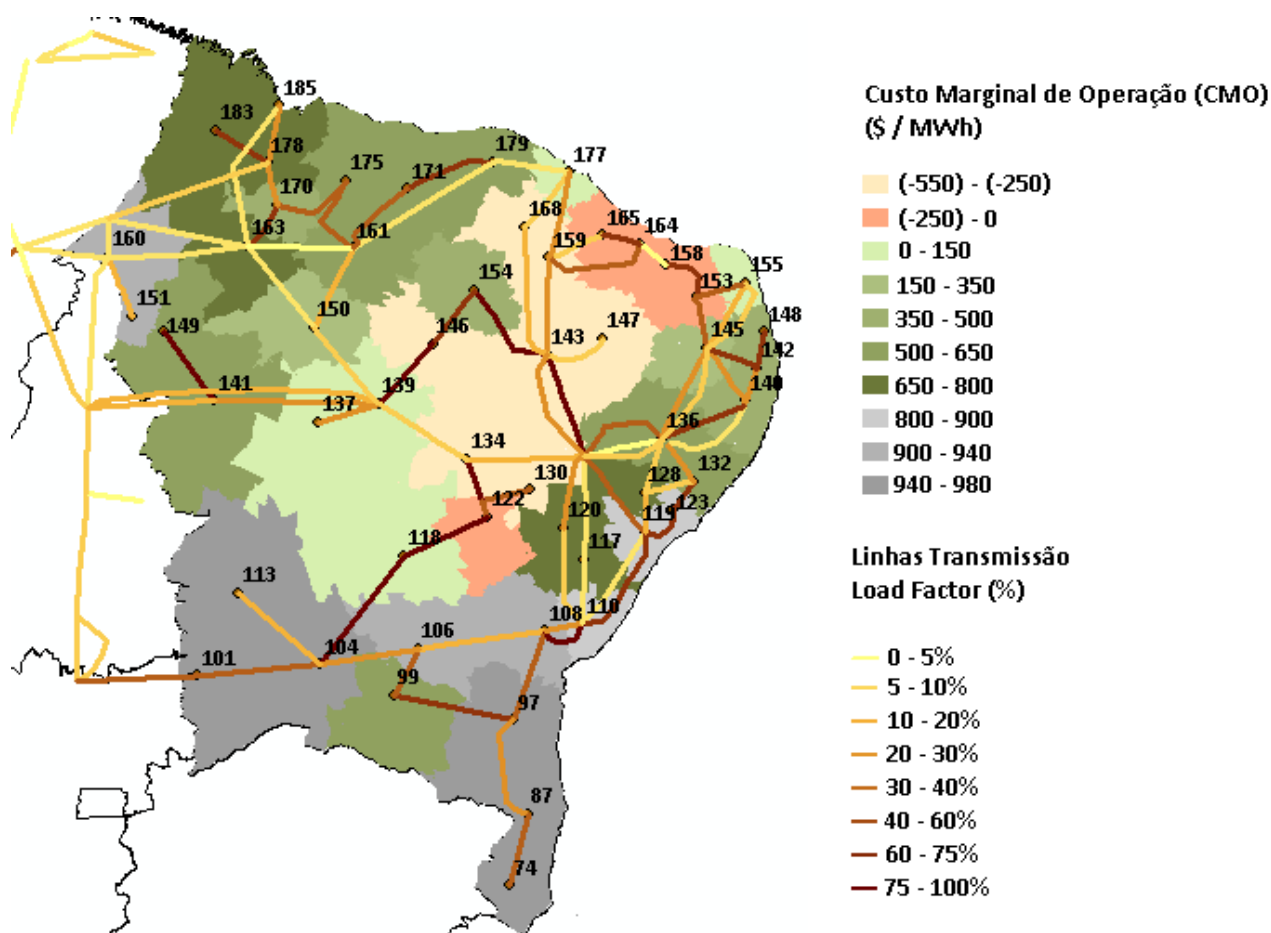


Figura 39 - Custo marginal de operação e fator de capacidade das linhas de transmissão para o mês de setembro para a modalidade que considera restrições internas à cada submercado

Fonte: Elaboração própria

O preço negativo indica locais onde por um certo período a oferta de energia é superior a demanda e sinaliza ao operador do sistema que usinas devem diminuir sua geração ou serem desligadas, resultando em operação diferente ao cronograma de despacho. Em relação à geradores eólicos, os resultados do modelo indicam perdas 1000 e 1500 GWh de energia, respectivamente para os meses de agosto e setembro⁴¹. Na prática, usinas só continuarão gerando energia em locais com preços negativos caso haja alguma restrição técnica que impeça seu desligamento ou em função de restrições inseridas no modelo para o atendimento de reservas operativas. Por exemplo, desde 2009 preços negativos são permitidos no mercado de curto prazo praticado nos países nórdicos (*day-ahead market*), provendo incentivos para o aumento da demanda/redução da oferta em momentos de

⁴¹ Nós com mais de 150 GWh de *curtailment* no mês de setembro: 99, 118, 146, 153, 155, 158. Ao ano, nós com maiores taxas: 155, 99 e, principalmente, 118.

grande disponibilidade eólica. A medida tem reduzido significativamente a necessidade de *curtailment* por parte dos geradores eólicos da região (DEA, 2012).

A Figura 40 apresenta o balanço líquido entre a geração alocada ao cronograma de despacho semanal que não considera restrições internas de transmissão e a operação que considera estes gargalos. Valores positivos indicam a energia assinalada pelo modelo sem gargalos, mas não indicada (ou produzida) pelo modelo de operação (análogo à situação de *constrained-off*). Valores negativos indicam usinas não programadas para o despacho em um dado nível de geração, mas que tiveram que ser chamados à operação no modelo com restrições (análogo à situação de *constrained-on*). Regiões com maior geração no cronograma semanal são compostas majoritariamente de áreas eólicas, com baixo custo de operação e, portanto, prioridade no despacho. A diferença ocorre, pois, o despacho economicamente ótimo não é feito estritamente de acordo com o mérito econômico de operação das usinas presentes na região nordeste. Não há contingenciamento (*curtailment*) de energia eólica no cronograma semanal de despacho.

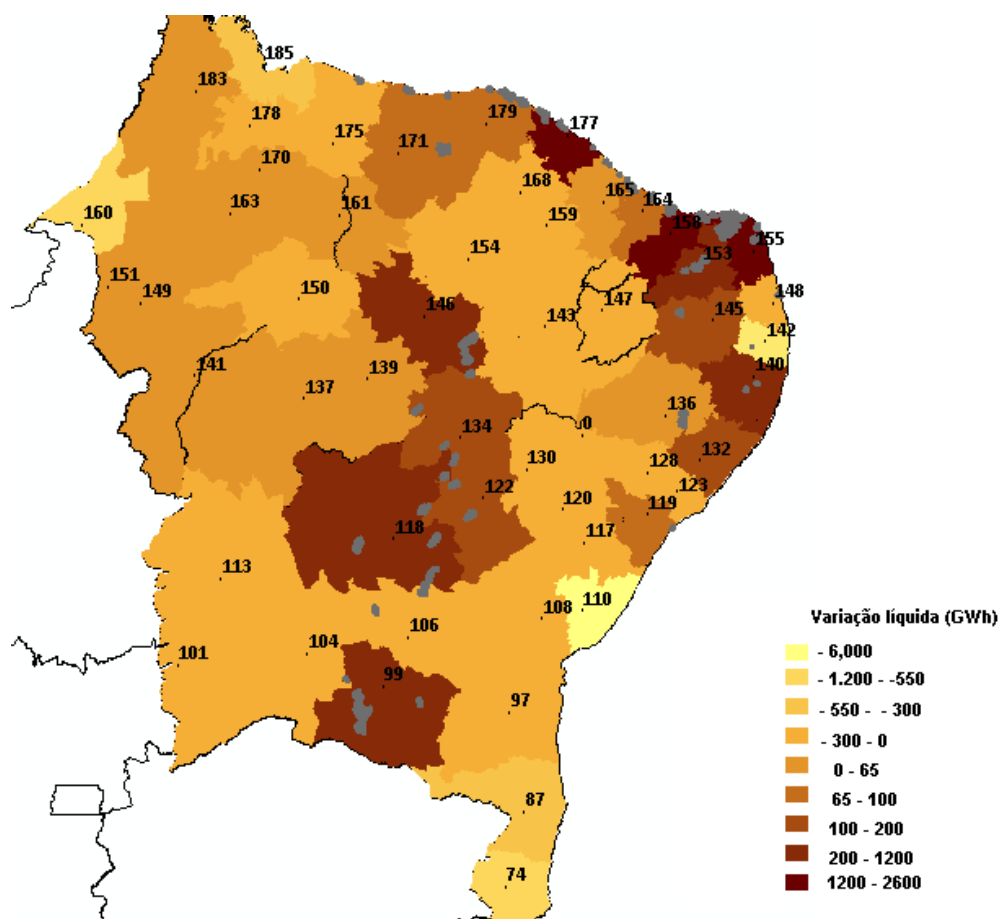


Figura 40 – Somatório da diferença entre o despacho econômico (sem restrições) e operacional (com restrições) ao longo do ano (GWh)*

*Localização de projetos eólicos em cor cinza no mapa

Fonte: Elaboração própria

Além de fazendas eólicas, outras fontes com menor geração na operação real do sistema em base anual são carvão e gás natural (Figura 41). Na direção contrária, isto é, usinas não presentes no despacho econômico, mas que passam a gerar no despacho real encontram-se usinas a óleo combustível e biomassa. Há ainda uma diferença em relação a energia total necessária em função das perdas inerentes ao processo de transmissão, perfazendo 214 GWh *adicionais* no modelo que considera tais restrições.

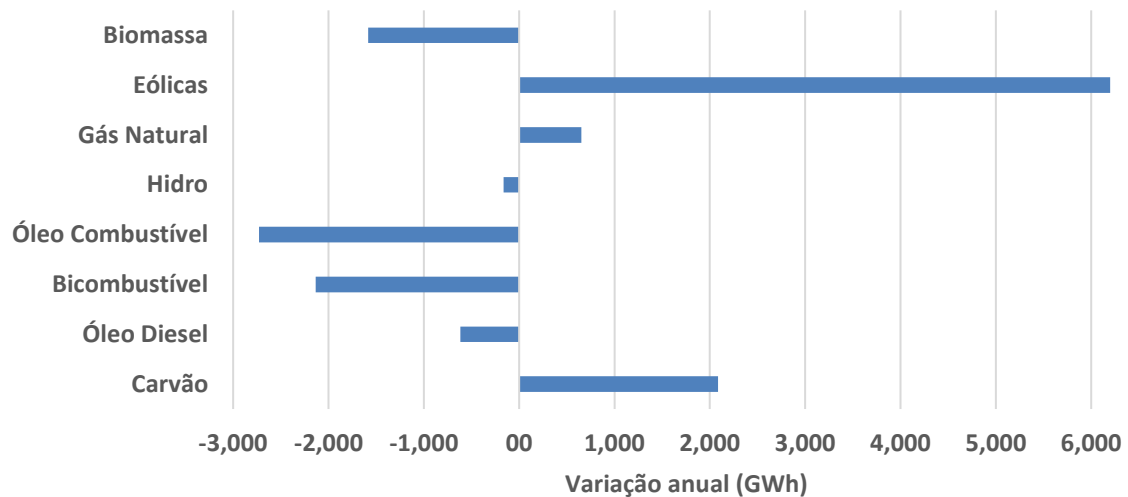


Figura 41 - Variação entre cronograma de geração e o despacho efetivo para as diferentes fontes de energia

Fonte: Elaboração própria

Estes resultados foram então utilizados como um *proxy* para as duas modalidades de despacho apresentadas anteriormente para o caso brasileiro, econômico (para fins de remuneração dos agentes) e o real ou verificado (para garantir o atendimento da demanda e estabilidade do sistema). Como mencionado anteriormente, a usina que produz em níveis diferentes entre ambos os despachos deve ser recompensada sob a atual regulamentação, seja pelo custo adicional devido à geração inesperada de energia (constrained-on), seja pelo custo de oportunidade da possibilidade de venda dessa energia ao preço do PLD no caso de redução da potência inicialmente prevista. De forma simplificada, os encargos a serem pagos às usinas ao longo de um ano podem ser simplificados da seguinte forma (CCEE, 2018b):

$$\sum_{h=1}^{h=8760} (Desp.Verif_{h=t} - Desp.Eco_{h=t}) * Max(0, (CMO_{usina,h=t} - PLD_{semanal\ ou\ locacional}))$$

Equação 1 -Constrained-On

$$\sum_{h=1}^{h=8760} (Desp. Eco_{h=t} - Desp. Verif_{h=t})$$

$$* Max (0, (PLD_{semanal \text{ ou } locacional} - CMO_{usina, h=t}))$$

Equação 2 - Constrained-off

Onde:

Desp. Verif: Despacho real verificado pelo operador

Desp. Eco: Despacho Econômico definido em base semanal e que não considera restrições de transmissão no submercado

CMO usina: Custo marginal de operação no despacho real na hora t

PLD semana: PLD ou pLD locacional (calculado via modelo, sem considerar restrições de transmissão)

Avaliou-se então de que forma os encargos em função dos eventos de re-despacho (econômico x verificado) se comportam a partir da utilização de diferentes preços de PLD, semanal e locacional-horário. De modo a simplificar a abordagem foram escolhidas apenas usinas a gás natural e usinas eólicas com maior variação entre os encargos.

Primeiramente, deve-se observar a lógica dos encargos para as duas situações. No caso de constrained-on o objetivo é assegurar os custos com a energia adicional, não prevista, e não coberto pelo PLD. No caso de constrained-off a finalidade é compensar o custo de oportunidade da energia indexado pelo PLD.

A tabela Tabela 11 mostra os valores dos encargos por energia acrescida/reduzida entre os despachos econômico e o verificado na operação, assim como o PLD instantâneo para todos os momentos em que estes eventos foram observados. Deve ser observado que nem todo evento de redespacho resulta na cobrança de encargos.

Por exemplo, os encargos de constrained-on pagos às usinas a gás natural são menores a partir do PLD locacional, pois estes agora são maiores e melhor representam estes momentos de relativa escassez. Ou seja, estes valores estão mais próximos ao custo marginal da usina para entrega dessa energia, o que pode ser observado pelo elevado PLD locacional nestes momentos. Estes eventos são desprezíveis para o caso eólico, na prática

toda a disponibilidade da fonte foi inicialmente definida no cronograma semanal do sistema.

No caso eólico, como o custo marginal desta tecnologia foi definido igual a zero, os encargos podem ser entendidos como a média do preço nos momentos destes eventos, por exemplo, assinalando corretamente o baixo custo de oportunidade (valor da energia) nestes locais em momentos em que a fonte intermitente foi vertida. A diferença entre o encargo e o PLD locacional nestes eventos ocorre porque nem todo evento é passível de encargo, como quando preços negativos são observados localmente. Pela mesma razão, o encargo e preço médio tem o mesmo valor sob o preço semanal, uma vez que preços nulos ou negativos não foram observados.

Por fim, deve-se dizer que há momentos de desperdício de energia eólica também em momentos nos quais o PLD locacional era alto, embora significativamente menos frequentes. Estes acontecimentos indicam que a fonte eólica é também “vertida” por restrições técnicas, por exemplo para manutenção de reservas operativas que, no modelo, podem ser supridas apenas pelas fontes convencionais.

Interessante notar que os encargos totais são menores para as duas tecnologias sob uso do PLD locacional. Para as usinas a gás natural este é 15% do PLD semanal, enquanto para as eólicas este valor é aproximadamente 60%.

Tabela 11 - Encargo médio pago às usinas a partir de um PLD semanal e PLD horário-locacional para situações de constrained-on e constrained-off e PLD médio (sem/loc) sempre que eventos de constrained-on ou constrained-off foram observados

	PLD		PLD Locacional	
	Constrained-On	Constrained Off	Constrained-On	Constrained Off
	Encargos PLDsem (\$/MWh)		Encargos PLDLoc (\$/MWh)	
Gás Natural	100	48	35	15
Eólicas		126		105
	PLD sem. anual médio (\$/MWh)		PLD locacional médio (\$/MWh)	
Gás Natural	105	155	307	97
Eólicas		126		87

Fonte: Elaboração própria

5.2.3.2 - A interferência do sistema de transmissão na remuneração das usinas

Como já mencionado em diferentes trechos deste trabalho, a rede de transmissão tem influência tanto na operação das usinas como no aproveitamento e complementariedade dos recursos renováveis existentes. Por exemplo, a correlação dos recursos eólicos pode resultar em menor variabilidade total da fonte, ao combinar diferentes perfis (Figura 42), que por sua vez teria impacto mais brando na carga líquida do sistema (Figura 43).

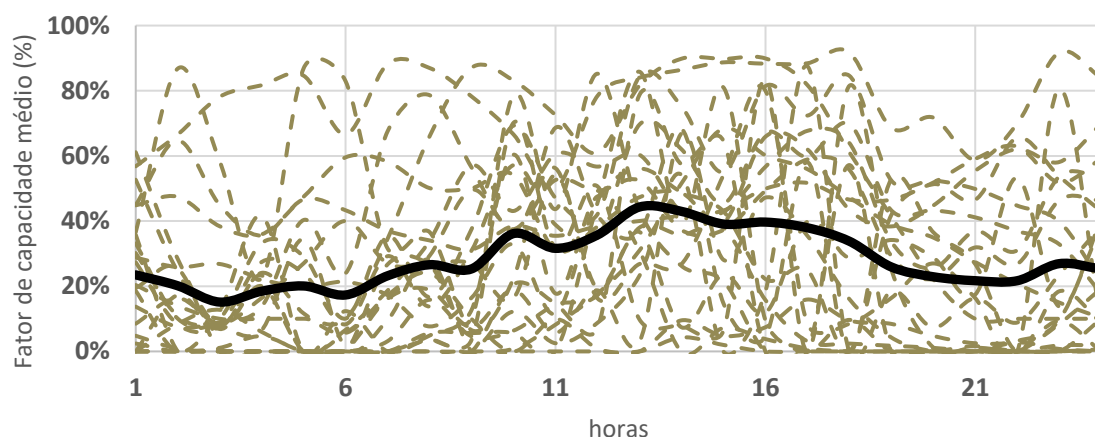


Figura 42 – Fatores de capacidade da região nordeste em um dia aleatório de janeiro (linhas tracejadas) e média horária para toda a região (linha preta)

Fonte: Elaboração própria

Por essa razão, o cronograma econômico semanal pode vir a subestimar outros custos de difícil percepção pelo PLD, por exemplo para provimento de flexibilidade. Como já apresentado na seção 5.2.1, usinas em operação à média potência são menos eficientes no uso do combustível e apresentam maiores custos de manutenção. O custo adicional de rampeamento ou custos distintos relacionados aos dois casos não foram analisados neste trabalho. A Figura 43 apresenta curvas de duração da carga líquida do sistema para o despacho econômico e o real, onde observa-se maior frequência de rampeamentos de maior amplitude para o caso que considera restrições internas à região.

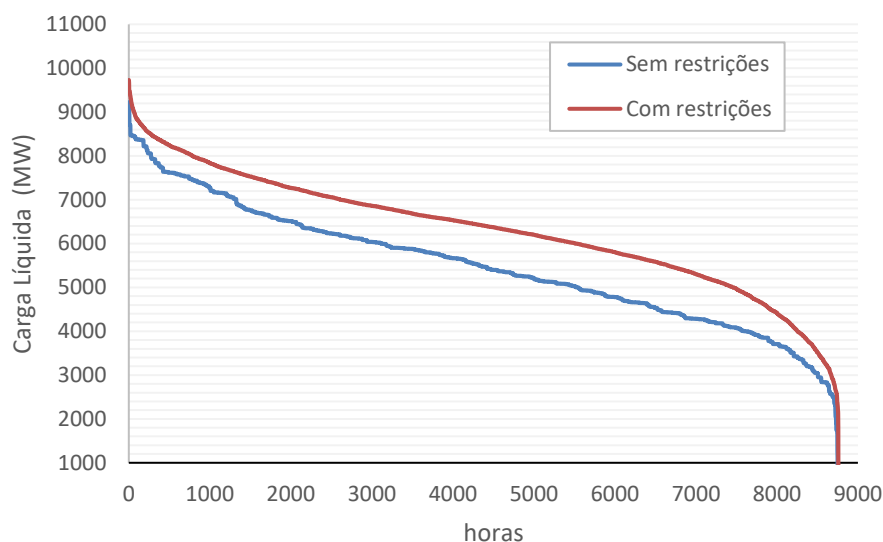


Figura 43 – Curva de duração para carga líquida (net load) da região nordeste para o cronograma semanal que não considera restrições internas e a operação horária do sistema onde a transmissão é considerada

Fonte: Elaboração própria

De outra forma, o preço locacional pode assinalar os melhores locais para aplicação novas usinas ou linhas de transmissão. Para ilustração, o modelo PLEXOS foi aplicado tal como no exemplos acima, mas com a adição de uma térmica a gás natural idêntica em cada um dos nós do modelo, sendo feita uma nova rodada para cada nova localização da usina (Figura 44) . Importante destacar que este exercício foi feito para demonstração do impacto na operação de novas usinas em função da sua localização e, portanto, não se levou em conta a viabilidade de suprimento de combustível nestes locais.

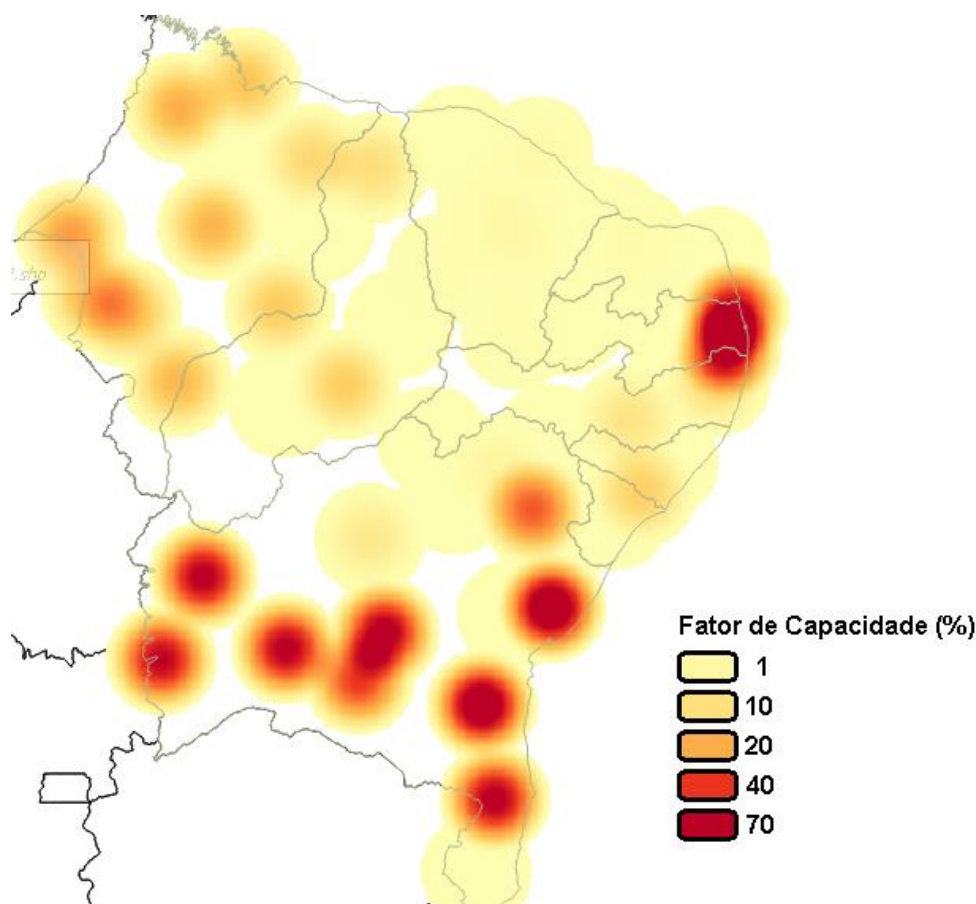


Figura 44 – Fator de capacidade de novas usinas adicionadas como uma forma de inferir a propensão locacional para seu investimento para a região nordeste

Fonte: Elaboração própria

Como esperado, os melhores sítios para aplicação de novas usinas encontram-se em locais onde o preço médio de energia é mais elevado e onde há eventos de congestionamento, isto é, locais de potencial déficit. Pela mesma lógica, algumas usinas adicionadas não são sequer acionadas ao longo do ano, por exemplo em locais com presença de usinas hidrelétricas. A combinação entre horas de operação e preços ditam sua remuneração, onde locais com preço especialmente alto podem tornar atrativos até mesmo usinas com relativa baixa operação. Da mesma forma, usinas de mesmo custo marginal de operação e com similar fator de capacidade podem ter remunerações distintas⁴².

⁴² Por exemplo, se implementadas, as usinas a serem adicionadas nos nós 149 e 151 teriam fator de capacidade igual 17% e 21%, respectivamente, assim como remuneração líquida igual a \$ 8000 ($\times 10^3$) para a primeira e negativa para a segunda. Enquanto o preço pago no mercado de curto prazo (\$/MWh) não é suficiente para cobrir custos de operação e combustível para a primeira, a relativa escassez de energia no local em que se encontra garante razoável remuneração para a segunda.

Dado que o preço de energia é fruto do balanço entre oferta e demanda, novos ativos de energia tem o potencial de modificar preços, não somente em sua região como em todo o grid. Por exemplo, uma usina eventualmente adicionada no nó 113 reduziria o preço médio local em 20%, para 285 \$/MWh, ao passo que diminui a possibilidade de não atendimento da carga para 0,4%. A usina adicionada pode modificar igualmente o preço de toda a região, sobretudo caso sua presença possibilite a redução de horas de congestionamento no sistema. Neste sentido, o investimento *ótimo* seria a combinação entre o melhor retorno privado⁴³ (remuneração líquida do ativo como geradoras ou tecnologias de armazenamento) com o melhor benefício social (redução do preço anual médio de todo o sistema), que é também resultado da redução do desperdício de renováveis intermitentes (Figura 45 e Figura 46).

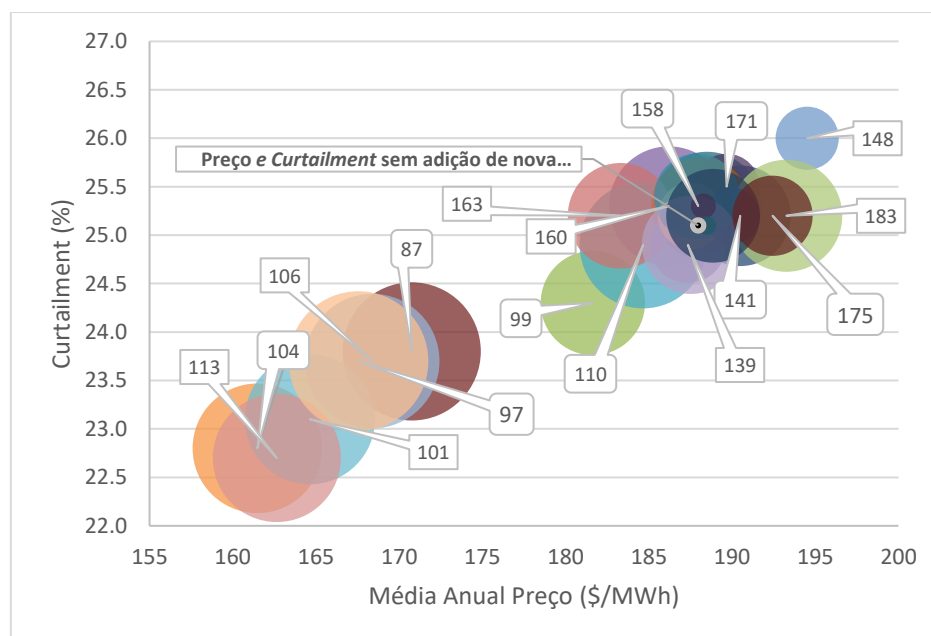


Figura 45 - Valor médio da energia na região nordeste e curtailment após adição de usinas à gás natural ao longo da região nordeste (legenda indica nodes) assim como remuneração líquida ($\times 10^3$) de operação destas usinas (tamanho dos círculos)

Fonte: Elaboração própria

⁴³ No Brasil, usinas de energia são remuneradas não somente durante sua operação (custos variáveis e combustível), mas também por sua disponibilidade de capacidade (custo fixo, independentemente de sua geração).

O maior aproveitamento de intermitentes é função da localização do novo ativo de energia, assim como de projetos já existentes. Por exemplo, a adição de uma usina no nó 104 (Figura 46) é capaz de reduzir a necessidade de energia advinda do norte da região, ao passo que otimiza a utilização do grid com significativa redução no congestionamento principalmente do trecho 122-118-104. Não há projetos de intermitentes no nó mencionado, assim o melhor aproveitamento destas fontes se dá em maior escala em nós adjacentes e em menor escala em locais distantes. Deve-se mencionar que a situação resulta também em maior desperdício de energia intermitente em outros nós em comparação ao caso sem a usina, entretanto o balanço é positivo. O aproveitamento da energia adicional neste exercício seria capaz de atender a demanda média de 2 dias observada na região em 2015.

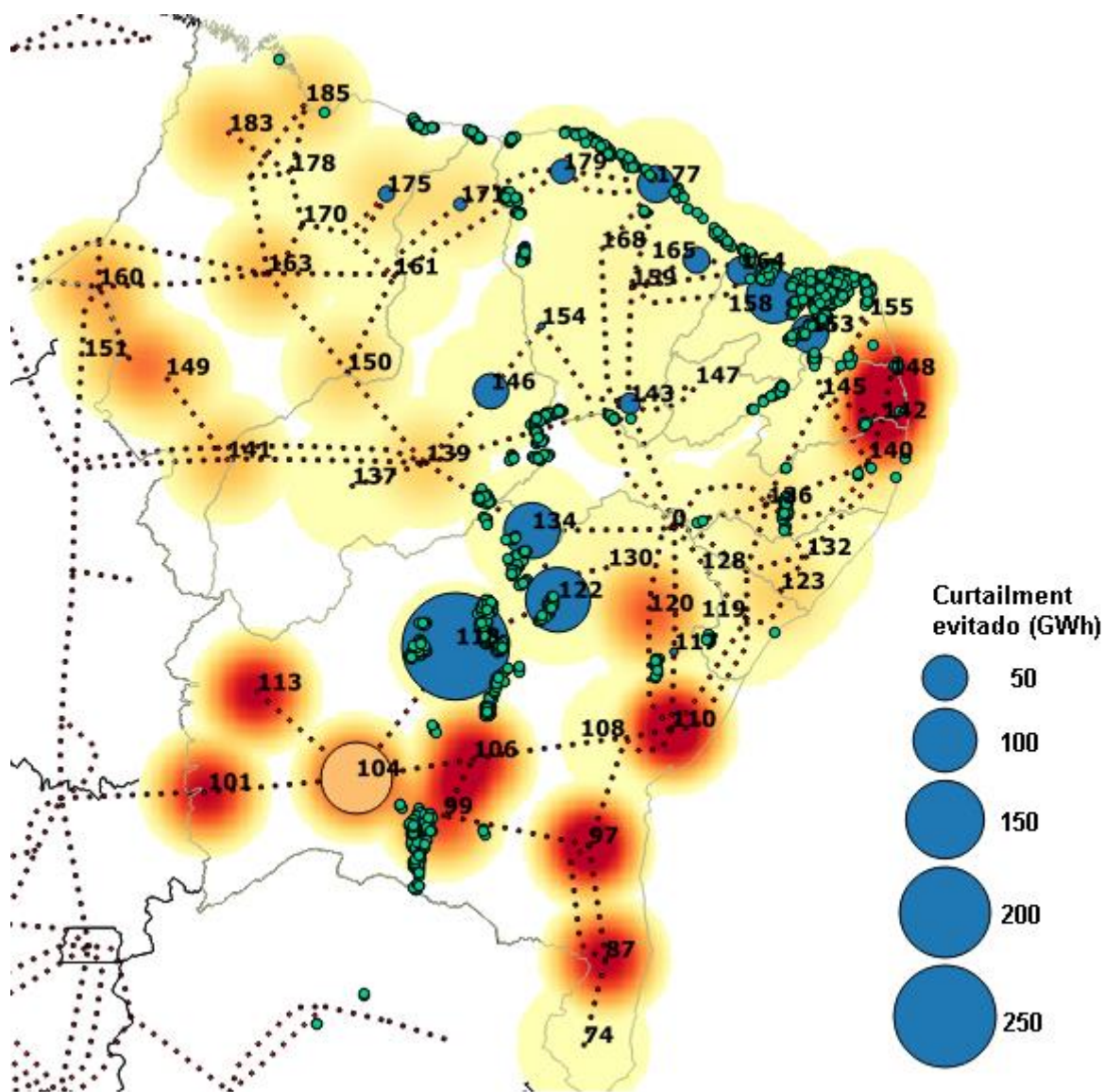


Figura 46 - Aumento de geração eólica (círculos azuis) em função da adição de usina a gás natural (círculo laranja) – ponto verdes indicam a localização de usinas eólicas na região.

Fonte: Elaboração própria

De forma análoga, a análise da dinâmica de preços e infraestrutura de transmissão pode auxiliar na alocação de projetos futuro de fontes intermitentes, uma vez que sua localização afetará diretamente sua capacidade de produzir energia e, consequentemente, respectivos custos. De forma geral, quanto maior for a capacidade eólica em um mesmo nó, menor será a geração de energia por capacidade instalada. Entretanto, a região nordeste apresenta locais com aparente maior suscetibilidade em acomodar intermitentes, ilustrados pela capacidade eólica instalada e respectiva redução de fatores de capacidade em relação à referência (Figura 47), por exemplo, locais com capacidade instalada baixa e pouco aproveitamento do recurso. O mesmo é observado ao analisar o incremento de

capacidade a partir de uma penetração de 12 GW para 24 GW. Com base nesse quadro, locais como os nós 106, 136 e 179 seriam boas opções de locais para novos projetos.

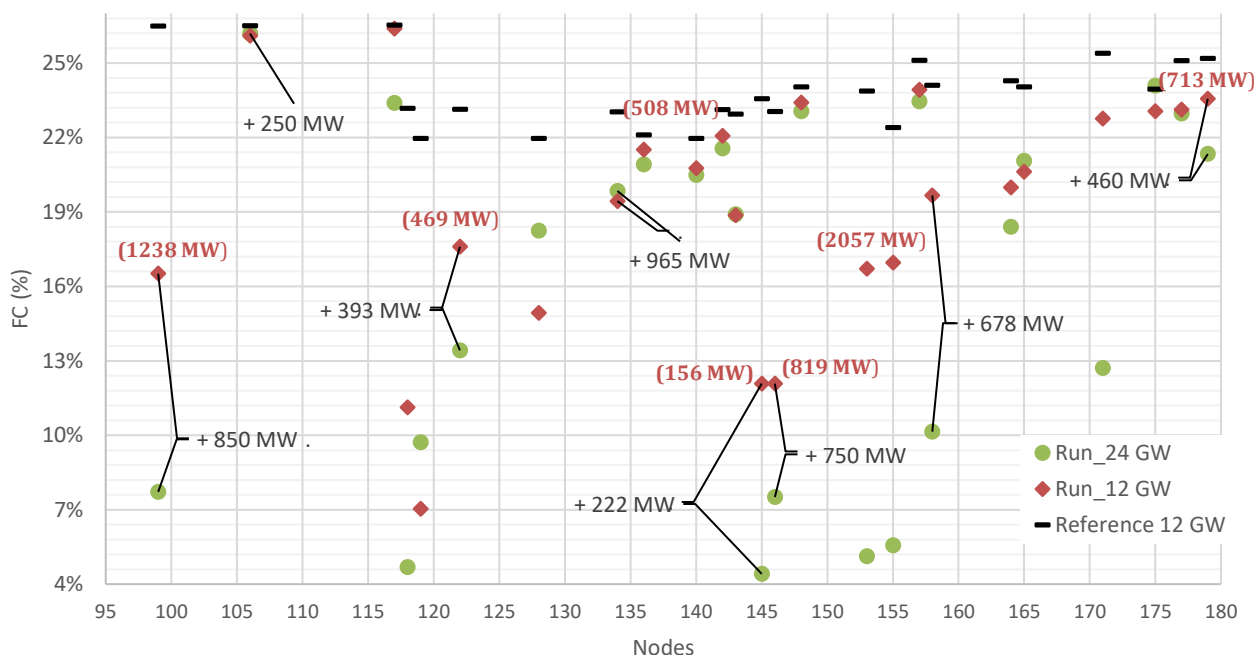


Figura 47 - Fatores de capacidade para a penetração eólica de 12 GW (círculos laranjas) e 24 GW (círculos cinzas) em comparação com valores de referência (traços pretos)⁴⁴ (valores ligados por dois pontos indicam o incremento em capacidade instalada entre cenários, valores em laranja indicam a capacidade instalada de um cenário específico).

Fonte: Elaboração própria

Caso o mercado brasileiro remunerasse suas usinas no mercado spot de energia (escala horária ou menor), a viabilidade de uma planta estaria baseada não somente na entrega de energia, mas no valor dado a ela em um dado instante no tempo. Por exemplo, fazendas eólicas presentes nos nós 153 e 155 possuem fator de capacidade similar, mas o valor médio da energia no segundo nó é 70% maior, o que resulta em remuneração superior ao dobro do primeiro grupo para a integração de 12 GW (Figura 48). Importante ressaltar a capacidade instalada no nó 155 que é aproximadamente o dobro da capacidade instalada do nó 153 neste cenário. Outra amostra do valor da energia para o sistema é observada no nó 134, onde o fator de capacidade médio das turbinas se manteve praticamente inalterado

⁴⁴ Cada nó possui usinas em operação sob recursos eólicos distintos, assim valores de referência foram calculados pela ponderação destes valores e respectivas capacidades instaladas. A figura apresenta valores de referência apenas para a integração eólica de 12 GW. Valores de referência para a integração de 24 GW são ligeiramente distintos, isto é, alguns dos nós possuem combinação de recursos eólicos (disponibilidade do recurso traduzido por fatores de capacidades) ligeiramente distinto ao observado na integração de 12 GW.

após uma expansão de 965 MW entre o cenário de 12 GW para o de 24 GW. Entretanto, ganhos com a energia vendida encontram-se pouco abaixo da metade do angariado anteriormente.

Os preços de energia indicam os locais no sistema elétrico onde ajustes se fazem necessários, traduzidos pela escassez ou sobreoferta de energia. De outra maneira, dependendo de sua localização, o valor gerado por uma usina eólica poder ser alto mesmo em cenários de grande integração da tecnologia em âmbito regional. Igualmente, pode-se ter um baixo valor para energia eólica mesmo em locais com grande disponibilidade do recurso. Assim, a expansão do sistema no curto prazo pode ser mais interessante em locais de baixa ou média disponibilidade do recurso, mas onde o valor da energia será potencialmente superior. No médio e curto prazo, entretanto, esta dinâmica deverá ser comparada com a opção de expansão do grid, como ilustrado na seção 5.1.

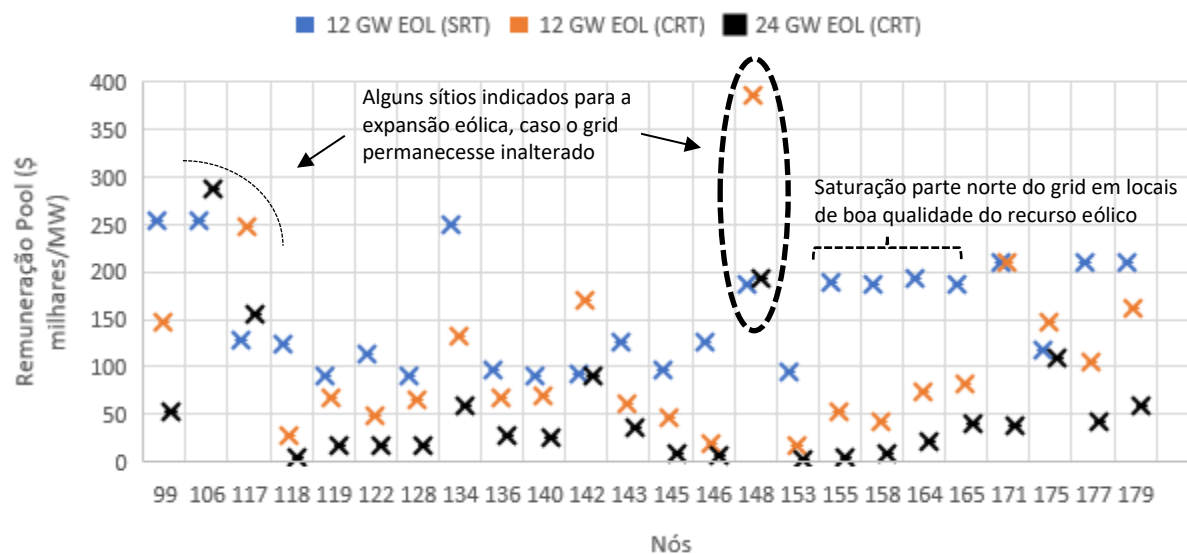


Figura 48 – O valor da energia ilustrado pela remuneração em usinas eólicas por capacidade instalada (\$/MW) para a integração eólica de 12 GW sem restrições de transmissão (SRT), com restrições de transmissão (CRT), assim como integração eólica de 24 GW⁴⁵

Fonte: Elaboração própria

⁴⁵ 12 GW de capacidade eólica + 7 GW de capacidade solar fotovoltaica

6 – Conclusão

6.1 – Discussão

O leque de análises proporcionadas pelos modelos, assim como os resultados encontrados, pode dar suporte a políticas energéticas e climáticas ao elucidar como gargalos na transmissão podem ter influência na implantação de renováveis. Neste contexto, a análise de preços da energia proporciona um importante indicador para avaliação da capacidade de um dado sistema em acomodar a geração intermitente. Além da acomodação de intermitentes propriamente dita, os modelos podem igualmente analisar de que forma os cidadãos devem ser cobrados pela energia consumida, por exemplo, se devem pagar um preço mais alto/baixo pela eletricidade e como lidar com tais diferenças.

As conclusões obtidas têm relação direta com a infraestrutura de transmissão existente, assim como com os ativos localizados ao longo deste sistema. Toda nova usina adicionada pelos modelos influenciará a operação de outras usinas e linhas de transmissão existentes, assim como estas impactarão o perfil de operação da usina adicionada.

O presente trabalho se desdobrou através de duas abordagens distintas, porém complementares. Ambas tiveram como objetivo analisar a importância em considerar a disponibilidade de ativos de transmissão na análise da integração de fontes intermitentes. A primeira abordagem foi feita através do modelo de longo prazo TIMES para avaliação dos desdobramentos na expansão do sistema energético brasileiro. Dessa forma, preços de combustível são calculados endogenamente e modificações nos usos finais de energia podem impactar toda a cadeia. Por outro lado, estes modelos geralmente não percebem variáveis externas à cadeia de suprimento de energia, como aspectos comportamentais, macroeconômicos, entre outros. Além disso, a menor resolução regional, temporal e técnica pode superestimar a participação de intermitentes e subestimar a necessidade de linhas de transmissão. Aparentemente, este foi o caso da expansão eólica na China, onde planejamento ineficiente de linhas de transmissão resultou no vertimento de 21% da energia eólica no início de 2016, com algumas províncias atingindo até 40% de vertimento (LUO et al., 2016, 2018). Neste sentido, a segunda abordagem através do modelo de curto prazo PLEXOS tem função complementar à primeira, pois permite

observar aspectos limitantes à geração de intermitentes, seja a capacidade insuficiente de por parte das linhas de transmissão seja a falta de flexibilidade por parte das usinas.

De forma resumida, os principais resultados derivados da representação detalhada do sistema de transmissão no modelo de longo prazo estão listados a seguir:

- Expansão de ativos de geração: Mudanças significativas no deck de geração (investimento em novos ativos de energia) para o longo prazo à medida que a representação dos ativos de transmissão é incrementada. Usinas hidrelétricas têm grande participação na geração de energia sem a inclusão de gargalos de transmissão, ao passo que térmicas a carvão ganham importância com a adição de gargalos entre regiões. O detalhamento intra-regional por sua vez destaca a importância de usinas à biomassa e óleo combustível, assim como usinas fotovoltaicas alocadas próximas a centros de carga.
- Localização de ativos de geração: Os cenários de transmissão com menor restrição permitem acessar os melhores recursos, sejam eles os solares/eólicos (maior disponibilidade) ou locais onde os combustíveis fósseis apresentam o menor preço. No caso de fontes intermitentes, o modelo pode escolher pela alocação de projetos em locais em princípio de maior custo por energia gerada, entretanto que não demanda a expansão dos ativos de transmissão.
- Operação dos ativos de geração: as restrições de transmissão somadas à integração eólica e fotovoltaica impactam sobretudo usinas convencionais com custo marginal de operação médio que são deslocadas na ordem do mérito. Cenários restritivos por sua vez elevam a importância de geração próxima aos grandes centros de carga. Assim, a energia de baixo custo de usinas a carvão ganha importância, tal como a viabilidade de usinas a gás natural localizadas próximas às grandes cidades.
- Operação dos ativos de geração intermitente: Os gargalos de transmissão adicionados no modelo têm pouca interferência no perfil de geração solar e eólico, traduzidos através de seus fatores de capacidade. O custo de operação igual a zero destas usinas, a não representatividade de aspectos técnicos relacionados à flexibilidade nas diferentes tecnologias, assim como da necessidade de prover

reservas operativas ao sistema, faz com que estas fontes sejam aproveitadas sempre que possível.

- Provisão de serviços não-energéticos: a representatividade técnico-temporal, que incluiu a desagregação temporal em base horária, não foi capaz de captar os benefícios de provedores de flexibilidade ao sistema. Este aspecto, por exemplo, poderia melhorar competitividade de usinas a gás natural frente ao carvão.
- Expansão de ativos de transmissão: permitiu observar que a existência de restrições intra-regionais (interior de um dos quatro sub-mercados brasileiros) apresenta interferência na expansão da capacidade de transmissão inter-regional (entre sub-mercados). Dessa forma, a expansão de um trecho de transmissão no interior de uma região pode ser necessária para a implementação custo-efetiva de uma linha inter-regional e vice-versa.
- Dinâmica de preços da energia: Quanto mais restrito o cenário, maior é o preço da energia paga pelo consumidor final. O cenário que considera intercâmbios inter-regionais é em média 25% mais caro que o cenário de transmissão ilimitada, ao passo que o cenário que considera tanto intercâmbios inter-regionais como intra-regionais é 77% mais caro. Este cenário é também onde se observa a maior amplitude de preço, entre momentos de valores astronômicos e outros próximos a zero.

De modo similar, o modelo de curto prazo foi capaz de indicar:

- Operação dos ativos de geração: O fator de capacidade (FC) de todas as tecnologias é reduzido com a integração de intermitentes, mas de forma distintas:
 - Carvão: operação na base do sistema devido seu baixo custo e menor flexibilidade, o que se mantém para níveis médios de penetração (FV 7 GW; EOL 12 GW). No entanto, este papel se reduz para integração elevada (EOL 24 GW; EOL 24 GW + FV 7GW)
 - Biomassa: assim como o carvão opera na base do sistema, mas apenas nos meses onde há disponibilidade do combustível e, portanto, tem FC reduzido. Como usina de base, tem participação quase inalterada ao longo dos cenários.

- Hidrelétrica: importante participação na base, dado sua grande presença no sistema brasileiro, assim como provedor de flexibilidade, característica da tecnologia. FC se mantém, de forma geral, em todos os cenários.
- Gás natural: evidente contribuição como provedor de flexibilidade ao sistema, o que se intensifica em momentos de baixa disponibilidade hídrica. Assim, tem significativa redução em seu FC a partir do caso base, mas pequena redução à medida que a participação de intermitentes se intensifica.
- Óleo combustível e diesel: possuem FC baixo com pequena integração intermitente, o que se mantém para os outros cenários
- Redução da eficiência: O consumo de combustível aumenta por unidade de energia produzida em geradores térmicos em operação a meia-potência
- Influência eólica e fotovoltaica no perfil de operação: projetos eólicos aumentam a frequência de eventos de rampeamento em usinas convencionais. O desenvolvimento fotovoltaico, por sua vez, tem maior influência na quantidade de partidas e desligamentos das usinas. A direção do rampeamento (positivo/negativo) foi diferente: usinas FV exigem significativo rampeamento positivo no fim de tarde, resultado da redução do recurso solar e aumento da demanda. Turbinas eólicas resultam mais frequentemente na redução de potência em convencionais, possivelmente para *criar espaço* para sua geração.
- Complementariedade eólica e fotovoltaica: a magnitude de rampeamentos se reduz frente a integração conjunta eólica- fotovoltaica em comparação à integração de apenas uma das tecnologias, o que indica haver complementariedade entre os recursos. Estes aspectos poderiam ser mais aproveitados na ausência de gargalos de transmissão, inclusive entre os diferentes recursos eólicos.

Além destes resultados que retratam as óticas distintas, planejamento e operação, os modelos podem também ser vistos como complementares. Por exemplo, enquanto o modelo de longo prazo não é capaz de detectar variações nos fatores de capacidade de fontes intermitentes, este aspecto poderia ser ajustado com a ajuda do modelo de curto prazo. Da mesma forma, o modelo de longo prazo é um bom indicador para pontos críticos do grid de transmissão, entretanto será apenas através da representação deste sistema em um dado ano no futuro que a real extensão deste gargalo pode ser avaliada.

Por exemplo, as redondezas de linhas menos saturadas do sistema podem ser locais para intermitentes.

Cenários de média integração devem ter maior impactos em usinas a gás natural, enquanto cenários mais agressivos alteraram também a produção de carvão e até biomassa. Dado que o novo paradigma pode aumentar custos e reduzir a remuneração das usinas, políticas públicas devem se voltar para novas formas de remuneração destes ativos, caso imprescindíveis para a manutenção do sistema (adequação, flexibilidade, estabilidade). No caso brasileiro, a grande participação hídrica poderia ser suficiente; entretanto a fonte pode já ter atingido seu limite superior de expansão, se não pela falta do recurso hídrico, mas devido a aspectos ambientais e sociais.

6.2 - Implicações para Elaboração de Políticas

Para remuneração de usinas necessária para segurança do sistema, alguns países têm criado **mercados de capacidade** para momentos de escassez, voltados para geradores capazes de prover serviços específicos ao sistema (SCHLANDT, 2015). Entretanto, estes mercados podem não ser economicamente eficientes, pois se apoiam em contratos de longo prazo, que não consideram o valor da energia quando esta é necessária. Por essa razão, **mercados de energia** seriam mais eficientes na alocação de recursos se, por exemplo, os ativos fossem valorados corretamente com base na capacidade de prover flexibilidade em momentos de escassez. Se bem estruturado, o caminho intermediário através de dois produtos, energia e disponibilidade, pode ser uma solução adequada, desde que o produto por disponibilidade não seja utilizado para manutenção de usinas não-renováveis e desnecessárias para o suporte à integração de renováveis intermitentes.

Segundo WISER et al. (2017), o valor de um gerador para o sistema refere-se à sua capacidade de contribuir com o atendimento da demanda, enquanto evita o custo de utilizar outros ativos. Neste sentido, o valor da energia é baseado na capacidade do recurso em compensar os custos de produção de outros ativos, onde mercados competitivos por vezes são utilizados para estimar esse valor. No caso da transmissão, este valor se refere ao impacto diferencial que os ativos aplicam ao sistema resultando na necessidade de infraestrutura adicional de transmissão.

O valor marginal da energia a partir de fontes intermitentes é geralmente decrescente⁴⁶, considerando que nada mais seja modificado no sistema. Seu valor será maior em locais onde seu perfil de geração tenha correlação negativa com fontes já existentes, assim como correlação positiva em relação à carga de demanda. Entretanto, à medida que novos projetos são integrados (correlação positiva com fontes já existentes), o valor marginal da energia tende a ser menor, pois há agora menos demanda a ser atendida. Na ausência de tecnologias ou medidas complementares⁴⁷, este valor pode ser igual a zero ou até mesmo negativo caso a energia em excesso cause problemas ao sistema.

O modelo de curto prazo indicou que a redução nos fatores de capacidade eólicos pode ser drástica, caso o sistema de transmissão necessário não esteja pronto quando chegar a hora. Neste sentido, estudos de viabilidade e quantificação de energia firme, como nos leilões brasileiros, podem ter que ser adaptados. Com efeito, o analista deve ter cuidado ao inserir fatores de capacidade de referência⁴⁸ em modelos de longo prazo, pois estes podem não ser alcançados em sistemas com gargalos na transmissão como em países da Europa China, assim como no Texas (YASUDA et al., 2015).

A expansão do sistema elétrico brasileiro é baseada em processos licitatórios, nos quais contratos são firmados com geradores para o suprimento de energia. As rodadas de compra de energia são feitas desde o menor até o maior preço e continuam até que a capacidade desejada seja alcançada. Assim, um gerador eólico ou fotovoltaico será remunerado de acordo com o lance ofertado durante a vigência de contrato que pode durar de 20 a 30 anos (CCEE, 2018c). A segurança de contratos de longo prazo garante uma remuneração conhecida aos geradores de energia, o que tem sido importante para garantir contratos de financiamento para a viabilização de projetos. (BNDES, 2017). Dado que agentes geradores e de transmissão são partes diferentes, a usina intermitente é remunerada independente de sua geração⁴⁹.

⁴⁶ Na realidade toda tecnologia de geração apresenta valor marginal decrescente ao sistema, embora a taxas diferentes.

⁴⁷ Dessa forma, quanto maior a integração de intermitentes com mesmo perfil, maior deverá ser o custo para o aproveitamento da unidade adicional a ser produzida (HIRTH, 2013; MILLS; WISER, 2012).

⁴⁸ Fator de capacidade de referência: indicam a máxima disponibilidade da fonte em função da sua localização.

⁴⁹ Em 2013, este processo resultou na inutilidade de 2 GW de capacidade instalada eólica, que recebiam pagamentos por uma eletricidade não gerada, mas firmada em contrato. As usinas encontravam-se aptas à operação, mas não havia meios de escoamento para a energia gerada o que resultou em prejuízo para os consumidores (VIANA, 2017). Desde então, o risco inerente a impossibilidade de conexão ao grid foi

Estes contratos de longo prazo são apoiados unicamente no preço da energia ofertada e não consideram aspectos igualmente importantes tais como a localização do projeto e a capacidade em prover flexibilidade. De outra forma, estes acordos de energia estão atentos em garantir a capacidade de entrega de energia pelas novas usinas (adequação), mas não inferem acerca da capacidade de prover flexibilidade ao sistema ou o valor da energia a ser entregue dado o conjunto de ativos energéticos já existentes.

Uma forma de modernizar este processo seria propor a criação de ajustes dinâmicos (prêmio ou custo) a serem indexados às ofertas das usinas vencedoras, nos quais a noção de valor da energia, ao invés de custo da energia, seria a função básica deste processo⁵⁰. Como apresentado no modelo de curto prazo PLEXOS, o valor da energia é variável ao longo do grid e tem como principais parâmetros a capacidade de escoamento a partir de um dado ponto de conexão (nó), assim como usinas adjacentes em operação. Portanto, o modelo aqui apresentado poderia dar suporte para a quantificação destes ajustes locais. A medida faria com que o grid fosse mais bem aproveitado, postergando a necessidade de sua expansão.

O mecanismo poderia ser semelhante ao implementado na reforma do sistema elétrico mexicano, no qual ajustes locais são aplicados aos preços finais da energia ofertada pelas usinas. Por exemplo, o primeiro leilão sob a nova modalidade apresentou ajustes locais na faixa de -22/ +10 USD/MWh a serem aplicados aos lances de geradores dependendo de sua localização. Como resultado, apenas cinco regiões do grid obtiveram projetos eólicos contratados (HOCHBERG & POUDINEH, 2018). Modelo similar vem sendo utilizado para usinas com certas especificações na Alemanha, onde aplica-se ajuste mensal ao preço fixado em leilão (*tender*) de acordo com o valor para o grid da energia gerada (MASSIG, 2017). Deve-se destacar que tal mecanismo traz certo de risco ao processo do ponto de vista do investidor privado, uma vez que o retorno financeiro com a aplicação não é mais fixo, mas variável. Entretanto, tal variação é mais previsível que mercados de curto prazo (*day-ahead market*).

transferido às usinas e atualmente estas devem solicitar parecer de acesso de modo a estarem aptas a participação nos leilões (EPE, 2017). Embora a medida tenha sido um importante passo para o aproveitamento eficiente de usinas intermitentes, não está claro se este parecer diz respeito apenas à conexão propriamente dita ou também à capacidade do grid em acomodar os projetos durante sua operação.

⁵⁰ Atualmente, a energia firme definida para geradores eólicos é revisada anualmente, mas este procedimento tem como objetivo analisar apenas a disponibilidade do recurso (INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2012).

No caso brasileiro, o cronograma econômico e o operacional são agendados semanalmente, mas somente o operacional é posteriormente ajustado em base diária para fins de operação, assim como considera restrições internas a cada submercado. Isto é, o preço da energia no mercado de curto prazo (PLD) é definido semanalmente (week-ahead) e não incorpora condições essenciais para sua precificação tais como congestionamento e falhas não programadas. Neste sentido, o presente estudo mostrou que um preço locacional poderia melhor valorar momentos de escassez do sistema, assim como a energia em excesso e o respectivo custo de oportunidade da energia não gerada.

O cálculo e aplicação do PLD em base diária ou horária reduziria encargos, pois a margem entre a geração prevista e verificada seria menor. A prática poderia inclusive viabilizar um mercado diário de energia - *day-ahead market*, que permitiria o envio de sinais econômicos tanto para a orientação de investimentos como para a operação eficiente do sistema (CCEE, 2012). Tendo como exemplo, a permissão de preços negativos na Dinamarca fez com que eventos de *curtailment* fossem menos frequentes no país (DEA, 2012). Nestes casos, geralmente o cronograma de geração das usinas é definido pelo mercado (IRENA, 2017d), diferentemente do atualmente praticado no país no qual este é centralizado pelo ONS (CCEE, 2018d, 2018b).

O estudo aqui apresentado mostrou também a importância de representar o grid de transmissão para a análise do aproveitamento de intermitentes. Caso tudo o mais permaneça inalterado, quanto maior o desenvolvimento destas tecnologias menor deve ser seu aproveitamento por unidade de capacidade instalada (Figura 49), assim maior será o custo nivelado de energia. No entanto, como apresentado neste estudo, deve-se atentar que esta redução é função da localização da capacidade adicional a ser adicionada, o que inclui todas as demais usinas em operação. Para o caso eólico, uma interessante constatação foi o aumento do fator de capacidade médio da tecnologia após a adição de 7 GW de sistemas fotovoltaicos no sistema (Base + 19 GW $\rightarrow$ Base + PV 7 GW + EOL 19 GW), como apresentado a seguir.

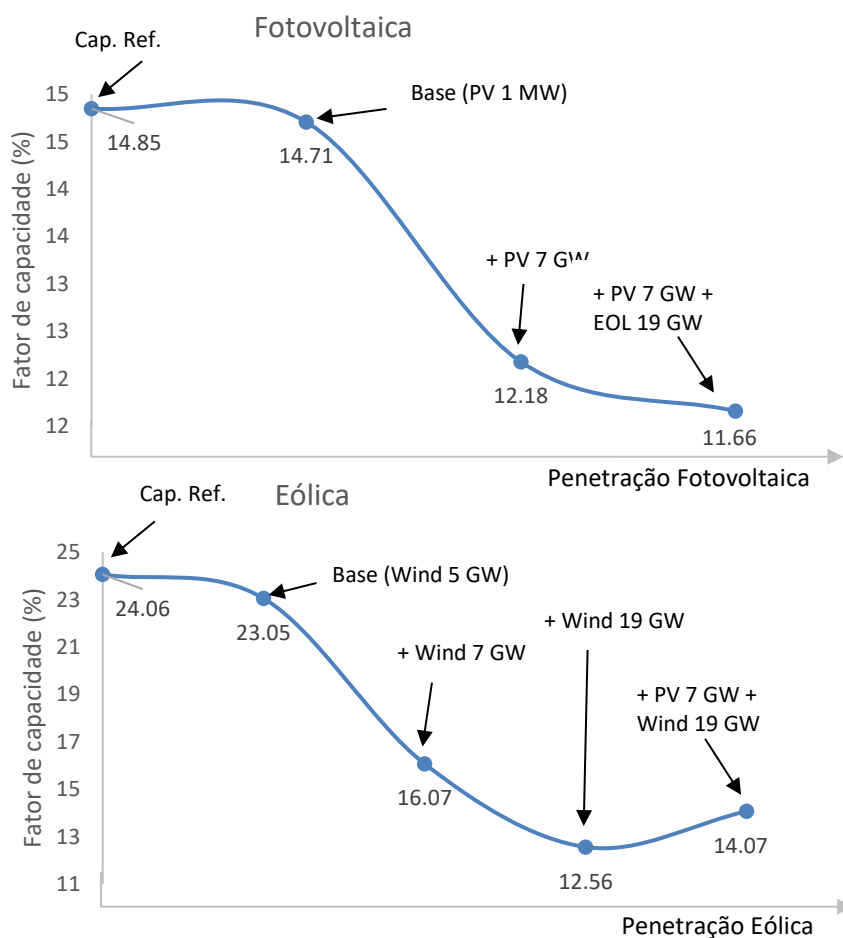


Figura 49 - Fatores de capacidade para as fontes fotovoltaica e eólica para os casos desenvolvidos no modelo PLEXOS

Fonte: Elaboração própria

Entretanto, quase sempre há uma solução técnica que trará como resultado o maior aproveitamento destas fontes. Dessa forma, a questão não é técnica, mas econômica. Assim, o objetivo de estudos de integração de intermitentes deve ser identificar a quantidade de integração de renováveis intermitentes, a partir da qual os custos marginais com a tecnologia sejam maiores que benefício marginal devido sua aplicação.

Embora o estudo não tenha tentado identificar a integração ótima (ou máxima) do ponto de vista econômico, sob a ótica supracitada, tentou-se retratar de que forma novos ativos do sistema poderiam influenciar o aproveitamento eólico na região, assim como a relevância de modelar ativos de transmissão nesse processo.

Para este fim, uma usina térmica movida a gás de idêntica característica foi testada individualmente em todos os nós da região. O processo permitiu compreender a

viabilidade dos novos ativos de acordo com sua localização, ilustrado através de um mapa com respectivos fatores de capacidade, mas que também é função do valor da energia em base horária no momento da geração. Além disso, observou-se de que forma a adição da nova usina influenciava no aproveitamento do recurso eólico e nos preços médios de energia do sistema. Dado que todo o sistema é remunerado com base na usina de maior custo marginal no curto prazo em operação, a redução do preço médio resulta em um ganho percebido por toda a sociedade. A aplicação mais vantajosa foi capaz de prover razoável retorno líquido à usina (agente privado), aumentar o aproveitamento eólico (agente privado ou público, a depender da regulação) e reduzir o preço anual pago pela energia em \$25/MWh (agente social).

De modo análogo, exercício similar foi aplicado para a tecnologia eólica. O estudo mostrou que o aproveitamento da energia a partir da capacidade marginal adicionada é dependente da localização do “MW adicional”. Enquanto há sítios onde uma capacidade adicional de aproximadamente 250 MW resulta em uma perda de até 10 pontos percentuais no aproveitamento da energia, há sítios onde similar crescimento não resulta em perda alguma. A dinâmica resulta em projetos eólicos com diferentes graus de rentabilidade, função novamente dos preços praticados (valor da energia), que por sua vez é dependente do nível de saturação do nó em questão para acomodação da capacidade ou energia marginal dos projetos eólicos.

A análise poderia, por exemplo, auxiliar na definição dos valores de prêmio ou custo, a serem aplicados ao preço da energia eólica ofertada nos leilões de energia, como sugerido anteriormente. Faz-se interessante mencionar que tanto o aproveitamento como a remuneração eólica são superiores ao não considerar restrições internas ao submercado nordeste, tal como praticado na precificação do PLD, uma vez que as fazendas eólicas operam por mais tempo e sob preços de energia mais elevados.

6.3 - Limitações e sugestões para estudos futuros

Algumas das limitações do trabalho se devem ao enfoque dado, onde o objetivo principal foi analisar o setor elétrico brasileiro. Por esta razão, é natural que o seu detalhamento seja significativamente maior do que outros setores de energia considerados no modelo de longo prazo, tais como refino, transportes, indústria e combustíveis avançados que poderiam ser mais bem detalhados. De todo modo, as análises apresentadas nos dois modelos estão de acordo com estudos no tema aplicados em diferentes países, muitos dos quais mencionados ao longo do trabalho.

Por exemplo, a extração e refino poderia ser mais bem representado ao distinguir entre os diferentes tipos de óleo cru atualmente em extração no país, como quanto a seu grau API, assim como quantos os hidrocarbonetos presentes na mistura: parafínico, naftênico e aromático (SZKLO & ULLER, 2011). Esta dissociação teria impactos na disponibilidade de subprodutos e custos do setor, que por sua vez poderiam influenciar toda a cadeia de energia.

A logística do gás natural e sua participação para a acomodação de intermitentes pode igualmente ser objeto de estudos futuros. Atualmente o combustível (e tecnologia associada) é visto como um meio para a acomodação de intermitentes, mas esta situação talvez não perdure no longo prazo. Neste mesmo contexto, o potencial de gás natural não convencional poderia igualmente ser representado, não considerado neste estudo. A pesquisa apresentada por RODRÍGUEZ (2016) abordou implicações para a demanda deste energético em função de renováveis. Por exemplo, uma redução da disponibilidade hídrica resultaria em aumento de importações de GNL, o que demandaria novas unidades de regaseificação a partir de 2022. Estudos futuros poderiam aprofundar esta análise com foco na integração de intermitentes, detalhando regionalmente a malha de transmissão de eletricidade no país, assim como a malha de gasodutos.

Interações entre o setor elétrico e commodities energéticas como hidrogênio e amônia devem também ser mais bem exploradas, dado que se configuram como uma promissora forma de escoamento da energia renovável intermitentes através do acoplamento com outros setores. A produção de hidrogênio a partir de renováveis pode ter importante papel na descarbonização da economia global, dado que atualmente 95% da produção desta commodity energética é proveniente de fontes fósseis, sendo grande parte utilizada na produção de amônia para a indústria de fertilizantes. A commodity pode contribuir ainda

para a eletrificação (indireta) de setores como transportes e outras indústrias como a siderúrgica, eventualmente valendo-se da estrutura de gasodutos já amortizada. A rede de dutos poderia contribuir também para o armazenamento da energia intermitente vindo a ter importante papel no balanço semanal e até mensal de energia no sistema (IRENA, 2018c). A comercialização de hidrogênio e amônia tem potencial para modificar a geopolítica global da energia, tópico já presente na agenda de países como Austrália, Chile e Japão (SERVICE, 2018).

Importante ressaltar que nenhuma restrição ou política ambiental foi considerada no modelo de longo prazo. Estas medidas poderiam ter modificado o *mix* de expansão de tecnologias, sobretudo as baseadas em fontes fósseis, por exemplo, quanto ao desenvolvimento de usinas a carvão e gás natural indicadas na parte final do horizonte de estudo até 2050. Alguns estudos vêm considerando o impacto da precificação de carbono em sistemas de energia e podem servir como referência nesta abordagem (HERRERAS MARTÍNEZ et al., 2015; LUCENA et al., 2016; NOGUEIRA et al., 2014), o que pode incluir a interação entre políticas climáticas e poluição local (CARSALADE, 2013; PORTUGAL-PEREIRA et al., 2018).

Outro aspecto merecedor de atenção no modelo de longo prazo TIMES é quanto ao tratamento dado à disponibilidade solar e eólica. Ambos os recursos, solar e eólico, foram inicialmente quantificados em base horária, sendo em seguida agregados em valores médios para cada intervalo de tempo. Essa abordagem ignora alguns padrões de variabilidade dos recursos naturais, dado que, na média, o recurso solar tem o perfil de um sino perfeito tal como em uma *distribuição normal*. Para superar essa limitação, alguns autores sugerem o uso de dias representativos (NAHMMACHER et al., 2016), o que pode ser aplicado em trabalhos futuros.

Talvez por esta razão, mas também devido a ausência de alguns aspectos técnicos das usinas assim como em função da resolução temporal, o modelo de longo prazo não foi capaz de detectar variações nos fatores de capacidade dos empreendimentos eólicos e fotovoltaicos. Além disso, não foram inseridas no modelo eventuais requisitos mínimos para a operação a partir de certas fontes, por exemplo para garantir a estabilidade do sistema, o que poderia também ter influência sobre os resultados.

No presente trabalho, esta limitação foi parcialmente abordada através do modelo de curto prazo, que considera outras especificidades técnicas das usinas e possui resolução horária.

O modelo de curto prazo retratou ainda a demanda por reservas operativas no sistema, que puderam ser atendidas apenas usinas hídricas e térmicas. Estes aspectos em conjunto com a infraestrutura de transmissão puderam identificar momentos no qual o aproveitamento da energia intermitente não foi possível, base para boa parte da análise feita a partir do modelo.

Entretanto, seria interessante avaliar em um modelo de curto prazo outras interações que poderiam auxiliar a integração de intermitentes, não consideradas no presente trabalho. Por exemplo, como tecnologias de armazenamento adicionadas em diferentes pontos da rede podem ajudar na integração das fontes (redução de *curtailment*), assim na relação (*trade-off*) da adição destes ativos com a necessidade de expandir o sistema de transmissão.

Tal como apresentado nos resultados do presente trabalho, as fontes solar e eólica impactam os ativos do sistema de formas distintas. Assim, outro campo de estudo seria avaliar quais ativos são mais indicados para cada uma das tecnologias. Neste sentido, DAI et al. (2017) destaca que tecnologias de armazenamento são mais bem aproveitadas em casos com ampla integração fotovoltaica. O estudo destaca que na escala de minutos a frequência e amplitude de variação do recurso eólico é mais acentuada, entretanto na escala de dias ou semanas estas variações são mais evidentes no recurso solar. Dessa forma, enquanto eventos de *curtailment* podem até ser custo-efetivos para o balanceamento da geração eólica em um espaço curto de tempo (não há necessidade de investimento), o balanço de médio e longo prazo necessário para a fonte fotovoltaica pode ser custo efetivo através de tecnologias de armazenamento (ainda que requeiram investimento adicional). Neste mesmo contexto, a aplicação de armazenamento poderia tornar a operação de fontes convencionas menos penosa devido a redução de eventos de partida e desligamentos que, por sua vez, reduziria custos de operação.

Diretamente relacionado a meios de armazenamento, mas não limitado a estes, a avaliação das diferentes formas de gerenciar o balanço de energia pelo lado da demanda é outro relevante tópico e que poderia ser abordado em um modelo de operação. No médio e longo prazo, a elevação/redução da carga de demanda por grandes consumidores em momentos estratégicos deve ser fundamental para a acomodação solar e eólica. De forma complementar ao sugerido anteriormente, uma boa temática de estudo seria avaliar o potencial fotovoltaico do país para a produção de hidrogênio, assim como a contribuição

desta commodity para adicionar flexibilidade à operação do sistema. Assim como em boa parte dos tópicos mencionados, a relação entre a variação de preços de energia com a disponibilidade de intermitentes, projetados em uma dada infraestrutura de transmissão, é fundamental para a análise do potencial desta alternativa.

Em relação aos dados de entrada no modelo de curto prazo, deve-se atentar que uma única curva de demanda foi aplicada para cada uma das subregiões brasileiras, posteriormente desagregada para cada cidade brasileira com base em dados de população e domicílios por faixa de consumo. Dessa forma, todos os municípios possuem o mesmo perfil de consumo (curva de carga), deslocados verticalmente. Isto faz com que todas as cidades tenham os mesmos padrões de consumo, por exemplo momentos de picos, o que impede qualquer análise de possíveis complementos existentes na demanda real do sistema.

Finalmente, a escala de tempo horária não é capaz de perceber alterações na escala de minutos ou mesmo de segundos nos recursos eólico e solar, assim como na carga de demanda. Este aspecto impede uma avaliação mais acurada da contribuição de geradores flexíveis, assim como impediria da mesma forma o estudo de meios de gerenciamento pelo lado da demanda. No âmbito de aspectos eletrotécnicos, seria interessante avaliar como a aplicação em diferentes pontos do grid de condensadores síncronos e alternativas capazes de prover inércia contribuiriam para a estabilidade do sistema em momentos de grande geração intermitente, igualmente condicionado a modelos de menor recorte temporal.

Referências

- ALIZADEH, M. I. et al. Flexibility in future power systems with high renewable penetration: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 57, p. 1186–1193, 1 maio 2016.
- ALVES, L. A.; UTURBEY, W. Environmental degradation costs in electricity generation: The case of the Brazilian electrical matrix. **Energy Policy**, The socio-economic transition towards a hydrogen economy - findings from European research, with regular papers. v. 38, n. 10, p. 6204–6214, out. 2010.
- AMARANTE, O. C.; ZACK, M.; SÁ, A. L. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**. Brasília: Ministério de Minas e Energia, Governo Federal., 2001.
- ANA. **Conjuntura dos Recursos Hídricos: Informe 2014**. Brasília: Agência Nacional de Águas, 2015.
- ANANDARAJAH, G.; STRACHAN, N. Interactions and implications of renewable and climate change policy on UK energy scenarios. **Energy Policy**, Energy Efficiency Policies and Strategies with regular papers. v. 38, n. 11, p. 6724–6735, nov. 2010.
- ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (Prodist) - Planejamento da Expansão da Distribuição**. Brazilian Electricity Regulatory Agency, , 2004.
- ANEEL. **Proposta de Regulamentação para o Tratamento a ser dado pelo ONS, À Declaração de Inflexibilidade de Geração de Usina Termelétrica**. Rio de Janeiro: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2005.
- ANEEL. **Banco De Informação De Geração – Capacidade De Geração Do Brasil**. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2014.
- ANEEL. **Sistema De Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico**. Rio de Janeiro: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2015.
- ANEEL. **Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico (SIGEL)**. Brasília: Electricity Energy National Agency, 2016.
- AZEVEDO, M. et al. **Modelling the North-Northeastern Region of the Brazilian Electricity System - Emphasizing the Ancillary Structures**. [s.l.] alto University - School of Engineering - Department of Energy Technology, Finland e Instituto Superior Tecnico Lisbon, Portugal, 2012.
- BAKKEN, B. H.; BJORKVOLL, T. **Hydropower unit start-up costs**. IEEE Power Engineering Society Summer Meeting., **Anais...** In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY SUMMER MEETING., jul. 2002
- BASS, R. J. et al. The impact of variable demand upon the performance of a combined cycle gas turbine (CCGT) power plant. **Energy**, 5th Dubrovnik Conference on Sustainable Development of Energy, Water & Environment Systems. v. 36, n. 4, p. 1956–1965, abr. 2011.

- BECKER, S. et al. Transmission grid extensions during the build-up of a fully renewable pan-European electricity supply. **Energy**, v. 64, p. 404–418, 1 jan. 2014.
- BERTSCH, J. et al. Flexibility in Europe’s power sector — An additional requirement or an automatic complement? **Energy Economics**, Energy Markets. v. 53, p. 118–131, jan. 2016.
- BERTSCH, J. et al. Flexibility in Europe’s power sector — An additional requirement or an automatic complement? **Energy Economics**, [s.d.].
- BILLINTON, R.; JAIN, A. V. The Effect of Rapid Start and Hot Reserve Units In Spinning Reserve Studies. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-91, n. 2, p. 511–516, mar. 1972.
- BNDES. **BNDES divulga novas condições de financiamento para leilões de energia. BNDES - O Banco Nacional de Desenvolvimento**, 2017.
- BNEF. Power Worth Less Than Zero Spreads as Green Energy Floods the Grid. **Bloomberg**, 2018.
- BRAUN, P.; RÜTHER, R. The role of grid-connected, building-integrated photovoltaic generation in commercial building energy and power loads in a warm and sunny climate. **Energy Conversion and Management**, v. 51, n. 12, p. 2457–2466, dez. 2010.
- BROUWER, A. S. et al. Operational flexibility and economics of power plants in future low-carbon power systems. **Applied Energy**, v. 156, p. 107–128, 15 out. 2015.
- BURGI, A. **Avaliação do potencial técnico de geração elétrica termossolar no Brasil a partir de modelagem em SIG e simulação de plantas virtuais**. Master thesis—Rio de Janeiro: Energy Planning Program - Federal University of Rio de Janeiro, 2013.
- BUSCHMEIER, M. et al. **Improving Flexibility of the Combined Cycle Power Plant Hamm Uentrop to Cover the Operational Profiles of the Future**. . In: POWER-GEN EUROPE. 2014
- CAPROS, P. et al. Description of models and scenarios used to assess European decarbonisation pathways. **Energy Strategy Reviews**, Sustainable Energy System Changes. v. 2, n. 3, p. 220–230, 1 fev. 2014.
- CARSALADE, A. **Interações entre Mudanças Climáticas Globais e Poluição Atmosférica Local: Implicações para a expansão do Setor Elétrico Brasileiro**. Master thesis—Rio de Janeiro: Energy Planning Program - Federal University of Rio de Janeiro, 2013.
- CASTRO, G. M. **Avaliação do Valor da Energia Proveniente de Usinas Heliotérmicas com Armazenamento no Âmbito do Sistema Interligado Nacional**. Masters Thesis—Rio de Janeiro: Energy Planning Program - Federal University of Rio de Janeiro, 2015.
- CCEE. **Regras de Comercialização - Balanço Energético (Versão 1.0)**. Rio de Janeiro: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2011.

CCEE. **White Paper - Construindo um mercado inteligente de energia elétrica no Brasil**. São Paulo: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2012.

CCEE. **Custo Variável Unitário (CVU) - Relatórios do Reajuste do Custo Variável Unitário Revisado para o Programa Mensal da Operação**. Rio de Janeiro: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2016.

CCEE. **Regras de Comercialização - Tratamento das Exposições (Versão 2017.2.0)**. Rio de Janeiro: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2017.

CCEE. **Preços PLD**, 2018a. Disponível em: <www.ccee.org.br>

CCEE. **Regras de Comercialização - Encargos (Versão 2018.1.0)**. Rio de Janeiro: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2018b.

CCEE. **Tipos de Leilão de Energia**, 2018c. Disponível em: <www.ccee.org.br>

CCEE. **Regras de Comercialização - Preço de Liquidação das Diferenças (Versão 2018.1.0)**. Rio de Janeiro: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2018d.

CEM. **Thermal Power Plant Flexibility - A Publication under the Clean Energy Ministerial Campaign**. [s.l.] The Clean Energy Ministerial, 2018.

CHIODI, A. et al. Modelling the impacts of challenging 2050 European climate mitigation targets on Ireland's energy system. **Energy Policy**, v. 53, p. 169–189, 1 fev. 2013a.

CHIODI, A. et al. Modelling the impacts of challenging 2020 non-ETS GHG emissions reduction targets on Ireland's energy system. **Energy Policy**, v. 62, p. 1438–1452, 1 nov. 2013b.

CICOGNA MARCELO A. et al. Multireservoir Simulation Using Multipurpose Constraints and Object-Oriented Software design. **World Environmental and Water Resources Congress 2009**, Proceedings. 2009.

COCHRAN, J. **Flexibility in 21st Century Power Systems** The 21st Century Power Partnership, , 2014.

COLLINS, S. et al. Integrating short term variations of the power system into integrated energy system models: A methodological review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 76, p. 839–856, 1 set. 2017.

COLLINS, S.; DEANE, J. P.; GALLACHÓIR, B. Ó. **The EU Energy System in 2030: Investigating electricity sector challenges**. . In: INTERNATIONAL ENERGY WORKSHOP. Abu Dhabi: Environmental Research Institute, University College Cork, 2015

COLLINS, S.; DEANE, J. P.; Ó GALLACHÓIR, B. Adding value to EU energy policy analysis using a multi-model approach with an EU-28 electricity dispatch model. **Energy**, v. 130, p. 433–447, 1 jul. 2017.

COMERC. **Panorama Semanal (03/02/14): PLD (Preço de Liquidação das Diferenças)**, 2014.

CONAB. **Séries Históricas de Área Plantada, Produtividade e Produção, Relativas às Safras 1976/77 a 2014/15 de Grãos, 2001 a 2014 De Café, 2005/06 a 2014/15 De Cana-De-Açúcar**. Brasília: Companhia Nacional de Abastecimento, 2015.

CONNOLLY, D. et al. A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems. **Applied Energy**, v. 87, n. 4, p. 1059–1082, 1 abr. 2010.

COPPE, S. H. W. E. **Fontes de energia renovável do mar: Panorama no Brasil**. Rio de Janeiro: Ocean Engineering Program, Federal University of Rio de Janeiro, 2013.

DAI, H. et al. The impacts on climate mitigation costs of considering curtailment and storage of variable renewable energy in a general equilibrium model. **Energy Economics**, v. 64, p. 627–637, 1 maio 2017.

DEA. **Energy Policy Toolkit on System Integration of Wind Power: Experiences from Denmark**. Copenhagen: Low Carbon Transition Unit, Danish Energy Agency, 2012.

DEANE, J. P. et al. Soft-linking of a power systems model to an energy systems model. **Energy**, 8th World Energy System Conference, WESC 2010. v. 42, n. 1, p. 303–312, 1 jun. 2012.

DEANE, J. P. et al. Assessing power system security. A framework and a multi model approach. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 73, p. 283–297, 1 dez. 2015.

DEANE, J. P.; DRAYTON, G.; Ó GALLACHÓIR, B. P. The impact of sub-hourly modelling in power systems with significant levels of renewable generation. **Applied Energy**, v. 113, p. 152–158, jan. 2014.

DENHOLM, P.; MARGOLIS, R. M. Evaluating the limits of solar photovoltaics (PV) in traditional electric power systems. **Energy Policy**, v. 35, n. 5, p. 2852–2861, maio 2007a.

DENHOLM, P.; MARGOLIS, R. M. Evaluating the limits of solar photovoltaics (PV) in electric power systems utilizing energy storage and other enabling technologies. **Energy Policy**, v. 35, n. 9, p. 4424–4433, set. 2007b.

DESPRÉS, J. et al. Storage as a flexibility option in power systems with high shares of variable renewable energy sources: a POLES-based analysis. **Energy Economics**, v. 64, p. 638–650, 1 maio 2017.

DIGSILENT. **Power System Stability on Island Networks**. In: IRENA WORKSHOP. Palau, 2013.

DOLEGA, W. **The role of transmission system operator in the context of energy security the case of Poland**. Modern Electric Power Systems (MEPS), 2010 Proceedings of the International Symposium. **Anais...** In: MODERN ELECTRIC

POWER SYSTEMS (MEPS), 2010 PROCEEDINGS OF THE INTERNATIONAL SYMPOSIUM. set. 2010

DRUDE, L.; PEREIRA JUNIOR, L. C.; RÜTHER, R. Photovoltaics (PV) and electric vehicle-to-grid (V2G) strategies for peak demand reduction in urban regions in Brazil in a smart grid environment. **Renewable Energy**, v. 68, p. 443–451, ago. 2014.

DU, P.; BALDICK, R.; TUOHY, A. **Integration of Large-Scale Renewable Energy into Bulk Power Systems - From Planning to Operation**. [s.l.] Springer International, 2017.

DUQUE, Á. J. et al. Optimal operation of a pumped-storage hydro plant that compensates the imbalances of a wind power producer. **Electric Power Systems Research**, v. 81, n. 9, p. 1767–1777, set. 2011.

DUTRA, R.; SZKLO, A. Assessing long-term incentive programs for implementing wind power in Brazil using GIS rule-based methods. **Renewable Energy**, v. 33, n. 12, p. 2507–2515, dezembro 2008a.

DUTRA, R.; SZKLO, A. Assessing long-term incentive programs for implementing wind power in Brazil using GIS rule-based methods. **Renewable Energy**, v. 33, n. 12, p. 2507–2515, dez. 2008b.

EDMUNDS, R. et al. Thermal power plant operating regimes in future British power systems with increasing variable renewable penetration. **Energy Conversion and Management**, v. 105, p. 977–985, 15 nov. 2015.

EIA. **Electric generator dispatch depends on system demand and the relative cost of operation**. [s.l.] U.S. Energy Information Administration, 2012.

EMBERGER, H.; SCHMID, E.; GOBRECHT. **Fast Cycling Capability for New Plants and Upgrade Opportunities** Siemens Power Generation (PG), Germany, , 2005.

EPA. **Catalog of CHP Technologies - Section 3. Technology Characterization – Combustion Turbines**. Washington: Combined Heat and Power Partnership, Environmental Protection Agency, 2015.

EPE. **Plano Nacional de Energia 2030 - Geração Termelétrica (Carvão Mineral)**. Rio de Janeiro: Empresa De Pesquisa Energética., 2007.

EPE. **Brazilian 2014 Statistical Yearbook of electricity - 2013 baseline year**. Rio de Janeiro, Brazil: Energy Research Company, 2014.

EPE. **Plano Decenal De Energia 2024 (Ten-year brazilian energy plan 2024)**. Rio de Janeiro: Empresa De Pesquisa Energética., 2015a.

EPE. **Balanço Energético Nacional - Ano base 2014**. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética., 2015b.

EPE. **Estudos para a Licitação da Expansão da Geração - Garantia Física dos Empreendimentos Hidrelétricos**. Rio de Janeiro: Empresa De Pesquisa Energética., 2015c.

EPE. **Estudos da Demanda de Energia 2050 – Plano Nacional de Energia**: Estudos da Demanda de Energia. Rio de Janeiro, Brazil: Energy Research Company, 2016a.

EPE. **Brazilian 2016 Statistical Yearbook of electricity - 2015 baseline year**. Rio de Janeiro, Brazil: Energy Research Company, 2016b.

EPE. **Energia Termelétrica - Gás Natural, Biomassa, Carvão, Nuclear**. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética, 2016c.

EPE. **Energia Renovável - Hidráulica, biomassa, eólica, solar e oceânica**. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética, 2016d.

EPE. **Brazilian 2018 Statistical Yearbook of electricity - 2017 baseline year**. Rio de Janeiro, Brazil: Energy Research Company, 2018a.

EPE. **Subsídios para Elaboração do Plano Nacional de Energia 2050**: Estudos de Longo Prazo. Rio de Janeiro, Brazil: Energy Research Company, 2018b.

ESMAP. **Bringing Variable Renewable Energy up to Scale - Options for Grid Integration Using Natural Gas and Energy Storage**. Washington: Energy Sector Management Assistance Program, World Bank, 2015.

ETO, J. H. An overview of analysis tools for integrated resource planning. **Energy**, v. 15, n. 11, p. 969–977, 1 nov. 1990.

EURELECTRIC. **Flexible generation: Backing up renewables**. Brussels, Belgium: Renewables Action Plan (RESAP), Eurelectric, 2011a.

EURELECTRIC. **Hydro in Europe: Powering Renewables**. Brussels, Belgium: Renewables Action Plan (RESAP), Eurelectric, 2011b.

EURELECTRIC. **Flexible gas markets for variable renewable generation**. Brussels: Union of the Electricity Industry - EURELECTRIC, 2014.

EWEA. **Wind Energy and Electricity Prices - Exploring the merit order effect**. Brussels: The European Wind Energy Association, 2010.

FALCETTA, F. **Evolução da capacidade de regularização do sistema hidrelétrico brasileiro**. Tese de Mestrado—São Paulo: Universidade de São Paulo, 2015.

FIRJAN. **A Expansão das Usinas a Fio d'Água e o Declínio da Capacidade de Regularização do Sistema Elétrico Brasileiro**. Rio de Janeiro: Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro, 2013.

FRAGKOS, P. et al. Energy system impacts and policy implications of the European Intended Nationally Determined Contribution and low-carbon pathway to 2050. **Energy Policy**, v. 100, p. 216–226, 1 jan. 2017.

FRANÇOIS, B. et al. Integrating hydropower and intermittent climate-related renewable energies: a call for hydrology. **Hydrological Processes**, v. 28, n. 21, p. 5465–5468, 15 out. 2014.

- FRAUNHOFER ISE. **Recent Facts about Photovoltaics in Germany**. Freiburg, Germany: Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, maio 2015.
- GALETOVIC, A.; MUÑOZ, C. M. Wind, coal, and the cost of environmental externalities. **Energy Policy**, v. 62, p. 1385–1391, nov. 2013.
- GARLÍK, B.; KŘIVAN, M. Renewable energy unit commitment, with different acceptance of balanced power, solved by simulated annealing. **Energy and Buildings**, v. 67, p. 392–402, dez. 2013.
- GAUDARD, L.; ROMERIO, F. The future of hydropower in Europe: Interconnecting climate, markets and policies. **Environmental Science & Policy**, v. 37, p. 172–181, 1 mar. 2014.
- GE. Rio Madeira HVDC project: GE puts the world's longest transmission line in commercial operation** General Electric, 2014.
- GE. Aeroderivative & Heavy Duty Gas Turbines** General Electric, , 2018.
- GILS, H. C. et al. Integrated modelling of variable renewable energy-based power supply in Europe. **Energy**, v. 123, p. 173–188, 15 mar. 2017.
- GONZÁLEZ-MAHECHA, R. E. et al. Greenhouse gas mitigation potential and abatement costs in the Brazilian residential sector. **Energy and Buildings**, v. 184, p. 19–33, 1 fev. 2019.
- GRAF, C.; MARCANTONINI, C. **Renewable energy intermittency and its impact on thermal generation**. Italy: Florence School of Regulation Climate, Robert Schuman Centre for Advanced Studies, 2016.
- GUPTA, A. **The world's longest power transmission lines** Power Technology, 2014.
- GUTIÉRREZ-MARTÍN, F.; DA SILVA-ÁLVAREZ, R. A.; MONTORO-PINTADO, P. Effects of wind intermittency on reduction of CO2 emissions: The case of the Spanish power system. **Energy**, v. 61, p. 108–117, 1 nov. 2013.
- HAINOUN, A.; SEIF ALDIN, M.; ALMOUSTAFA, S. Formulating an optimal long-term energy supply strategy for Syria using MESSAGE model. **Energy Policy**, Energy Security - Concepts and Indicators with regular papers. v. 38, n. 4, p. 1701–1714, 1 abr. 2010.
- HART, C. L.; WRIGHT, J. **Gas Power Plant Fuel Requirements and Uncertainty Considering Increasing Renewables Penetration**. . In: AFRICAN UTILITY WEEK. 2015
- HAYDT, G. et al. The relevance of the energy resource dynamics in the mid/long-term energy planning models. **Renewable Energy**, v. 36, n. 11, p. 3068–3074, 1 nov. 2011.
- HENKEL, N.; SCHMID, E.; GOBRECHT, E. **Operational flexibility enhancements of combined cycle power plants**. . In: POWER-GEN ASIA. Kuala Lumpur: 2008

HERRERAS MARTÍNEZ, S. et al. Possible energy futures for Brazil and Latin America in conservative and stringent mitigation pathways up to 2050. **Technological Forecasting and Social Change**, v. 98, p. 186–210, 1 set. 2015.

HIRST, E.; GOLDMAN, C. Creating the Future: Integrated Resource Planning for Electric Utilities. **Annual Review of Energy**, v. 16, p. 31, 1991.

HIRTH, L.; UECKERDT, F.; EDENHOFER, O. **Why Wind is Not Coal: On the Economics of Electricity**. Rochester, NY: Social Science Research Network, 24 abr. 2014a. Disponível em: <<http://papers.ssrn.com/abstract=2428788>>. Acesso em: 28 maio. 2015.

HIRTH, L.; UECKERDT, F.; EDENHOFER, O. **Why Wind is Not Coal: On the Economics of Electricity**. Rochester, NY: Social Science Research Network, 24 abr. 2014b. Disponível em: <<http://papers.ssrn.com/abstract=2428788>>. Acesso em: 19 set. 2016.

HIRTH, L.; ZIEGENHAGEN, I. **Balancing Power and Variable Renewables: A Glimpse at German Data**. Rochester, NY: Social Science Research Network, 24 dez. 2013. Disponível em: <<https://papers.ssrn.com/abstract=2371752>>. Acesso em: 14 ago. 2018.

HOBBS, B. F. Optimization methods for electric utility resource planning. **European Journal of Operational Research**, v. 83, n. 1, p. 1–20, 18 maio 1995.

HOBBS, B. F.; MAHESHWARI, P. A decision analysis of the effect of uncertainty upon electric utility planning. **Energy**, v. 15, n. 9, p. 785–801, 1 set. 1990.

HOCHBERG, M.; POUDINEH, R. **Renewable Auction Design in Theory and Practice: Lessons from the Experiences of Brazil and Mexico**. Oxford, UK: The Oxford Institute for Energy Studies, 2018.

HOFFMANN, B. S. **O Potencial Termelétrico a Carvão no Rio Grande do Sul diante Restrições de Disponibilidade de Água e Objetivos de Redução de Emissões de CO₂, Aplicando a Queima em Leito Fluidizado**. PhD Thesis—Rio de Janeiro: Energy Planning Program - Federal University of Rio de Janeiro, 2013.

HOLTTINEN, H. Estimating the impacts of wind power on power systems—summary of IEA Wind collaboration. **Environmental Research Letters**, v. 3, n. 2, p. 025001, 2008.

HOOGWIJK, M. M. **On The Global and Regional Potential of Renewable Energy Sources**. PhD Thesis—Utrecht: Universiteit Utrecht, Faculteit Scheikunde Proefschrift Universiteit Utrecht, 2004.

HORVÁT, S. **Frequency fluctuations in power systems**. Bergen, Norway: University of Bergen, 2007.

HOWELLS, M. et al. OSeMOSYS: The Open Source Energy Modeling System: An introduction to its ethos, structure and development. **Energy Policy**, Sustainability of biofuels. v. 39, n. 10, p. 5850–5870, 1 out. 2011.

HUBER, M.; DIMKOVA, D.; HAMACHER, T. Integration of wind and solar power in Europe: Assessment of flexibility requirements. **Energy**, v. 69, p. 236–246, 1 maio 2014a.

HUBER, M.; DIMKOVA, D.; HAMACHER, T. Integration of wind and solar power in Europe: Assessment of flexibility requirements. **Energy**, v. 69, p. 236–246, 1 maio 2014b.

IBRAM. Ccx: mina de san juan terá produção de 25 milhões de toneladas por ano. **Brazilian MIne Association Press**, 2012.

ICF. **Assessment of the Potential for High-Voltage Direct Current Transmission to Mitigate Impacts of Non-Dispatchable Generation Technologies**. Fairfax: ICF, 2018.

IEA. **Power Generation from Coal - Measuring and Reporting Efficiency Performance and CO2 Emissions**. Paris: International Energy Agency, 2010.

IEA. **Harnessing Variable Renewables: a Guide to the Balancing Challenge**. France: International Energy Agency, 2011.

IEA. **The Power of Transformation - Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems**. Paris, France: International Energy Agency, 2014a.

IEA. **The Power of Transformation - Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems**. Paris: International Energy Agency, 2014b.

IEA. **Increasing the flexibility of coal-fired power plants**. Paris: IEA Clean Coal Centre, 2014c.

IEA. **Next Generation Wind and Solar Power - From cost to value**. Paris: International Energy Agency, 2016. . Acesso em: 14 dez. 2017.

IEA. **Large-Scale Electricity Interconnection - Technology and prospects for cross-regional networks**. Paris: International Energy Agency, 2017.

IEC. **Grid integration of large-capacity Renewable Energy sources and use of large-capacity Electrical Energy Storage**. Switzerland: International Electrotechnical Commission, 2012a.

IEC. **Grid integration of large-capacity Renewable Energy sources and use of large-capacity Electrical Energy Storage**. Geneva: International Electrotechnical Commission, 2012b.

IRENA. **Scaling up Variable Renewable Power: The Role of Grid Codes**. Abu Dhabi, United Arab Emirates: International Renewable Energy Agency, 2016. Disponível em: </publications/2016/May/Scaling-up-Variable-Renewable-Power-The-Role-of-Grid-Codes>. Acesso em: 12 ago. 2018.

IRENA. **Renewable Energy Statistics 2017**. Abu Dhabi, United Arab Emirates: International Renewable Energy Agency, 2017a.

IRENA. **Planning for the renewable future - Long-term modelling and tools to expand variable renewable power in emerging economies.** Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2017b.

IRENA. **Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030.** Bonn: International Renewable Energy Agency, 2017c. Disponível em: </publications/2017/Oct/Electricity-storage-and-renewables-costs-and-markets>. Acesso em: 12 ago. 2018.

IRENA. **Adapting Market Design to High Shares of Variable Renewable Energy.** Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2017d. Disponível em: </publications/2017/May/Adapting-Market-Design-to-High-Shares-of-Variable-Renewable-Energy>. Acesso em: 12 ago. 2018.

IRENA. **Renewable Power Generation Costs in 2017.** Abu Dhabi, United Arab Emirates: International Renewable Energy Agency, 2017e.

IRENA. **Renewable capacity statistics 2018.** Abu Dhabi, United Arab Emirates: International Renewable Energy Agency, 2018a.

IRENA. **Global Energy Transformation: A Roadmap to 2050.** Abu Dhabi, United Arab Emirates: International Renewable Energy Agency, 2018b. Disponível em: </publications/2018/Apr/Global-Energy-Transition-A-Roadmap-to-2050>. Acesso em: 20 set. 2018.

IRENA. **Hydrogen from renewable power: Technology outlook for the energy transition.** Abu Dhabi, United Arab Emirates: International Renewable Energy Agency, 2018c.

KANNAN, R. The development and application of a temporal MARKAL energy system model using flexible time slicing. **Applied Energy**, v. 88, n. 6, p. 2261–2272, 1 jun. 2011.

KANNAN, R.; TURTON, H. A Long-Term Electricity Dispatch Model with the TIMES Framework. **Environmental Modeling & Assessment**, v. 18, n. 3, p. 325–343, 1 jun. 2013.

KAPSALI, M.; KALDELLIS, J. K. Combining hydro and variable wind power generation by means of pumped-storage under economically viable terms. **Applied Energy**, v. 87, n. 11, p. 3475–3485, nov. 2010.

KETTERER, J. C. The impact of wind power generation on the electricity price in Germany. **Energy Economics**, v. 44, p. 270–280, 1 jul. 2014.

KÖBERLE, A. C. et al. Are conventional energy megaprojects competitive? Suboptimal decisions related to cost overruns in Brazil. **Energy Policy**, v. 122, p. 689–700, 1 nov. 2018.

KOLTSAKLIS, N. E. et al. A spatial multi-period long-term energy planning model: A case study of the Greek power system. **Applied Energy**, v. 115, p. 456–482, 15 fev. 2014.

KROPOSKI, B. et al. Achieving a 100% Renewable Grid. **IEEE power & energy magazine**, v. 61, 2017.

LABRIET, M.; KANUDIA, A.; LOULOU, R. Climate mitigation under an uncertain technology future: A TIAM-World analysis. **Energy Economics**, The Asia Modeling Exercise: Exploring the Role of Asia in Mitigating Climate Change. v. 34, p. S366–S377, 1 dez. 2012.

LAZARUS, M. et al. **Natural Gas: Guardrails for a Potential Climate Bridge**. Stockholm, Sweden, and Seattle, WA, US: The New Climate Economy, The Global Commission on the Economy and Climate. Stockholm Environment Institute, 2015.

LI, C. et al. Comprehensive review of renewable energy curtailment and avoidance: A specific example in China. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 41, p. 1067–1079, 1 jan. 2015.

LINDSAY, J.; DRAGOON, K. **Renewable NW Summary Report on Coal Plant Dynamic Performance Capability | Renewable Northwest**. [s.l.] Renewable Northwest Project, 2010. Disponível em: <<https://renewablenw.org/node/rnp-report-coal-plant-performance-capability>>. Acesso em: 9 ago. 2018.

LOPION, P. et al. A review of current challenges and trends in energy systems modeling. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 96, p. 156–166, 1 nov. 2018.

LOULOU, R. et al. **Documentation for the TIMES Model - Part I**. [s.l.] Energy Technology Systems Analysis Programme, 2005.

LOULOU, R. et al. **Documentation for the TIMES Model - Part I**. [s.l.] Energy Technology Systems Analysis Programme, 2016a.

LOULOU, R. et al. **Documentation for the TIMES Model - Part II**. [s.l.] Energy Technology Systems Analysis Programme, 2016b.

LUCENA, A. F. P. et al. Climate policy scenarios in Brazil: A multi-model comparison for energy. **Energy Economics**, v. 56, p. 564–574, 1 maio 2016.

LUCENA, A. F. P. et al. Interactions between climate change mitigation and adaptation: The case of hydropower in Brazil. **Energy**, v. 164, p. 1161–1177, 1 dez. 2018.

LUCENA, A. F. P. et al. Climate policy scenarios in Brazil: A multi-model comparison for energy. **Energy Economics**, [s.d.].

LUDIG, S. et al. Fluctuating renewables in a long-term climate change mitigation strategy. **Energy**, v. 36, n. 11, p. 6674–6685, 1 nov. 2011.

LUND, P. D. et al. Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 45, p. 785–807, maio 2015a.

LUND, P. D. et al. Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 45, p. 785–807, maio 2015b.

LUO, G. et al. Wind curtailment of China's wind power operation: Evolution, causes and solutions. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 53, p. 1190–1201, 1 jan. 2016.

LUO, G. et al. Why the Wind Curtailment of Northwest China Remains High. **Sustainability**, v. 10, n. 2, p. 570, 24 fev. 2018.

MADRIGAL, M.; PORTER, K. **Operating and Planning Electricity Grids with Variable Renewable Generation - Review of Emerging Lessons from Selected Operational Experiences and Desktop Studies**. [s.l.] The World Bank, 2013a.

MADRIGAL, M.; PORTER, K. **Operating and Planning Electricity Grids with Variable Renewable Generation : Review of Emerging Lessons from Selected Operational Experiences and Desktop Studies**. Washington, DC: World Bank, 2013b.

MÄKELÄ, J. **Development of an Energy System Model of the Nordic Electricity Production System**. Masters Thesis—Helsinki: Department of Engineering Physics and Mathematics, Helsinki University of Technology, 2000.

MALAGUETA, D. et al. Assessing incentive policies for integrating centralized solar power generation in the Brazilian electric power system. **Energy Policy**, v. 59, p. 198–212, ago. 2013.

MAPA. **Brazilian Northeast Region Monthly Milling of Sugarcane per Crop**. Brasília: Departamento da Cana-de-Açúcar e Agroenergia, Secretaria de Produção e Agroenergia, Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, 2015a.

MAPA. **Brazilian Center South Region Monthly Milling of Sugarcane Per Crop**. Brasília: Departamento da Cana-De-Açúcar e Agroenergia, Secretaria de Produção e Agroenergia, Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, 2015b.

MARTINEZ, D. **A methodology for the consideration of start-up costs into the marginal cost estimated with production cost models**. 2008 5th International Conference on the European Electricity Market. **Anais...** In: 2008 5TH INTERNATIONAL CONFERENCE ON THE EUROPEAN ELECTRICITY MARKET. maio 2008

MASSIG, B. **2017 German Renewable Energy Law (EEG 2017) and cross-border renewable energy tenders**. Berlim: German Federal Ministry for Economic Affairs and Energy, Division: European Electricity Issues, National and European Integration of Electricity Markets (IIIB3), 2017.

MCMANUS, M.; BAUMGARTNER, R. **An Integrated Combined-Cycle Plant Design That Provides Fast Start Capability at Base-Load**. . In: POWERGEN. Las Vegas: 2003

- MERRICK, J. H. On representation of temporal variability in electricity capacity planning models. **Energy Economics**, v. 59, p. 261–274, 1 set. 2016.
- MILLER, N.; CLARK, K.; SHAO, M. Impact of Frequency Responsive Wind Plant Controls on Grid Performance. **GE Energy**, 2010.
- MILLIGAN. **Operating Reserves and Variable Generation**. Colorado: National Renewable Energy Laboratory, 2011.
- MILLS, A.; WISER, R.; PORTER, K. The cost of transmission for wind energy in the United States: A review of transmission planning studies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 16, n. 1, p. 1–19, 1 jan. 2012.
- MIRANDA, R. et al. **Limitations of thermal power plants to solar and wind development in Brazil**. ECOS 2016. **Anais...** In: THE 29TH INTERNATIONAL CONFERENCE ON EFFICIENCY, COST, OPTIMIZATION, SIMULATION AND ENVIRONMENTAL IMPACT OF ENERGY SYSTEMS. Portorož, Slovenia: 2016
- MIRANDA, R. et al. Contributions to the analysis of “Integrating large scale wind power into the electricity grid in the Northeast of Brazil” [Energy 100 (2016) 401–415]. **Energy**, v. 118, p. 1198–1209, 1 jan. 2017.
- MIRANDA, R. et al. Adding detailed transmission constraints to a long-term integrated assessment model – A case study for Brazil using the TIMES model. **Energy**, v. 167, p. 791–803, 15 jan. 2019.
- MIRANDA, R. F. C. **Photovoltaic solar energy distributed Generation Insertion analysis In the Brazilian residential sector**. Thesis—Rio de Janeiro, Brazil: Energy Planning Program, Graduate School of Engineering, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2013.
- MIRANDA, R. F. C.; SZKLO, A.; SCHAEFFER, R. **Sistemas Fotovoltaicos acoplados a Baterias no Setor Residencial sob o Âmbito da Tarifa Branca de Energia**. In: V CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR. Recife, Pernambuco: 2014
- MIRANDA, R. F. C.; SZKLO, A.; SCHAEFFER, R. Technical-economic potential of PV systems on Brazilian rooftops. **Renewable Energy**, v. 75, p. 694–713, mar. 2015a.
- MIRANDA, R. F. C.; SZKLO, A.; SCHAEFFER, R. Technical-economic potential of PV systems on Brazilian rooftops. **Renewable Energy**, v. 75, p. 694–713, mar. 2015b.
- MME. **Manual for Hydropower Inventory Studies of River Basins - 2007 edition**. Brasília: Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético, Brazilian government, 2007.
- MULJADI, E. et al. **Understanding Inertial and Frequency Response of Wind Power Plants**. Denver, Colorado: National Renewable Energy Laboratory, 2012.
- MÜLLER, B.; GARDUMI, F.; HÜLK, L. Comprehensive representation of models for energy system analyses: Insights from the Energy Modelling Platform for Europe (EMP-E) 2017. **Energy Strategy Reviews**, v. 21, p. 82–87, 1 ago. 2018.

NAHMMACHER, P. et al. Carpe diem: A novel approach to select representative days for long-term power system modeling. **Energy**, v. 112, n. Supplement C, p. 430–442, 1 out. 2016.

NEA. **Technical and Economic Aspects of Load Following with Nuclear Power Plants**. Paris, France: OECD Nuclear Energy Agency, 2011a.

NEA. **Technical and Economic Aspects of Load Following with Nuclear Power Plants**. [s.l.] Nuclear Energy Agency, OECD, 2011b.

NERC. **Methods to Model and Calculate Capacity Contributions of Variable Generation for Resource Adequacy Planning**. Princeton, New Jersey: North American Electric Reliability Corporation, 2011.

NICOLOSI, M. Wind power integration and power system flexibility—An empirical analysis of extreme events in Germany under the new negative price regime. **Energy Policy**, Energy Efficiency Policies and Strategies with regular papers. v. 38, n. 11, p. 7257–7268, 1 nov. 2010.

NOGUEIRA, L. P. P. et al. Will thermal power plants with CCS play a role in Brazil's future electric power generation? **International Journal of Greenhouse Gas Control**, v. 24, p. 115–123, 1 maio 2014.

OECD/IEA. **Power generation assumptions in the New Policies and 450 Scenarios in the World Energy Outlook 2016**. International Energy Agency, , 2016.

OLADE. **Energy Planning Manual 2017**. Quito, Ecuador: The Latin American Energy Organization (OLADE), 2017.

OLIVEIRA., L. P. N. **Temporal issues in mitigation alternatives for the energy sector in Brazil**. PhD Thesis—Rio de Janeiro: Energy Planning Program - Federal University of Rio de Janeiro, 2016.

ONS. **Submódulo 21.8 Estudos do controle carga - frequência** Operador Nacional do Sistema Elétrico, , 2009.

ONS. **Histórico Da Operação – Intercâmbios de Energia**. Rio de Janeiro: Operador Nacional do Sistema Elétrico., 2015a.

ONS. **Capacidade Operativa Das Linhas De Transmissão**. Rio de Janeiro: Operador Nacional do Sistema Elétrico., 2015b.

ONS. **Histórico Da Operação – Curva de Carga Horária**. Rio de Janeiro: Operador Nacional do Sistema Elétrico., 2015c.

ONS. **Atualização de séries históricas de vazões – período 1931 a 2015**. Rio de Janeiro: Electric System National Operator, 2016a.

ONS. **Sistema de informações geográficas cadastrais do SIN (SINDAT)**. Rio de Janeiro: [s.n.].

ONS. **Programa Mensal de Operação Eletroenergética**. Rio de Janeiro: Operador Nacional do Sistema Elétrico., 2016c.

ONS. **Manual de Procedimentos da Operação - Módulo 10 (Submódulo 10.21)**Operador Nacional do Sistema Elétrico, , 2017.

ONS. **Histórico Da Operação – Série Capacidade Instalada**. Rio de Janeiro: Operador Nacional do Sistema Elétrico., 2018a.

ONS. **Plano de Ampliações e Reforços nas Instalações de Transmissão do SIN (PAR 2019-2023)**. Rio de Janeiro: Operador Nacional do Sistema Elétrico., 2018b.

ONS. **Submódulo 10.6: Controle da geração**. Rio de Janeiro: Operador Nacional do Sistema Elétrico., 2018c.

PANOS, E.; LEHTILÄ, A. **Dispatching and unit commitment features in TIMES** . France: Energy Technology Systems Analysis Programme, 2016.

PEREIRA, S.; FERREIRA, P.; VAZ, A. I. F. Short-term electricity planning with increase wind capacity. **Energy**, v. 69, p. 12–22, 1 maio 2014.

PEREIRA, S.; FERREIRA, P.; VAZ, A. I. F. Optimization modeling to support renewables integration in power systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 55, p. 316–325, 1 mar. 2016.

PERES JUNIOR, R. G.; SARDINHA, S.; ANDRADE, A. **Otimização do uso dos Recursos de Geração Disponíveis Para O CAG (Controle Automático De Geração)**. In: ENCONTRO PARA DEBATES DE ASSUNTOS DE OPERAÇÃO. , 2008.

PETROBRAS. Gasoduto Urucu-Coari-Manaus inicia operação comercial. **Petrobras Press Agency**, p. 2, 2009.

PETROBRAS. AM: Gás natural muda matriz energética da Região Norte. **Petrobras Press Agency**, p. 2, 2011.

PFENNINGER, S.; HAWKES, A.; KEIRSTEAD, J. Energy systems modeling for twenty-first century energy challenges. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 33, p. 74–86, 1 maio 2014.

PICKARD, A.; MEINECKE, G. **The Future Role of Fossil Power Generation**. Eriangen, Germany: Siemens AG, 2011.

PINA, A.; SILVA, C. A.; FERRÃO, P. High-resolution modeling framework for planning electricity systems with high penetration of renewables. **Applied Energy**, v. 112, p. 215–223, dez. 2013a.

PINA, A.; SILVA, C. A.; FERRÃO, P. High-resolution modeling framework for planning electricity systems with high penetration of renewables. **Applied Energy**, v. 112, p. 215–223, 1 dez. 2013b.

PINA, A.; SILVA, C.; FERRÃO, P. Modeling hourly electricity dynamics for policy making in long-term scenarios. **Energy Policy**, v. 39, n. 9, p. 4692–4702, 1 set. 2011.

PJM. **PJM Manual 15: Cost Development Guidelines**. Pensilvânia: Cost Development Subcommittee, PJM., 2017.

PONCELET, K. et al. Impact of the level of temporal and operational detail in energy-system planning models. **Applied Energy**, v. 162, p. 631–643, 15 jan. 2016.

PORRUA, F. et al. **Assessment of transmission congestion price risk and hedging in the Brazilian electricity market**. International Symposium CIGRE/IEEE PES, 2005. **Anais...** In: INTERNATIONAL SYMPOSIUM CIGRE/IEEE PES, 2005. out. 2005

PORTUGAL-PEREIRA, J. et al. Overlooked impacts of electricity expansion optimisation modelling: The life cycle side of the story. **Energy**, Towards low carbon energy systems: engineering and economic perspectives. v. 115, p. 1424–1435, 15 nov. 2016.

PORTUGAL-PEREIRA, J. et al. Interactions between global climate change strategies and local air pollution: lessons learnt from the expansion of the power sector in Brazil. **Climatic Change**, v. 148, n. 1–2, p. 293–309, 1 maio 2018.

PRATSON, L. F.; HAERER, D.; PATIÑO-ECHEVERRI, D. Fuel Prices, Emission Standards, and Generation Costs for Coal vs Natural Gas Power Plants. **Environmental Science & Technology**, v. 47, n. 9, p. 4926–4933, 7 maio 2013a.

PRATSON, L. F.; HAERER, D.; PATIÑO-ECHEVERRI, D. Fuel Prices, Emission Standards, and Generation Costs for Coal vs Natural Gas Power Plants. **Environmental Science & Technology**, v. 47, n. 9, p. 4926–4933, 7 maio 2013b.

PRINA, M. G. et al. **Economic and environmental impact of photovoltaic and wind energy high penetration towards the achievement of the Italian 20-20-20 targets**. 2015 Tenth International Conference on Ecological Vehicles and Renewable Energies (EVER). **Anais...** In: 2015 TENTH INTERNATIONAL CONFERENCE ON ECOLOGICAL VEHICLES AND RENEWABLE ENERGIES (EVER). mar. 2015

PVPS. **The Role of Energy Storage for Mini-Grid Stabilization**. Paris, France: Photovoltaic Power Systems Program, International Energy Agency, 2011.

RAMOS, D. S. et al. Important issues influencing thermal plant attractiveness in a large hydroelectric generation system. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 25, n. 10, p. 797–807, dez. 2003a.

RAMOS, D. S. et al. Important issues influencing thermal plant attractiveness in a large hydroelectric generation system. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 25, n. 10, p. 797–807, 1 dez. 2003b.

REBOURS, Y.; KIRSCHEN, D. **A Survey of Definitions and Specifications of Reserve Services**. Manchester, UK: University of Manchester, 2005.

REHMAN, S.; AL-HADHRAMI, L. M.; ALAM, M. M. Pumped hydro energy storage system: A technological review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 44, p. 586–598, abr. 2015.

REMME, U.; BLES, M.; KOBER, T. **The Dual Solution of a TIMES Model: its interpretation and price formation equations** Energy Technology Systems Analysis Programme, , 2009.

RENTIZELAS, A.; GEORGAKELLOS, D. Incorporating life cycle external cost in optimization of the electricity generation mix. **Energy Policy**, v. 65, p. 134–149, fev. 2014.

ROCHEDO, P. R. R. **Development of a Global Integrated Energy Model to Evaluate The Brazilian Role In Climate Change Mitigation Scenarios**. Tese de Doutorado—Rio de Janeiro: Energy Planning Program, Graduate School of Engineering, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2016.

ROCHEDO, P. R. R. et al. The threat of political bargaining to climate mitigation in Brazil. **Nature Climate Change**, v. 8, n. 8, p. 695–698, ago. 2018.

RORIZ, M. **Correções Nas Irradiâncias e Iluminâncias dos Arquivos EPW da Base Antac**. Porto Alegre, Brazil: Grupo de trabalho sobre conforto e eficiência energética de edificações, National Association of Technology for the Built Environment., 2012a.

RORIZ, M. **Arquivos Climáticos De Municípios Brasileiros**. Porto Alegre, Brazil: Grupo de trabalho sobre conforto e eficiência energética de edificações, National Association of Technology for the Built Environment., 2012b.

ROSEN, J.; TIETZE-STÖCKINGER, I.; RENTZ, O. Model-based analysis of effects from large-scale wind power production. **Energy**, ECOS 05. 18th International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation, and Environmental Impact of Energy Systems. v. 32, n. 4, p. 575–583, 1 abr. 2007.

RUSSEL, R.; SCHLANDT, J. **Loop flows: Why is wind power from northern Germany putting east European grids under pressure?** Clean Energy Wire, 2015.

RÜTHER, R. et al. Strategies for Plug-in Electric Vehicle-to-Grid (V2G) and Photovoltaics (PV) for Peak Demand Reduction in Urban Regions in a Smart Grid Environment. In: RAJAKARUNA, S.; SHAHNIA, F.; GHOSH, A. (Eds.). **Plug In Electric Vehicles in Smart Grids**. Power Systems. [s.l.] Springer Singapore, 2015. p. 179–219.

SAARINEN, L.; DAHLBÄCK, N.; LUNDIN, U. Power system flexibility need induced by wind and solar power intermittency on time scales of 1–14 days. **Renewable Energy**, v. 83, p. 339–344, nov. 2015.

SAPORTA, L. **O Papel dos Reservatórios de Hidroelétricas na Integração da Geração Eólica no Sistema Interligado Nacional**. PhD Thesis—Rio de Janeiro: Energy Planning Program, Graduate School of Engineering, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2017.

SARAIVA, T. A. et al. Forecasting Brazil's crude oil production using a multi-Hubbert model variant. **Fuel**, v. 115, n. Supplement C, p. 24–31, 1 jan. 2014.

SCHAEFER, R. et al. **Potencial de Integração em Larga Escala de Energia Solar (Fotovoltaica e Térmica) para Geração Centralizada de Eletricidade no Brasil**. Rio

de Janeiro: Energy Planning Program, Graduate School of Engineering, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2012.

SCHAEFER, R. et al. **Tecnologias de Baixo Carbono Aplicáveis aos Setores Chave do Brasil: Energia - Setor Elétrico**. Rio de Janeiro, Brazil: Energy Planning Program, Graduate School of Engineering, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2014.

SHELLER, C.; MELO, A. P.; LAMBERTS, R. **Correções realizadas nos arquivos climáticos INMET 2012**. Florianópolis, Brazil.: Laboratório de Eficiência Energética em Edificações, Federal University of Santa Catarina., 2016.

SCHLANDT, J. **Capacity markets around the world**, 2015.

SCHOLZ, Y.; GILS, H. C.; PIETZCKER, R. C. Application of a high-detail energy system model to derive power sector characteristics at high wind and solar shares. **Energy Economics**, v. 64, p. 568–582, 1 maio 2017.

SCHRATTENHOLZER, L. Energy Supply Model Message and Its Application to IIASA's World Region V. In: **Physics and Contemporary Needs**. [s.l.] Springer, Boston, MA, 1984. p. 103–125.

SERVICE, R. F. Liquid sunshine. **Science**, v. 361, n. 6398, p. 120–123, 13 jul. 2018.

SHINKAWA, T. **Electricity System and Market in Japan**. Japan: Ministry of Economy, Trade and Industry, 2018.

SIEMENS. **Energy Sector - Power Transmission: Basics & Comparison AC / DC Solutions**, 2008a.

SIEMENS. **Siemens Gas Turbine SGT6-5000F - Application Overview** Siemens, , 2008b.

SIEMENS. **We power the world with innovative gas turbines - Siemens gas turbine portfolio** Siemens, , 2018.

SIMOES, S. et al. **Assessing the long-term role of the SET Plan Energy technologies**. The Netherlands: Joint Research Centre., 2013.

SIMOES, S. et al. Comparing policy routes for low-carbon power technology deployment in EU – an energy system analysis. **Energy Policy**, v. 101, p. 353–365, 1 fev. 2017a.

SIMOES, S. et al. Impact of different levels of geographical disaggregation of wind and PV electricity generation in large energy system models: A case study for Austria. **Renewable Energy**, v. 105, p. 183–198, 1 maio 2017b.

SINGH, A. et al. Optimal power flow analysis of a Switzerland's transmission system for long-term capacity planning. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 34, p. 596–607, 1 jun. 2014.

SKÅNLUND, A. et al. **Loop flows – Final advice**. Oslo: THEMA, 2013.

SNELL, J.; PROWSE, D.; ADAMS, K. The changing role of hydropower: from cheap local energy supply to strategic regional resource. **International Journal of Water Resources Development**, v. 30, n. 1, p. 121–134, 2 jan. 2014.

SOARES M.C. BORBA, B.; SZKLO, A.; SCHAEFFER, R. Plug-in hybrid electric vehicles as a way to maximize the integration of variable renewable energy in power systems: The case of wind generation in northeastern Brazil. **Energy**, 7th Biennial International Workshop “Advances in Energy Studies”. v. 37, n. 1, p. 469–481, jan. 2012.

SORIA, R. et al. Hybrid concentrated solar power (CSP)–biomass plants in a semiarid region: A strategy for CSP deployment in Brazil. **Energy Policy**, v. 86, n. Supplement C, p. 57–72, 1 nov. 2015.

STEINKE, F.; WOLFRUM, P.; HOFFMANN, C. Grid vs. storage in a 100% renewable Europe. **Renewable Energy**, v. 50, p. 826–832, fev. 2013.

STREET, A. et al. Pricing Flexible Natural Gas Supply Contracts Under Uncertainty in Hydrothermal Markets. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 23, n. 3, p. 1009–1017, ago. 2008.

SZKLO, A.; ULLER, V. C. **Fundamentos do Refino de Petróleo**. 2. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2011.

TAIH, M.; AZEEZ, R. Hydro Power. In: ZAIN AHMED, A. (Ed.). **Energy Conservation**. [s.l.] InTech, 2012.

TURVEY, R.; ANDERSON, D. **Electricity economics : essays and case studies**. [s.l.] The World Bank, 1 jan. 1979. Disponível em: <<http://documents.worldbank.org/curated/en/571841468183893886/Electricity-economics-essays-and-case-studies>>. Acesso em: 11 jul. 2018.

UECKERDT, F. et al. Decarbonizing global power supply under region-specific consideration of challenges and options of integrating variable renewables in the REMIND model. **Energy Economics**, v. 64, p. 665–684, 1 maio 2017.

ULBIG, A.; KOCH, S.; ANDERSSON, G. **The Power Nodes Modeling Framework – Modeling and Assessing the Operational Flexibility of Hydro Power Units**. XII SEPOPE. **Anais...** In: XII SYMPOSIUM OF SPECIALIST S IN ELECTRIC OPERATIONAL AND EXPANSION PLANNING. Rio de Janeiro, Brazil: 2012

VALDEBENITO, F. **Hydro Optimization in Plexos**. **Energy**. . In: EXEMPLAR WHITE PAPERS. 2014

VITHAYASRICHAREON, P. et al. **Impact of operational constraints on generation portfolio planning with renewables**. 2015 IEEE Power Energy Society General Meeting. **Anais...** In: 2015 IEEE POWER ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING. jul. 2015

WARTSILA. **Power Plant Solutions**Wartsila, , 2015.

WELSCH, M. et al. Incorporating flexibility requirements into long-term energy system models – A case study on high levels of renewable electricity penetration in Ireland. **Applied Energy**, v. 135, p. 600–615, 15 dez. 2014a.

WELSCH, M. et al. Incorporating flexibility requirements into long-term energy system models – A case study on high levels of renewable electricity penetration in Ireland. **Applied Energy**, v. 135, p. 600–615, 15 dez. 2014b.

WELSCH, M. et al. Supporting security and adequacy in future energy systems: The need to enhance long-term energy system models to better treat issues related to variability. **International Journal of Energy Research**, v. 39, n. 3, p. 377–396, [s.d.].

WISER, R. et al. **Impacts of Variable Renewable Energy on Bulk Power System Assets, Pricing, and Costs**. [s.l.] Lawrence Berkeley National Laboratory and Argonne National Laboratory, 2017.

WORLD BANK (ED.). **Operating and planning electricity grids with variable renewable generation: review of emerging lessons from selected operational experiences and desktop studies**. Washington, DC: World Bank, 2013.

WRIGHT, J. **Network Constraints for Competing Renewable Power Plants in A Resource Rich Area**. . In: POWER-GEN-DISTRIBUTECH AFRICA. 2015

YASUDA et al. **International Comparison of Wind and Solar Curtailment Ratio**. . In: WIW2015 WORKSHOP BRUSSELS. Brussels: 2015

ZHANG, X.; MYHRVOLD, N. P.; CALDEIRA, K. Key factors for assessing climate benefits of natural gas versus coal electricity generation. **Environmental Research Letters**, v. 9, n. 11, p. 114022, 1 nov. 2014.

ZUCULIN, S. et al. **A Retomada do Conceito de Eficiência de Usinas Hidrelétricas Reversíveis no Setor Elétrico Brasileiro**. In: SEMINÁRIO TÉCNICO SOBRE USINAS HIDRELÉTRICAS REVERSÍVEIS NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO. Brasília, 2014.

ANEXOS

Anexo A – Parâmetros técnicos e econômicos para a expansão de tecnologias de geração de eletricidade no período 2020-2050

Technology	Investment Costs (\$/kW) (2020-2050)	Fixed Costs (\$/kW)	Variable Costs (\$/MWh) (2020-2050)	Fuel Costs (\$/MWh)	Maximum possible Capacity factor	Efficiency (%)
COAL						
Coal-Fluidized Bed Combustion (FBC)	1700 - 1500	39	4.6-3.0	40	0.85	38%-42%
Coal-FBC-CCS	800-500*	52	3.4-2.8			58%-80%
Coal-FBC + Biomass (Cofiring)	3690	39	4.1-2.5	40/	0.7/0.3	35%-40%
Coal-Pulverized Combustion (PC)	2200	38	5.6-5.4	90	0.85	40%-45%
Coal-PC-CCS	1000-700*	52	3.6-3.4			50%-80%
Coal - IGCC	2400	68	3.6-3.4	90	0.85	40%-48%
NATURAL GAS						
Open Cycle Gas Turbine (OCGT)	800-600	20	4.0-3.2	27-35/24 (N)	0.6	35%-.38%
Combined Cycle Gas Turbine	1190-1000	18	6.0-4.6	27-35/24	0.85	50%-55%
IGCC-CCS	800-500*	56	3.6-3.4	40	0.85	
CCGT – CCS	3091	23	6.0-4.6	27-35/24	0.85	43%
OIL						
Heavy Fuel Oil (HFO)	1000		125	48	0.55	30%
Light Fuel Oil (LFO)	1070		125	64-95	0.35	30%
HYDRO						
Hydro small	2,936	65	3.0-1.8		Seasonal/Geographical	
Hydro medium	2513	58	2.6-1.8		Seasonal	
Hydro high	2091	52	3.8-2.4		Seasonal	
NUCLEAR						
Nuclear	4000	136	0.8-0.6	9	0.9	33%
BIOMASS						
Biomass – steam turbine	3600	10	5.5-5.2	58	0.50	28%
Biomass (Bagasse)	350	17.5	4.7-4.6	31	Seasonal	
Municipal Solid Waste (MSW)	7050-6210	250-200			0.74	
OTHERS RES						

Technology	Investment Costs (\$/kW) (2020-2050)	Fixed Costs (\$/kW)	Variable Costs (\$/MWh) (2020-2050)	Fuel Costs (\$/MWh)	Maximum possible Capacity factor	Efficiency (%)
PV Plant size (CG)	4300-1000	45-30			Hourly-	
PV Distributed (DG)	5300-1500	45-28			Hourly-seasonal	
Concentrated Solar Power (CSP)	7000-6500	70	2.6-1.9		0.20	
CSP with 4h	5200-3500	90	2.8-2.2		0.31	
CSP with 6h	6200-4100	125	2.8-2.2		0.42	
CSP with 12h	7200-4600	160	2.8-2.2		0.44	
CSP-BIO	5800-3900	145	2.8-2.2	-/58	0.51	-/28%
Wind Onshore	1810-1550	38			Hourly-	
Wind-Off Shore	5000-3500	65-58			0.4	
Wave	6000-4500	20			0.15	

* Additional cost due to CCS that should be added on the top of the regular technology cost without CCS.
Source: (HERRERAS MARTÍNEZ et al., 2015; OECD/IEA, 2016; PORTUGAL-PEREIRA et al., 2016)

Anexo B – Custo nivelado de eletricidade calculado de forma endógena pelo modelo TIMES-Brasil (\$/MWh) para nova capacidade instalada

Technology	2020-2030	2030-2040	2040-2050	2020-2030	2030-2040	2040-2050	2020-2030	2030-2040	2040-2050
Scenario	FT scenario			ST Scenario			DT Scenario		
Thermal units fuelled by domestic coal	97.2	91.2 – 94.1	89.5 – 90.7	93.1 – 93.3	89.6	87.9		93.1	90.1
Thermal units fuelled by Imported Coal								262.4 – 265.0	250.3 – 263.1
Natural Gas CCGT (NG)	62	100	128	31.4	28.2 - 86.2	26.7 - 92.3	35.6 – 91.8	32.8 – 101.8	85.5
Hydro	69.46 - 85.9	78.08 - 94.56	95.35 - 114.14	55.2 - 118.6	55.6- 139.0	58.0 – 164.1	64.3 – 222.3	70.8 – 243.7	109.0 – 307.7
Biomass			136.23		156.2	136.2 – 176.0	136.3 –		
Sugarcane Biom.	38.7- 43.4			46.0- 47.5			138.9 – 151.1		474.2
Nuclear		71.4		71.29			74.2		
Heavy Fuel Oil (HFO)	96	106- 121	171	111.7	146.1 - 147.7		185.0 –	238.6 – 243.8	236.2
Light Fuel Oil (LFO)				90.4 - 90.5			130.8 – 148.6		296.7 – 318.0

Technology	2020-2030	2030-2040	2040-2050	2020-2030	2030-2040	2040-2050	2020-2030	2030-2040	2040-2050
Scenario	FT scenario			ST Scenario			DT Scenario		
Municipal Solid Waste (MSW)						126.42	130.9	126.4	126.4
Wind	78.0 – 84.3	89.5- 97.1	111.6- 120.1	75.2 – 119.8	80.7 – 148.3	88.0 – 194.3	62.2 – 201.3	59.9 – 266.5	58.4 – 342.7
PV CG			120.0- 121.5			94.3 – 218.7		229.3 – 266.5	93.7 – 342.7
Concentrated Solar Power (CSP)		118	135	75.7	114.9	163.3 – 198.9	122.5 – 190.8	136.4 – 264.8	148.0 – 371.6
H2						218.7		218.7.	218.7

Anexo C – Custos considerados para a expansão do sistema de transmissão no modelo TIMES-Brasil

Technology	Station Costs (million \$/line)	Line Costs (\$/kW)	O&M Costs (\$/km-year)	Variable Costs (\$/MWh)
AC Lines	70	1500	40	0.45

Fonte: (IEA, 2014b)

Anexo D – Matriz dos processos de intercâmbio de energia inseridos no modelo TIMES-Brasil

~TradeLinks

ELC_HV	N1	N2	N3	N4	N5	N6	NE1	NE2	NE3	NE4	NE5	NE6	CO1	CO2	CO3	CO4	CO5	SE1	SE2	SE3	SE4	SE5	SE6	S1	S2	S3	S4	S5	S6
N1		1																											
N2	1		1															1											
N3		1		1					1																				
N4			1		1			1																					
N5				1			1						1																
N6															1							1							
NE1					1			1				1	1						1										
NE2				1			1		1	1		1																	
NE3			1					1		1																			
NE4								1	1		1	1																	
NE5										1		1																	
NE6							1	1		1	1									1									
CO1					1		1							1	1				1										
CO2													1		1	1	1	1	1										
CO3													1	1		1													
CO4						1								1	1														
CO5														1		1		1			1	1		1					
SE1		1												1			1		1	1	1	1	1						
SE2							1						1	1				1		1			1						
SE3												1						1	1				1						
SE4																1	1					1	1	1	1				
SE5						1											1	1			1		1	1					
SE6																		1	1	1	1	1							
S1																	1				1	1			1	1	1		
S2																								1		1		1	
S3																								1	1		1	1	
S4																								1		1		1	1
S5																									1	1	1		1
S6																											1	1	

Anexo E - Matriz de limites técnicos de processos de intercâmbio inserida no modelo TIMES-Brasil para o período até 2020

3ADE_Param:Stock~2020

ELC_HV	N1	N2	N3	N4	N5	N6	NE1	NE2	NE3	NE4	NE5	NE6	CO1	CO2	CO3	CO4	CO5	SE1	SE2	SE3	SE4	SE5	SE6	S1	S2	S3	S4	S5	S6
N1		3140																											
N2	3140		3140															5250											
N3		3140		4575					2000																				
N4			4575		4510			2300																					
N5				4510			1150						4831																
N6															892							6600							
NE1					1150			182				1323	2390					0											
NE2				2300			182		1172	1340		300																	
NE3			2000					1172		2491																			
NE4								1340	2491		918	1485																	
NE5										918		1842																	
NE6							1323	300		1485	1842								0										
CO1					4831		2390							2480	2840			1000											
CO2													2480		2021	591	1100	3000	2872										
CO3													2840	2021		2279													
CO4						892								591	2279														
CO5														1100				3516			4634	2344		165					
SE1		5250											3000			3516		3589	445	1881	3829	2380							
SE2							0					1000	2872				3589		3637			450							
SE3											0						445	3637				1639							
SE4															4634	1881					7639	4094	####	3180					
SE5					6600										2344	3829				7639		1071	2205						
SE6																	2380	450	1639	4094	1071								
S1																165				####	2205				6157	2728	3694		
S2																								6157		4175		134	
S3																								2728	4175		2628	2757	
S4																								3694		2628		3706	411
S5																										134	2757	3706	350
S6																											411	350	