

Proponente



Cooperadas



Executoras



Matriz Energética e Aprimoramento da Sistemática de Inserção Ambiental no Planejamento da Expansão do Sistema Elétrico (PROJETO SINAPSE)

ANÁLISE MULTICRITÉRIO DE FONTES – INDICADORES DE FLEXIBILIDADE
RELATÓRIO TÉCNICO 04_VOLUME 1A

30/07/2019

FICHA DE IDENTIFICAÇÃO

Qualificação Relatório Técnico	Versão 00									
Data da Revisão (dia, mês e ano) 30.07.2019	Nº do volume: 01a Nº da parte: 01 Nº de páginas: 22									
Título: MATRIZ ENERGÉTICA E APRIMORAMENTO DA SISTEMÁTICA DE INSERÇÃO AMBIENTAL NO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SISTEMA ELÉTRICO (PROJETO SINAPSE)										
Subtítulo: ANÁLISE MULTICRITÉRIO DE FONTES – INDICADORES DE FLEXIBILIDADE										
Entidades Executoras: MRTS Consultoria e Engenharia Ltda. – MRTS NTJ TEC Consultoria em Engenharia Ltda. - WeSee Diversa Consultoria em Sustentabilidade - DIVERSA Fundação COPPETEC SINERCONSULT - Consultoria, Treinamento e Participações Ltda.	Responsáveis Técnicos: Dorel Soares Ramos Marciano Morozowski Filho Ricardo Cavalcanti Furtado Amaro Olímpio Pereira Jr. Ana Lúcia Rodrigues da Silva									
Entidades Patrocinadoras: <table style="width: 100%; border: none;"> <tr> <td style="text-align: center;">CANDEIAS</td> <td style="text-align: center;">CEMIG GT</td> <td style="text-align: center;">ITIQUIRA</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">POTIGUAR</td> <td style="text-align: center;">CERAN</td> <td style="text-align: center;">FOZ DO CHAPECÓ</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">MANAUARA</td> <td></td> <td style="text-align: center;">ENERCAN</td> </tr> </table>		CANDEIAS	CEMIG GT	ITIQUIRA	POTIGUAR	CERAN	FOZ DO CHAPECÓ	MANAUARA		ENERCAN
CANDEIAS	CEMIG GT	ITIQUIRA								
POTIGUAR	CERAN	FOZ DO CHAPECÓ								
MANAUARA		ENERCAN								
Resumo (abstract): Este relatório tem como objetivo complementar o Relatório Técnico 04_VOLUME 1, bem como especificar uma metodologia para análise de flexibilidade de fontes, considerando os indicadores e métricas disponíveis na literatura técnica. A seleção de indicadores de flexibilidade leva em conta, adicionalmente, a disponibilidade de dados e informações no ambiente de planejamento e de operação do Sistema Interligado Nacional (SIN).										

f:\! kingston32y\+sinapse\!produto 7 - analise flexibilidade\& claudio\20190730 sinapse rt04_v1a - analise sistematica - indicadores de flexibilidade.docx

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO AO PROJETO DE P&D SINAPSE.....	4
METODOLOGIA DO RELATÓRIO TÉCNICO.....	5
ANÁLISE DE FLEXIBILIDADE NO PROJETO SINAPSE.....	7
LIMITAÇÕES DA ANÁLISE LCOF.....	8
INDICADORES E MÉTRICAS DE FLEXIBILIDADE.....	10
ASPECTOS GERAIS.....	10
REQUISITOS DE FLEXIBILIDADE.....	11
METODOLOGIA DE CÁLCULO DA MÉTRICA NFI.....	13
LEVANTAMENTO DE DADOS.....	13
METODOLOGIA DE AVALIAÇÃO DOS REQUISITOS DE FLEXIBILIDADE.....	13
METODOLOGIA DE CÁLCULO DO INDICADOR DE FLEXIBILIDADE.....	13
PRINCIPAIS RESULTADOS.....	15
PREMISSAS.....	15
AVALIAÇÃO DE REQUISITOS DE FLEXIBILIDADE.....	16
CÁLCULO DO INDICADOR DE FLEXIBILIDADE.....	18
CONCLUSÕES.....	19
REFERÊNCIAS.....	20

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 – Escopo e complexidade da análise de indicadores.....	5
Figura 2 – Geração eólica e solar fotovoltaica no subsistema Nordeste (2018).	16
Figura 3 – Curva de permanência de carga líquida no subsistema Nordeste (2018).	17
Figura 4 – Curva de permanência de rampa da carga líquida no subsistema Nordeste (2018).	17
Figura 5 – Indicador Normalizado de Flexibilidade (NFI).....	18

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 - Características técnicas das fontes de geração.	15
Tabela 2 – Indicadores de flexibilidade operativa (<i>flex</i>).	18

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 1 - Ferramentas analíticas e métricas de flexibilidade de sistemas de potência.....	12
--	----

INTRODUÇÃO AO PROJETO DE P&D SINAPSE

A incorporação, no planejamento da expansão, de indicadores de sustentabilidade de fontes de geração requer a valoração de aspectos socioambientais, para uma justa comparação de custos e benefícios técnico-econômicos e socioambientais de tecnologias e empreendimentos, tendo em conta as características regionais e a evolução do Sistema Interligado Nacional (SIN) como um todo.

De modo similar, a definição de uma política energética para o setor elétrico tem como fundamento um adequado arcabouço conceitual e metodológico, que dê os sinais econômicos corretos e produza diretrizes socioambientais assimiláveis pelos atores setoriais e sociais, assim contribuindo para reduzir os atritos entre instâncias decisórias, que dificultam novos empreendimentos de geração.

Dessa forma, como já evidenciado por experiências internacionais de desenvolvimento sustentável, é indispensável adotar-se, no processo de planejamento energético do país, novos métodos de análise, que considerem simultaneamente as diversas dimensões da sustentabilidade: a técnico-econômica, a socioambiental e a institucional.

Um dos métodos mais usados com esta finalidade é o de sistema de indicadores, que buscam refletir, para cada fonte de geração, a disponibilidade de recursos em médio e longo prazos, seus impactos técnicos, econômicos e ambientais, os aspectos socioeconômicos envolvidos, suas vulnerabilidades frente às mudanças climáticas e as restrições quanto ao uso do solo e de água.

A valoração de externalidades técnico-econômicas e socioambientais fornece, portanto, importante conexão entre as variáveis inseridas nas dimensões da sustentabilidade. A identificação e valoração de externalidades técnico-econômicas e socioambientais e sua posterior internalização nos modelos de planejamento do sistema elétrico visa permitir a expansão sustentável da oferta de energia, mediante uma competição mais justa entre as fontes de energia elétrica.

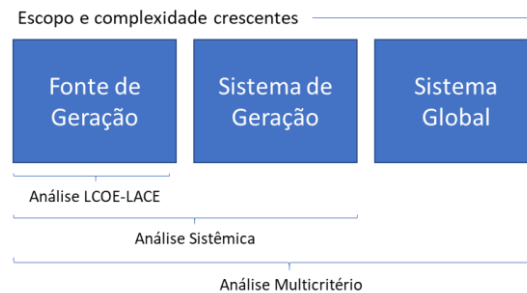
Neste contexto, o Projeto de P&D SINAPSE tem como objetivo aprimorar a sistemática para inserção, no planejamento, diversos aspectos técnico-econômicos e socioambientais, ainda não contemplados na metodologia e nos modelos de expansão da geração, com ênfase nas fontes geradoras existentes ou planejadas no âmbito do SIN.

De acordo com a programação de atividades do Projeto de P&D Sinapse, o presente relatório técnico visa complementar o Relatório Técnico IV – Vol. 1, do Projeto SINAPSE. Os objetivos e a metodologia desta etapa e do presente relatório são detalhados a seguir.

METODOLOGIA DO RELATÓRIO TÉCNICO

No Relatório Técnico II do Projeto Sinapse, foi proposta uma abordagem da análise multicritério em três estágios, na qual o escopo e o grau de complexidade da análise são gradativamente ampliados, de um estágio para o seguinte (Figura 1).

Figura 1 – Escopo e complexidade da análise de indicadores



Ainda no Relatório Técnico II, foi discutida a Análise LCOE-LACE, com base em custos e benefícios nivelados, por fonte de geração. Posteriormente, no Relatório Técnico (RT) IV – Vol. 1 (PROJETO SINAPSE, 2018), a Análise Sistêmica abordou os impactos do substancial incremento na participação de fontes eólicas e solares fotovoltaicas (SFV) no *mix* de geração do SIN, notadamente os relacionados aos atributos de capacidade e flexibilidade de fontes de geração, em horizontes de longo, médio e curto prazos. Também no Relatório Técnico IV, foi apresentado e discutida uma proposta de indicador técnico-econômico de recursos de flexibilidade, compatível com o par LCOE-LACE.

A métrica analisada foi o LCOF (*Levelized Cost Of Flexibility*), ou custo nivelado da flexibilidade, similar em estrutura ao LCOE. A título de ilustração, uma metodologia e as premissas de cálculo do LCOF para alguns recursos de flexibilidade foram apresentadas no RT IV, com base tão somente na experiência internacional, dada a indisponibilidade de experiência nacional neste tema. Pesquisas posteriores às relatadas no Relatório Técnico IV ratificaram as dificuldades de cálculo do indicador LCOF, sinalizando a necessidade de métricas alternativas a este indicador, que permitissem a quantificação *ex-ante* de indicadores de flexibilidade de fontes.

Este relatório de pesquisa tem por objetivo, portanto, avaliar indicadores de flexibilidade em horizonte de longo prazo, bem como relacioná-los aos indicadores de sustentabilidade. Discorre-se também sobre as características de flexibilidade das fontes de geração e dos sistemas elétricos como um todo. Neste sentido, foi realizada, inicialmente, uma análise dos requisitos de flexibilidade operacional no SIN, na qual constatou-se a relevância e necessidade de serviços de rampa (tomada e redução de carga)

na região Nordeste, onde se observa significativa penetração da fonte eólica.¹ Na sequência, foi feita uma pesquisa sobre indicadores de flexibilidade por fonte, levando em conta a disponibilidade de dados de carga e geração disponíveis no ONS.² Essa fonte de dados permite obter, em base horária, os níveis de geração de fontes, necessários para a formulação e cálculo de indicadores de flexibilidade. Com base nas curvas de carga e de geração, foram construídas as curvas de carga total e residual, que permitiram identificar os requisitos de flexibilidade do sistema gerador da região Nordeste, mediante um balanço de carga e uma análise de rampas de geração. A análise evidenciou o significativo impacto da geração eólica nos requisitos de flexibilidade do sistema.³ Finalizando, foi desenvolvida uma metodologia de cálculo de indicadores de flexibilidade, adequados à quantificação *ex-ante* da contribuição de fontes na prestação de serviços de rampa no SIN, o qual será oferecido como insumo para a análise multicritério por meio da técnica DEA.

¹ Atualmente, as fontes de geração no SIN não são remuneradas pela prestação deste serviço.

² Para superar essa limitação, foi feito contato em 29.03.2019 com o ONS (relacionamento.agentes@ons.org.br), que disponibilizou os dados do modelo DESSEM, usados no cálculo do preço horário no SIN, e os dados de geração horária do subsistema Nordeste em arquivo no formato XLSX. Os dados de carga bruta foram extraídos do site do ONS, do gráfico “curva de carga” disponível no histórico da operação (http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/curva_carga_horaria.aspx).

³ Realizada com apoio do software *R* v.3.5.00 (<https://www.r-project.org/>).

ANÁLISE DE FLEXIBILIDADE NO PROJETO SINAPSE

Atualmente, as fontes eólica e solar fotovoltaica são as que mais crescem no mundo, impulsionadas pela queda de preço destas fontes, que já competem, em muitos países, com a geração termelétrica. No entanto, a expansão dessas fontes renováveis não despacháveis (FRND) exigirá uma transformação na forma de planejar e operar os sistemas de energia (ECOFYS, 2015). Assim, a flexibilidade tornou-se um tópico de pesquisa relevante, em muitos países, como evidenciado pela grande quantidade de trabalhos relacionados à quantificação da flexibilidade de sistemas elétricos (WANG e HODGE, 2017).

O termo *flexibilidade* descreve a capacidade de um sistema de energia para lidar com a variabilidade e a incerteza na geração e na demanda, mantendo um nível satisfatório de confiabilidade a um custo razoável, em vários horizontes temporais. Neste trabalho, supõe-se que a variabilidade e a incerteza da geração surjam da geração variável, particularmente da fonte eólica. Um sistema "flexível", como definido neste trabalho, é um conceito relativo. Por exemplo, dadas uma certa demanda de energia e uma disponibilidade eólica, afirma-se que um sistema A é mais flexível do que outro sistema B se o primeiro pode acomodar mais geração eólica, ou seja, produz menor "vertimento eólico" (MA, 2012).

Como a produção e o consumo de energia são simultâneos, outro modo de caracterizar a flexibilidade de um sistema é avaliar sua capacidade de resposta frente a mudanças na demanda e na oferta. Todos os sistemas de energia tem uma flexibilidade inerente, necessária para equilibrar a oferta e a demanda a cada instante. A variabilidade e a incerteza não são características novas para os sistemas de energia, pois as cargas variam no tempo, muitas vezes de forma imprevisível, e os recursos tradicionais podem falhar inesperadamente. Não obstante, a oferta de energia variável pode dificultar esse equilíbrio, pois tanto a geração eólica quanto a solar variam significativamente, em geral de forma imprevista, ao longo das horas e dos dias (NREL, 2014).

Embora a questão de flexibilidade venha recebendo muita atenção, principalmente em sistemas com limitada capacidade de acomodar penetrações elevadas de fontes renováveis variáveis⁴, o conceito de *flexibilidade operacional* (ou simplesmente *flexibilidade*), quando se refere às operações do sistema, nem sempre é usado corretamente. De fato, em diferentes estudos disponíveis na literatura, termos similares podem se referir a coisas distintas, desde a rapidez de resposta de unidades geradoras até o grau de eficiência e robustez de um determinado arranjo comercial no mercado de eletricidade. Deste modo, neste projeto, define-se como flexibilidade a capacidade de um sistema elétrico para aumentar ou reduzir a geração em intervalos de tempo específicos. Esta definição de flexibilidade pode ser aplicada tanto em nível de sistema elétrico quanto de fonte de geração.

⁴ Geralmente de base termelétrica.

LIMITAÇÕES DA ANÁLISE LCOF

No Relatório Técnico IV - Vol. 1 (PROJETO SINAPSE, 2018) propôs-se uma análise de flexibilidade com base no indicador de custo nivelado da flexibilidade — *Levelized Cost Of Flexibility* (LCOF). Este indicador, proposto na referência (IEA, 2014), constitui uma estimativa do custo incremental da geração ou consumo flexível de 1 MWh⁵.

Nesta metodologia, assim como na LCOE, métrica da qual a LCOF é derivada, os custos e os fluxos de energia são descontados, o que permite comparar projetos e tecnologias com distintas estruturas de custos e de ciclos de vida. O LCOF constitui, portanto, uma métrica adequada para comparar diferentes tipos de sistemas e serviços de flexibilidade em termos técnico-econômicos.⁶

A análise LCOE-LACE, discutida no Relatório Técnico II, constitui uma modalidade da análise benefício-custo, em que os custos, agregados na métrica LCOE (*Levelized Cost of Energy*), se referem aos custos de geração de energia, incluindo custos de investimento (CAPEX) e de operação (OPEX) de cada fonte. Os benefícios, aproximados pela métrica LACE (*Levelized Avoided Cost of Energy*)⁷, são os custos de geração evitados pela introdução de uma nova fonte (ou tecnologia) no sistema. A diferença LACE-LCOE representa, portanto, o benefício econômico líquido de cada fonte, ao longo de seu ciclo de vida.

Ambas as métricas são amplamente difundidas, em âmbito internacional, por iniciativa de diversas instituições internacionais (IEA, IRENA, NREL etc). Além disso, seus valores vem sendo periodicamente atualizados, permitindo sua aplicação em estudos de planejamento energético e na formulação de políticas energéticas, notadamente na comparação econômica e seleção de fontes de geração e outros recursos energéticos (armazenamento de energia, p.ex.) em horizonte de longo prazo.

Em contraste com as métricas LCOE e LACE, no entanto, o LCOF ficou restrito a uma única aplicação (IEA 2014), descrita no Relatório Técnico IV, cujas premissas estão baseadas em sistemas de base termelétrica. Esse aspecto, associado ao fato de que a formulação desta métrica não consta da referência (IEA 2014), dificulta a aplicação do LCOF às fontes de energia previstas no PDE e no PNE. Desse modo, foram aprofundadas as pesquisas anteriores, com vistas em identificar indicadores e métricas alternativos ao LCOF, com metodologia e formulação matemática próprias e que possam ser calculados a partir de dados e informações publicamente disponíveis no ambiente de planejamento e operação do sistema elétrico brasileiro.

⁵ No caso de tecnologias de armazenamento, por exemplo, o LCOF fornece uma estimativa do custo de armazenar 1 MWh de eletricidade, num dado momento, para consumo posterior, para um dado regime de operação do sistema de armazenamento.

⁶ Os benefícios de recursos de flexibilidade são contemplados na métrica LACE, quando calculada em base horária.

⁷ O LACE é um *proxy* dos custos evitados, estimados a partir do custo marginal de operação (CMO) e da geração prevista para a fonte sob análise, que deslocaria a fonte marginal (a que define o CMO).

Para isto, realizou-se, nesta etapa, uma pesquisa bibliográfica e documental para levantar os dados, métodos e modelos disponíveis, em âmbito nacional e internacional, para quantificar o custo nivelado da flexibilidade de fontes de geração. Esta pesquisa indicou a inexistência de dados atualizados, na esfera internacional, pois os últimos valores disponíveis são os que constam no relatório (IEA, 2014).

Este fato, aliado à indisponibilidade de modelos e dados com discretização temporal adequada ao cálculo do custo da flexibilidade, culminou na necessidade não só de identificar indicadores e métricas de flexibilidade alternativos ao LCOF, mas também de levantar dados e informações que permitissem quantificar os indicadores encontrados na literatura.

Neste sentido, formulou-se uma estrutura conceitual para contextualizar a análise de flexibilidade no âmbito do projeto Sinapse, com apoio de pesquisa bibliográfica complementar de indicadores e métricas de flexibilidade, juntamente com os resultados do levantamento de informações para análise de requisitos de flexibilidade. Como resultado, foi selecionado o Índice de Flexibilidade Normalizado (*Normalized Flexibility Index - NFI*), a ser aplicado, juntamente com os indicadores de competitividade (LCOE e LACE), de forma isolada ou em conjunto com os indicadores de sustentabilidade, na análise multicritério das fontes de geração, com apoio da técnica DEA (Data Envelopment Analysis).

Inicialmente, os dados das fontes de geração usados no cálculo da métrica *NFI* foram levantados na literatura técnica e na base de dados (*deck*) do modelo DESSEM⁸, disponíveis nos websites do ONS e da CCEE, bem como no Banco de Informações de Geração (BIG) (ANEEL, 2019). Os dados históricos de operação foram solicitados ao ONS e encaminhados por e-mail, no que se refere às curvas de carga bruta e carga líquida (carga bruta menos a geração eólica). Essas curvas de carga foram analisadas para determinar a intensidade e frequência de ocorrência de rampas do subsistema Nordeste, que concentra a maior parte da capacidade geradora eólica no SIN.

Um vez obtidos os dados, buscou-se verificar se a penetração de FRND no sistema brasileiro afeta a variabilidade da demanda líquida suprida pelas fontes despacháveis. Em seguida, calculou-se a métrica *NFI* para comparar as fontes em termos do atributo de flexibilidade e gerar um insumo para a análise multicritério das fontes com a técnica DEA.

No que segue, apresenta-se uma breve descrição dos principais indicadores e métricas de flexibilidade disponíveis na literatura internacional.

⁸ Vide Nota de Rodapé 2 na p.6 deste relatório.

INDICADORES E MÉTRICAS DE FLEXIBILIDADE

Aspectos Gerais

A análise de flexibilidade de sistemas elétricos, assim como a análise de confiabilidade, pode ser tratada como um balanço de oferta e demanda. No caso da flexibilidade, este balanço envolve o exame de recursos de flexibilidade e de fatores que afetam os requisitos de flexibilidade, que podem ser avaliados, separada ou conjuntamente, com apoio de modelos de simulação do sistema.

A avaliação de requisitos de flexibilidade envolve em geral o uso de dados históricos ou sintéticos⁹ necessários para estimar o grau de variabilidade e de incerteza da oferta adicionada, em um sistema planejado, por fontes renováveis não controláveis. O atendimento aos requisitos de flexibilidade (além dos requisitos de flexibilidade sistêmica inerentes às variações de carga e de geração controlável) se reflete normalmente na necessidade de montantes adicionais de reserva, além daqueles usualmente planejados para atender aos requisitos de capacidade.

Há várias abordagens para avaliar a oferta de flexibilidade de um sistema, desde uma análise das características físicas dos recursos do sistema, sem considerar como podem ser operados, até uma simulação detalhada da operação do sistema. A simulação do sistema envolve em geral um esforço de modelagem significativo, além de informações para estimar o *modus operandi* do sistema futuro, o que inclui os protocolos de intercâmbio entre subsistemas vizinhos, os critérios de despacho em cada região e de como os mercados de energia e de serviços ancilares são operados. Se esses aspectos não são conhecidos com algum grau de certeza, as simulações do sistema são extremamente difíceis de realizar.¹⁰ Nessas simulações, a estimativa de flexibilidade envolve identificar e classificar os eventos nos quais critérios de adequação pré-definidos são violados e calcular a probabilidade desses eventos, com apoio de modelos de simulação estocástica (método Monte Carlo, p.ex.).

A análise de flexibilidade com base em características técnicas de tecnologias ou empreendimentos de geração pode sobreestimar a disponibilidade de recursos de flexibilidade. Assim, os resultados desses estudos devem ser vistos como uma estimativa inicial da oferta de flexibilidade. Nesse tipo de análise¹¹, seleciona-se um conjunto de estados do sistema, nos quais a oferta de flexibilidade possa ser afetada, seja pelas condições operativas do sistema, seja pelas características físicas das tecnologias de geração. Tipicamente, são selecionados, em análises de *screening*, os estados do sistema tais como os picos de

⁹ A revisão da literatura evidencia duas abordagens principais para avaliar a necessidade de flexibilidade. A primeira é usar dados históricos e/ou dados simulados, juntamente com uma preferência de risco. A segunda envolve incluir restrições de flexibilidade no despacho de geração e definir métricas que sinalizem eventuais violações destas restrições.

¹⁰ Este aspecto é crucial em estudos de planejamento de muito longo prazo, como é o caso do projeto Sinapse.

¹¹ Conhecido na literatura como “*screening*”.

carga, as condições de carga mínima e/ou outras condições de carga e configurações do sistema que permitam avaliar os recursos de flexibilidade disponíveis nessas condições.

Há quatro abordagens metodológicas que se enquadram entre uma simulação completa do sistema e os métodos de "*screening*", quais sejam:

- Avaliar a capacidade máxima de rampa usando curvas de duração de rampa cumulativa (CRDC);
- Avaliar os períodos de déficit de flexibilidade com base no despacho econômico do sistema;
- Considerar estados de indisponibilidade programada ou forçada de recursos de flexibilidade;
- Estimar a oferta de flexibilidade com base nas características dos recursos de flexibilidade¹².

Combinações destas abordagens podem também ser aplicadas, com métodos que se enquadram entre estas quatro categorias principais.

Requisitos de Flexibilidade

Há uma ampla variedade de publicações que tratam de requisitos de flexibilidade. Como descrito no Relatório Técnico IV, esses requisitos se traduzem em geral em montantes de reserva incrementais, em resposta ao maior grau de variabilidade e de incerteza advindos da crescente penetração de fontes de geração eólicas e solares fotovoltaicas. Desse modo, resumem-se a seguir algumas das referências sobre o tema, sem pretensão de exaurí-lo. Uma revisão detalhada dos requisitos de reserva adicionais, impostos por fontes de geração variáveis e renováveis, pode ser encontrada em (NREL, 2011).

As abordagens atualmente usadas na análise de flexibilidade adotam diferentes estratégias de aferição da flexibilidade, que podem ser agrupadas como segue: técnicas de visualização, métricas estáticas e modelos de simulação (WANG e HODGE, 2017; AKRAMI, DOOSTIZADEH e AMINIFAR, 2019).

As técnicas de visualização, que se destacam pela facilidade de uso e compreensão, têm sido usadas para comparar a flexibilidade de sistemas elétricos. Seus resultados, no entanto, são de natureza qualitativa e dependem de interpretações subjetivas, o que recomenda prudência em sua aplicação (YASUDA, ATLE RYGG, *et al.*, 2013; NREL, 2014, pg.7; IEA, 2014, pg. 55; WANG, WU, *et al.*, 2016).

As métricas estáticas, embora careçam de uma estrutura analítica abrangente (NREL, 2014), fornecem indicações quantitativas para aumentar a flexibilidade sistêmica, superando as limitações das técnicas de visualização.

As simulações multi-temporais permitem ampliar o conjunto de atributos de flexibilidade quantitativos, suplantando as limitações das métricas estáticas. Como desvantagem, exigem a

¹² Tais como despacho mínimo obrigatório, por razões elétricas ou contratuais.

disponibilidade de dados e modelos de simulação em base horária ou sub-horária, o que muitas vezes restringe sua aplicação.

No Quadro 1, sintetizam-se as principais características, as vantagens e desvantagens de algumas técnicas em uso na análise de flexibilidade de sistemas e de fontes de geração de energia elétrica.

Quadro 1 - Ferramentas analíticas e métricas de flexibilidade de sistemas de potência

TIPOLOGIA	CARACTERÍSTICAS	VANTAGENS (V) E DESVANTAGENS (D)
Técnicas de visualização	Gráfico de flexibilidade (YASUDA, ATLE RYGG, <i>et al.</i> , 2013); Ferramenta de avaliação de flexibilidade — FAST2 (IEA, 2014); Estrutura de classificação de flexibilidade — GIVAR III (NREL, 2014); Capacidade de rampa para demanda máxima (WANG, WU, <i>et al.</i> , 2016).	V: fácil de criar e entender; permite comparar sistemas; D: informações qualitativas; interpretação subjetiva.
Métricas estáticas	Capacidade (%) de geração flexível em relação à ponta de carga (NREL, 2014); Faixas de tomada e redução de carga (WANG, WU, <i>et al.</i> , 2016); Expectativa de déficit de rampa IRRE (LANNOYE, FLYNN e O'MALLEY, 2012); Períodos de déficit de flexibilidade PDF (NREL, 2014); Índice de flexibilidade (MENEMENLIS, HUNEALUT e ROBITAILLE, 2011); Probabilidade de falta de rampa (THATTE e XIE, 2016); Índice Normalizado de Flexibilidade - NFI (MA, SILVA e BELHOMME, 2013).	V: quantifica flexibilidade; fornece sinais para melhorar a flexibilidade sistêmica; D: limitado a subconjunto de atributos de flexibilidade sistêmica; carência de estrutura analítica.
Modelos de simulação	Despacho de agrupamentos de unidades geradoras heterogêneas via programação inteira (PALMINTIER e WEBSTER, 2014); Estrutura unificada para avaliar flexibilidade com técnicas de otimização (ZHAO, ZHENG e LITVINOV, 2016); Medida de flexibilidade termelétrica sob estrutura de otimização estocástica (WU, SHAHIDEHPOUR, <i>et al.</i> , 2015).	V: permitem calcular variabilidade e incerteza; D: Modelos mais complicados e difíceis de implementar.

Fonte: Adaptado de (WANG e HODGE, 2017).

Após a consulta a um conjunto de referências relevantes no tema flexibilidade¹³, foi selecionada a métrica *NFI*, que permite avaliar os sistemas de potência em relação à capacidade de rampa necessária para acomodar as FRND. Esta escolha foi baseada nos seguintes critérios:

- Possibilitar a comparação da flexibilidade operativa de fontes de geração;
- Poder ser calculado com dados primários publicamente disponíveis;
- Não depender de modelos de simulação.

O *NFI* se enquadra na categoria de métrica estática, pois representa um sistema elétrico em regime permanente, ou seja, desconsidera contingências. É adequado a estudos de planejamento de longo prazo, pois não é afetado por decisões operacionais. (MA, SILVA e BELHOMME, 2013).

No que segue, apresenta-se a metodologia de cálculo da métrica *NFI*, aplicável às fontes de geração, que atende aos critérios acima especificados.

¹³ MA, SILVA e BELHOMME, 2013; IEA, 2014; CAISO, 2015; WANG e HODGE, 2016; AGORA ENERGIEWENDE, 2017; PONCELA, PURVINS e CHONDROGIANNIS, 2018.

METODOLOGIA DE CÁLCULO DA MÉTRICA NFI

A análise de flexibilidade das fontes de geração foi realizada seguindo as seguintes etapas:

- Levantamento de dados;
- Avaliação dos requisitos de flexibilidade sistêmicos;
- Cálculo do Índice Normalizado de Flexibilidade (NFI).

Levantamento de Dados

O método de levantamento de dados adotado neste estudo foi o de amostragem não-probabilística¹⁴. Inicialmente baseada em pesquisa documental, esta atividade evoluiu para a busca de dados primários disponíveis no setor elétrico brasileiro. Constatou-se, nesta busca, a indisponibilidade, em bases de dados públicas, de dados de taxa de tomada e redução de carga (taxa de rampa) de unidades geradoras e de tecnologias de geração. Em face desta constatação, optou-se pelo cálculo do indicador *NFI* com uso de dados secundários, compilados a partir de bases de dados internacionais.

Metodologia de Avaliação dos Requisitos de Flexibilidade

Os requisitos de flexibilidade do sistema elétrico foram calculados sob enfoque determinístico. Como premissa, supõe-se que nenhuma FRND tem controle sobre sua geração própria, ou seja, não é possível reduzir essa geração de forma controlável em nenhum momento. A análise dos requisitos de flexibilidade apresentada em (PONCELA, PURVINS e CHONDROGIANNIS, 2018) explora as características da carga líquida, avaliando a amplitude e a frequência de ocorrência das rampas de carga calculadas em intervalos de uma, duas e três horas. A carga líquida, ou carga residual, é calculada como a diferença entre a demanda bruta de energia e a geração das FRND:

$$Carga_{líquida} = Carga_{Bruta}(t) - Geração_{FRND}(t)$$

As rampas de carga são calculadas como diferenças entre as cargas verificadas em dois intervalos de tempo consecutivos.

$$Rampa(t) = Carga_{líquida}(t) - Carga_{líquida}(t - 1)$$

Metodologia de Cálculo do Indicador de Flexibilidade

O indicador selecionado para avaliar a flexibilidade das fontes de geração é derivado da métrica *Normalized Flexibility Index (NFI)* — Índice Normalizado de Flexibilidade. Esta métrica vem sendo aplicada na classificação de fontes de geração termelétricas, com vistas em determinar níveis de

¹⁴ NETO, 1977, p.43-45.

flexibilidade, em função da faixa operativa e da taxa de tomada e redução de carga das usinas (MA, SILVA e BELHOMME, 2013; PONCELA, PURVINS e CHONDROGIANNIS, 2018).

A metodologia de cálculo deste índice consiste em, inicialmente, determinar a flexibilidade das fontes de geração, e, a seguir, calcular a flexibilidade do sistema elétrico, a partir de expressões específicas. As fontes com índices de flexibilidade superiores ao nível de flexibilidade sistêmico são classificadas como flexíveis e as com índices inferiores ao do sistema são classificadas como inflexíveis (MA, 2012, pg. 166-168; MA, SILVA, *et al.*, 2012).

O indicador de flexibilidade de fontes de geração é calculado por meio da Equação 1.

$$flex(i) = \frac{\frac{1}{2}[Pmax(i) - Pmin(i)] + \frac{1}{2}[Ramp(i) * \Delta t]}{Pmax(i)} \quad \text{Equação 1}$$

Onde:

- $Pmax(i)$: capacidade instalada da usina i ;
- $Pmin(i)$: geração mínima estável da usina i ;¹⁵
- $[Pmax(i) - Pmin(i)]$: faixa operativa da usina i ;
- $\frac{1}{2}[Ramp(i) * \Delta t]$: faixa de ajuste de geração da usina i ;¹⁶
- Δt : tempo médio de rampa;

Analisando a Equação 1, observa-se que o indicador de flexibilidade representa uma média ponderada entre a faixa operativa e a amplitude de rampa da usina. Assim, mesmo uma usina com alta taxa de rampa (termelétricas a GN, e.g.) pode ter um baixo índice de flexibilidade, se sua faixa operativa for limitada (por contratos *take or pay*, p.ex.). A situação inversa também pode ocorrer (termelétricas a carvão, e.g.). Usinas com taxa de rampa e amplitude de faixa operativa moderadas podem contribuir de forma significativa para a flexibilidade de um sistema elétrico, dada pela Equação 2.

$$FLEX_A = \sum_{i \in A} \left[\frac{Pmax(i)}{\sum_{i \in A} Pmax(i)} \cdot flex(i) \right] \quad \forall i \in A \quad \text{Equação 2}$$

Onde:

- $Pmax(i)$: capacidade instalada da usina i ;
- A : conjunto de usinas do sistema A

No que segue, apresentam-se os resultados da análise de flexibilidade e o cálculo do índice *NFI*, a partir do indicador *flex_i*, calculado mediante a Equação 1.

¹⁵ Para usinas de partida rápida, inclusive hidrelétricas, com tempo de resposta inferior a uma hora, considera-se $Pmin(i) = 0$.

¹⁶ Média entre $Ramp_{up}$ e $Ramp_{dn}$, que representam os valores de rampa de tomada e de redução de carga, respectivamente.

PRINCIPAIS RESULTADOS

Premissas

A aplicação da metodologia de cálculo do indicador de flexibilidade das fontes de geração foi realizada em duas etapas – Avaliação dos Requisitos de Flexibilidade e Cálculo do Indicador de Flexibilidade, considerando as seguintes diretrizes e premissas:

- Na avaliação de requisitos de flexibilidade, foram usados dados de geração horária recebidos do ONS e de carga horária extraídos do gráfico *Curva de Carga Horária* no website do ONS (ONS, 2019a). Todas as séries históricas estão referenciadas ao ano de 2018 e ao subsistema Nordeste. A escolha desse subsistema foi motivada pela grande penetração de fontes eólicas¹⁷ e solares fotovoltaicas¹⁸, substancialmente maior que nos demais subsistemas do SIN.
- No cálculo do indicador de flexibilidade, adotou-se um nível médio de potência nominal para cada tecnologia de geração (TOLMASQUIM, 2016a; TOLMASQUIM, 2016b; PEREIRA JUNIOR, COSTA, *et al.*, 2013). Em face da falta de dados primários, optou-se por dados secundários, disponíveis no relatório (IEA 2014, p.215), como consta na Tabela 1.

Tabela 1 - Características técnicas das fontes de geração.

Fonte ou Tecnologia de Geração	Potência Nominal [MW]	Potência Mínima [% P _{nominal}]	Taxa de Rampa (+/-) [% pot. nominal]	Tempo de Partida Quente [h]
Hidrelétrica com Reservatório	1000	0	15	0,16
Pequena Central Hidrelétrica	30	50	5	0,16
Hidrelétrica a Fio d'água	300	50	5	0,16
Solar Fotovoltaica	25	99	0	0,00
Solar CSP	100	99	0	0,00
Eólica Offshore	100	99	0	0,00
Eólica Onshore	30	99	0	0,00
UTE Biomassa	150	50	8	3,00
UTE Carvão	500	60	4	8,00
UTE Diesel	50	50	3	2,00
UTE Óleo Combustível	100	50	3	2,00
UTE Gás - ciclo aberto	200	15	20	0,16
UTE Gás - ciclo combinado	700	40	3	3,00
UTE Nuclear	1000	90	2	24,00

Fonte: (IEA, 2014; TOLMASQUIM, 2016a; TOLMASQUIM, 2016b; PEREIRA JUNIOR, COSTA, *et al.*, 2013).

- Em relação à Tabela 1, cabem as seguintes observações:
 - Potência mínima e taxa de rampa dados em percentuais da potência nominal;
 - *UTE Gás-ciclo combinado* corresponde a *CCGT inflex* no relatório (IEA 2014);
 - *UTE Carvão* corresponde a *Coal inflex* no relatório (IEA 2014);
 - *UTE Diesel* e *UTE Óleo Combustível* corresponde a *Other* no relatório (IEA 2014);
 - *Eólica On e Offshore* e *Solar FV e CSP* com potência mínima de 99% (inflexíveis).¹⁹

¹⁷ O boletim (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2019b) de 01.2019 informa uma capacidade instalada eólica de 10 GW no Nordeste e de 2 GW no Sul.

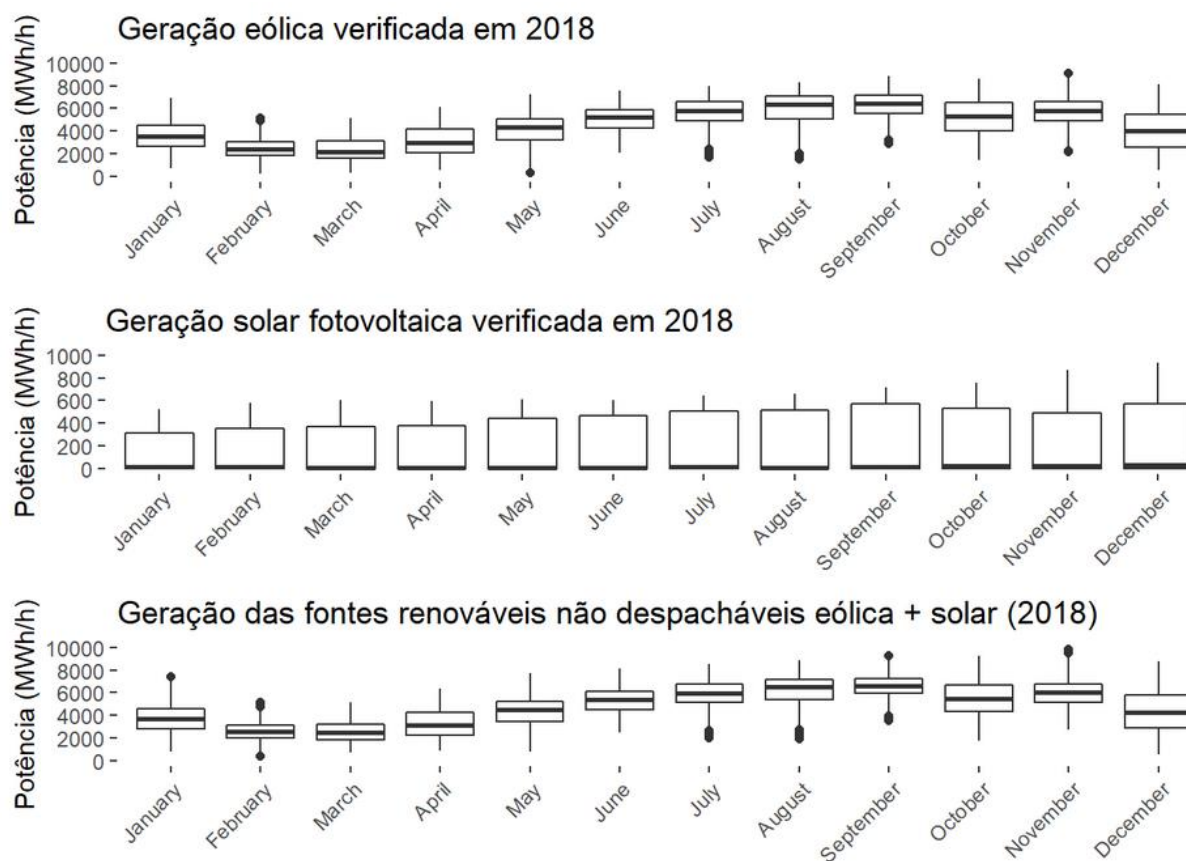
¹⁸ O boletim (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2019c) de 01.2019 informa uma capacidade instalada solar FV de 1 GW no Nordeste e 0,5 GW no Sudeste.

¹⁹ Adota-se 99% (não 100%) para evitar produtos ou insumos nulos na análise DEA, que resultam em soluções sub-ótimas.

Avaliação de Requisitos de Flexibilidade

Nas séries de geração eólica e solar verificadas em 2018 na região Nordeste, sintetizadas em gráficos *boxplot*²⁰ da Figura 2, observam-se os menores níveis de geração em fevereiro e março e os maiores em setembro e novembro, com prevalência, em todos os meses, da geração eólica, como esperado.

Figura 2 – Geração eólica e solar fotovoltaica no subsistema Nordeste (2018).



Fonte: ONS elaboração NTJ TEC

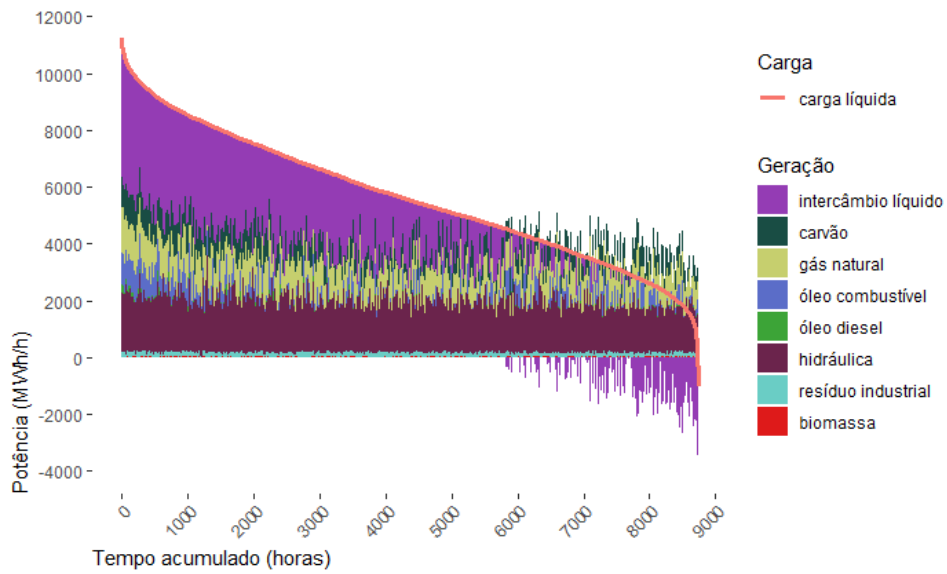
A curva de permanência da carga líquida (carga bruta menos a geração eólica e solar) da região Nordeste, no ano de em 2018, é mostrada na Figura 3, juntamente com a geração despachada e os intercâmbios entre este e os demais subsistemas do SIN.

Na Figura 3, os valores negativos correspondem à exportação de excedentes de geração pelo Nordeste, caracterizando a inflexibilidade do parque termelétrico regional.

Verifica-se que parte significativa da energia exportada provém de termelétricas, evidenciando o impacto potencial da falta de flexibilidade operativa sobre a sustentabilidade socioambiental.

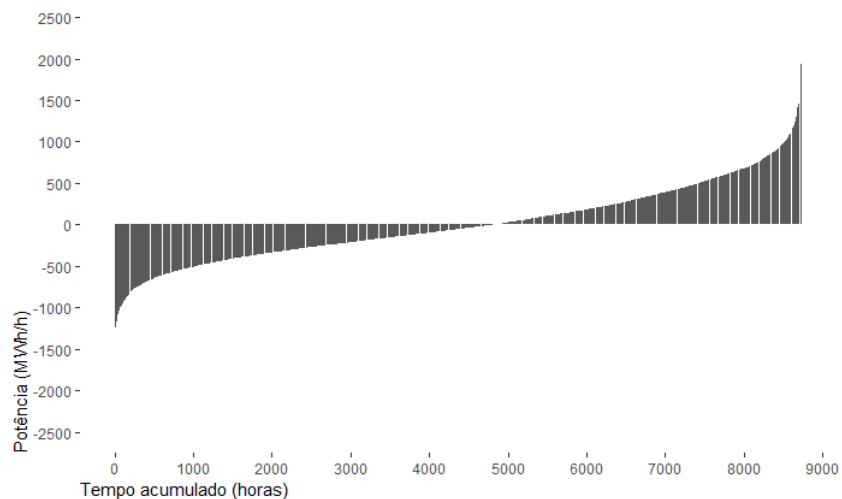
²⁰ O *boxplot* é formado pelo primeiro e terceiro quartil e pela mediana de uma distribuição empírica de dados.

Figura 3 – Curva de permanência de carga líquida no subsistema Nordeste (2018).



Finalmente, na Figura 4, mostra-se a curva de permanência de rampa de 1 h no subsistema Nordeste, obtida a partir da curva de carga líquida.²¹ Observa-se a existência de rampas acentuadas, que podem atingir cerca de 2.000 MW/h, no sentido positivo (aumento de carga líquida), e cerca de 1.250 MW/h no sentido negativo (redução de carga líquida), valores muito significativos, tendo em vista que a carga bruta do subsistema Nordeste oscilou entre aproximadamente 8.000 e 12.000 MWh/h no ano de 2018.

Figura 4 – Curva de permanência de rampa da carga líquida no subsistema Nordeste (2018).



²¹ Vide item “Metodologia de Avaliação dos Requisitos de Flexibilidade”.

Cálculo do Indicador de Flexibilidade

Dada a relevância da análise de flexibilidade no SIN, apresentam-se na Tabela 2 os valores do indicador $flex(i)$, calculado com uso da metodologia descrita no item “Metodologia de Cálculo do Indicador de Flexibilidade” e nos parâmetros de fontes e tecnologias de geração informados na Tabela 2. **Fonte de referência não encontrada.**

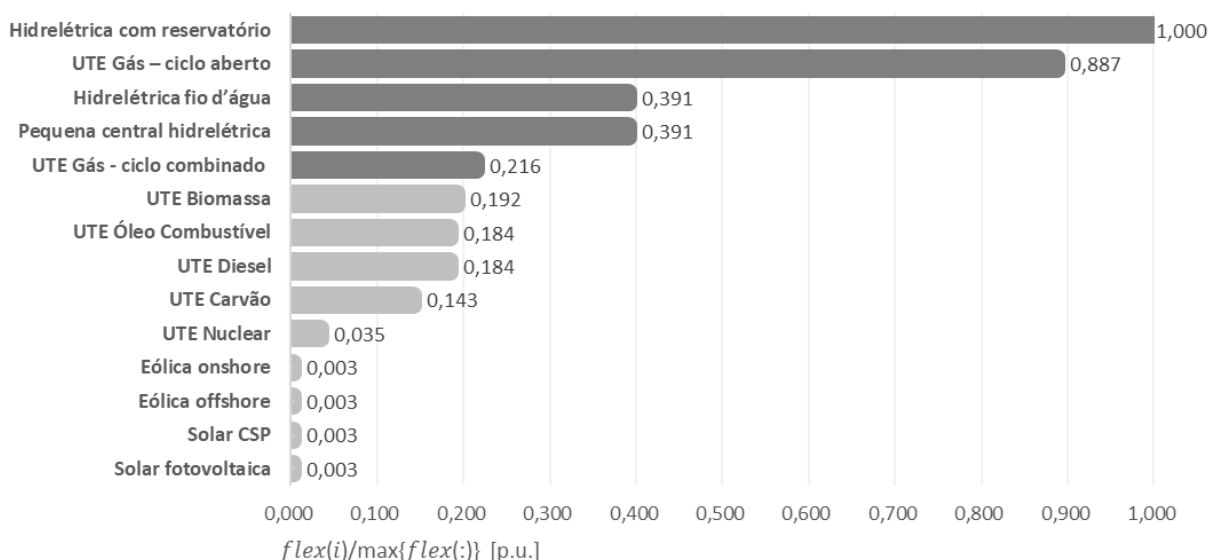
Tabela 2 – Indicadores de flexibilidade operativa ($flex$).

Fonte ou Tecnologia de Geração	Potência Nominal [MW]	Potência Mínima [MW]	Taxa de Rampa ²² [MW/h]	$flex(i)$ [p.u.]
Hidrelétrica com Reservatório	1000	0,00	937,50	1,44
Pequena Central Hidrelétrica	30	15,00	9,38	0,56
Hidrelétrica a Fio d’água	300	150,00	93,75	0,56
Solar Fotovoltaica	25	24,75	0,00	0,01
Solar CSP	100	99,00	0,00	0,01
Eólica Offshore	100	99,00	0,00	0,01
Eólica Onshore	30	29,70	0,00	0,01
UTE Biomassa	150	75,00	4,00	0,28
UTE Carvão	500	300,00	2,50	0,21
UTE Diesel	50	25,00	0,75	0,27
UTE Óleo Combustível	100	50,00	1,50	0,27
UTE Gás – Ciclo Aberto	200	30,00	170,00	1,28
UTE Gás - Ciclo Combinado	700	280,00	7,00	0,31
UTE Nuclear	1000	900,00	0,83	0,05

Fonte: NTJ TEC (2019).

Normalizando o indicador $flex(i)$ na última coluna da Tabela 2 pelo seu valor máximo (1,44), resulta o indicador de flexibilidade normalizado NFI , mostrado em forma gráfica na Figura 5.

Figura 5 — Indicador Normalizado de Flexibilidade (NFI).



Fonte: NTJ TEC (2019).

²² A taxa de rampa é limitada pela amplitude da faixa operativa de cada fonte ou tecnologia de geração.

CONCLUSÕES

Em termos gerais, aponta-se o significativo impacto da FRND na operação do SIN, bem como na sustentabilidade ambiental do parque gerador da região Nordeste.²³ Constata-se também o papel das interligações regionais como importante recurso de flexibilidade, permitindo exportar excedentes de geração eólica e/ou solar fotovoltaica, que de outro modo seriam desperdiçados.

Em termos específicos, destacam-se as seguintes constatações:

- A métrica *NFI* mostra que as fontes com maior flexibilidade são a hidrelétrica com reservatório e a termelétrica a gás de ciclo aberto, como esperado, seguidas das hidrelétricas a fio d'água e pequenas centrais hidrelétricas, o que confirma a importância destas fontes sob este aspecto.
- A comparação do *NFI* das termelétricas indica também que o grau de flexibilidade depende das características técnicas destas fontes, principalmente a potência mínima estável e a taxa de rampa. Em outros termos, não é o tipo de combustível *per se* que determina o grau de flexibilidade de uma fonte ou tecnologia de geração.
- De fato, as características de projeto de diferentes plantas de gás natural e carvão levam a perfis de desempenho distintos. Assim, por exemplo, uma planta de carvão flexível pode entregar níveis de geração mínimos mais baixos e maior capacidade de rampa do que uma termelétrica a gás de ciclo combinado (CCGT) inflexível.
- A fonte nuclear oferece o menor grau de flexibilidade, devido ao risco operacional, que afeta a dinâmica das reações nucleares no núcleo.

²³ Devido à emissão de gases de efeito estufa por termelétricas, notadamente em períodos de elevada geração eólica e/ou baixa demanda de potência.

REFERÊNCIAS

AGORA ENERGIEWENDE. **Flexibility in thermal power plants – With a focus on existing coal-fired power plants**. [S.l.]. 2017.

AKRAMI, A.; DOOSTIZADEH, M.; AMINIFAR, F. Power system flexibility: an overview of emergence to evolution. **Journal of Modern Power Systems and Clean Energy**, Nanjing, p. 1-21, maio 2019.

ANEEL. BIG - Banco de Informações de Geração. **aneel.gov.br**, 2019. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 14 maio 2019.

CAISO. **Flexible ramping product: Revised draft final proposal**. [S.l.]. 2015.

ECOFYS. **Power System Flexibility Strategic Roadmap - Preparing power systems to supply reliable power from variable renewable energy sources**. European Copper Institute. Berlin, p. 63. 2015.

IEA. **The Power of Transformation: Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems**, 2014. Disponível em: <<https://webstore.iea.org/the-power-of-transformation>>. Acesso em: 05 out. 2018.

LANNOYE, E.; FLYNN, D.; O'MALLEY, M. Evaluation of Power System Flexibility. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 27, n. 2, p. 922-931, 2012.

MA, J. **Evaluating and Planning Flexibility in a Sustainable Power System with Large Wind Penetration**. University of Manchester/School of Electrical and Electronic Engineering. Manchester. 2012.

MA, J.; SILVA, V.; BELHOMME, R. Evaluating and Planning Flexibility in Sustainable Power Systems. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 4, n. 1, janeiro 2013.

MENEMENLIS, N.; HUNEALULT, M.; ROBITAILLE, A. Thoughts on Power System Flexibility Quantification for the Short-Term Horizon. **IEEE Power and Energy Society General Meeting**, San Diego, CA, USA , julho 2011.

NETO, P. L. D. O. C. **Estatística**. São Paulo: Edgard Blucher, 1977.

NREL. **Operating Reserves and Variable Generation: A comprehensive review of current strategies, studies, and fundamental research on the impact that increased penetration of variable renewable generation has on power system operating reserves**. Golden, CO, USA. 2011.

NREL. **Flexibility in 21st Century Power Systems**. Golden, CO, USA, p. 14. 2014.

ONS. Resultados da Operação/ Histórico da Operação/ Curva de Carga Horária. **ons.org.br**, 2019a. Disponível em: <http://ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/curva_carga_horaria.aspx>. Acesso em: 10 janeiro 2019.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Conhecimento/ Acervo Digital/ Documentos e Publicações/ Boletim Mensal de Geração Eólica - Janeiro/2019. **ons.org.br**, 2019b. Disponível em: <http://ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Boletim_E%C3%B3lica_jan_2019.pdf>. Acesso em: 11 março 2019.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Conhecimento/ Acervo Digital/ Documentos e Publicações/ Boletim Mensal de Geração Solar Fotovoltaica - Janeiro/2019. **ons.org.br**, 2019c. Disponível em:

<http://ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Boletim_Solar_201901.pdf>. Acesso em: 11 março 2019.

PALMINTIER, B. S.; WEBSTER, M. D. Heterogeneous Unit Clustering for Efficient Operational Flexibility Modeling. **IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS**, v. 29, n. 3, p. 1089-1098, maio 2014.

PEREIRA JUNIOR, A. O. J. et al. Perspectives for the expansion of new renewable energy sources in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 23, p. 49-59, março 2013.

PONCELA, M.; PURVINS, A.; CHONDROGIANNIS, S. Pan-European Analysis on Power System Flexibility. **Energies — Open Access Journal**, Basel, Suíça, 2018.

PROJETO SINAPSE. **ANÁLISE MULTICRITÉRIO DE FONTES: RELATÓRIO TÉCNICO 04, VOLUME 1**. Curitiba, p. 46. 2018.

THATTE, A. A.; XIE, L. A Metric and Market Construct of Inter-Temporal Flexibility in Time-Coupled Economic Dispatch. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 31, n. 5, p. 3437-3446, 2016.

TOLMASQUIM, T. M. **Energia Renovável - Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica**. 1ª. ed. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2016a.

TOLMASQUIM, T. M. **Energia Termelétrica - Gás Natural, Biomassa, Carvão, Nuclear**. 1ª. ed. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2016b.

WANG, Q. et al. The Value of Improved Wind Power Forecasting: Grid Flexibility Quantification, Ramp Capability Analysis, and Impacts Electricity Market Operation Timescales. **Applied Energy**, v. 184, p. 696-713, 2016.

WANG, Q.; HODGE, B.-M. Enhancing Power System Operational Flexibility with Flexible Ramping Products: A Review. **IEEE transaction on industrial informatics**, v. 13, n. 4, p. 1652 - 1664, agosto 2017.

WU, H. et al. Thermal Generation Flexibility With Ramping Costs and Hourly Demand Response in Stochastic Security-Constrained Scheduling of Variable Energy Sources. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 30, n. 6, p. 2955-2964, novembro 2015.

YASUDA, Y. et al. Flexibility Chart: Evaluation on diversity of flexibility in various areas. **12th Wind Integration Workshop**, Londres, Outubro 2013.

ZHAO, J.; ZHENG, T.; LITVINOV, E. A Unified Framework for Defining and Measuring Flexibility in Power System. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 31, n. 1, p. 339-347, janeiro 2016.