



Flexibilidade e Capacidade: *Conceitos para a incorporação de atributos ao planejamento*





GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
MME/SPE

Ministério de Minas e Energia
Ministro
Wellington Moreira Franco

Secretário Executivo
Marcio Felix Carvalho Bezerra

**Secretário de Planejamento e
Desenvolvimento Energético**
Eduardo Azevedo Rodrigues

Secretário de Energia Elétrica
Ildo Wilson Grudtner

**Secretário de Petróleo, Gás Natural e
Combustíveis Renováveis**
João Vicente de Carvalho Vieira

**Secretário de Geologia, Mineração e
Transformação Mineral**
Vicente Humberto Lôbo Cruz



Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

Presidente
Reive Barros dos Santos

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais
Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica
Amílcar Gonçalves Guerreiro

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustível
José Mauro Ferreira Coelho

Diretor de Gestão Corporativa
Álvaro Henrique Matias Pereira

URL: <http://www.epe.gov.br>

Sede
Esplanada dos Ministérios Bloco "U" - Ministério de Minas e Energia
- Sala 744 - 7º andar - 70065-900 - Brasília - DF

Escritório Central
Av. Rio Branco, 01 - 11º Andar
20090-003 - Rio de Janeiro - RJ

Nota de Planejamento

Flexibilidade e Capacidade:

Conceitos para a incorporação de atributos ao planejamento

Coordenação Geral
Amílcar Gonçalves Guerreiro
Jorge Trinkenreich

Coordenação Técnica
Rafael de Sá Ferreira
Renato Haddad Simões Machado

Equipe Técnica
Caio Monteiro Leocadio
Fernanda Gabriela Batista dos Santos
Flávio Alberto Figueredo Rosa
Glaysson de Mello Muller
Gustavo Brandão Haydt de Souza
Marcelo Wendel
Maria Cecília Pereira de Araujo
Pedro Americo Moretz-Sohn David
Roney Nakano Vitorino
Sergio Luiz Scramin Junior
Simone Quaresma Brandão
Thiago Ivanoski Teixeira

Nº EPE-DEE-NT-067/2018-r0
Data: 20 de agosto de 2018

I. INTRODUÇÃO

O Planejamento da Expansão deve indicar uma matriz de geração ótima, que minimize os custos de investimento e operação futuros, e seja capaz de atender a demanda dentro de critérios de confiabilidade estabelecidos. Para atingir esse objetivo, é necessário o uso de ferramentas computacionais que permitam a simulação da operação do sistema e a comparação das diversas alternativas de expansão. Nesse contexto, quanto mais aderente à realidade física dos eventos estiverem os modelos matemáticos, mais próximos dos custos e riscos reais estará o processo de planejamento.

Nos últimos anos, diversas mudanças têm ocorrido na composição da matriz de geração mundial, incluindo no Brasil, alterando assim a característica do parque gerador. A principal delas, para o contexto desse documento, é a maior penetração de fontes renováveis não controláveis, com destaque para as fontes eólica e solar. Por possuírem um regime de geração não controlável e com significativa variação no curto prazo, a maior participação dessas fontes traz consigo a necessidade de representação dos fenômenos em escala temporal menor que a escala mensal. Como mostra a Figura 1, as metas mensais de geração, definidas pelos modelos utilizados atualmente no planejamento e operação do sistema brasileiro, podem não ser viáveis na operação, que apresentará variações horárias e sub horárias não representadas. Portanto, para que os estudos de planejamento analisem adequadamente os impactos da maior inserção de fontes com essas características, são necessárias novas implementações nos modelos computacionais.

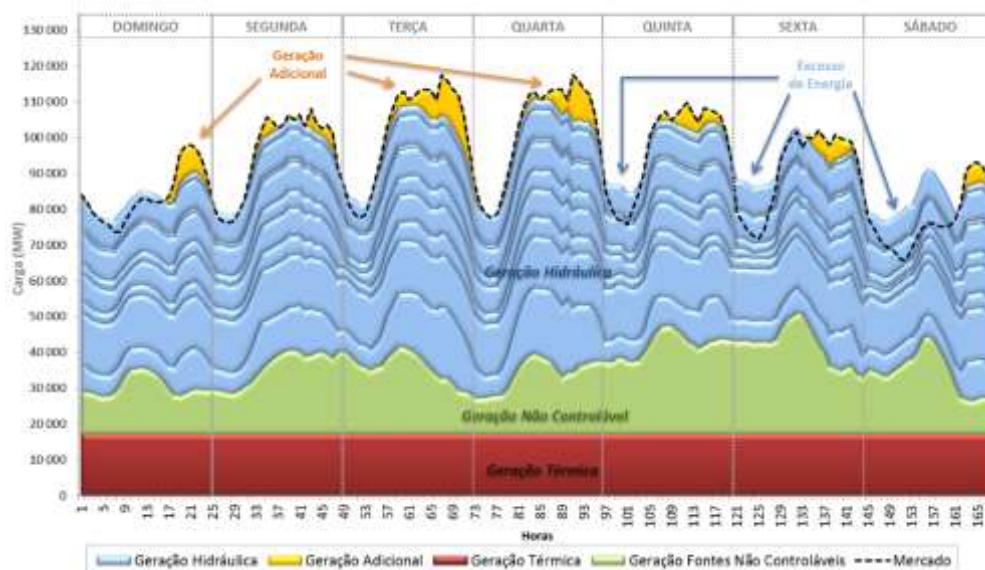


Figura 1 - Adequação das metas mensais aos perfis horários considerando fontes não controláveis

Há de se reconhecer, entretanto, que por vezes os avanços necessários são complexos e exigem um grande esforço metodológico, computacional e de construção de base de dados. Para contornar essa questão, simplificações podem ser utilizadas transitoriamente, em complemento aos estudos para definição da expansão ótima (que indica o parque gerador futuro) e da operação de mínimo custo (que define as metas de geração). Uma forma de simplificar a análise é através das avaliações de capacidade e flexibilidade. É importante frisar que essas avaliações são complementares às de otimização dos investimentos e operação, com objetivos diferentes, e não substitutivas. Dessa forma, este documento busca estabelecer os conceitos e objetivos desses estudos. Idealmente, um plano de expansão com objetivo de minimização de custos deve olhar todos estes aspectos, de maneira tão integrada quanto permitido pelo ferramental em uso.

Com a definição dos conceitos, que orientarão os cálculos dos requisitos do sistema, é possível identificar os atributos das fontes que contribuem para capacidade e flexibilidade. Não serão apresentadas metodologias de cálculo nem resultados para nenhuma dessas análises – estes tópicos serão abordados em documentos específicos. Posteriormente, outro trabalho será elaborado com foco nos serviços a serem prestados, que permitirão viabilizar a contratação de oferta para o atendimento à demanda, garantindo a adequabilidade do sistema.

“Com a definição dos conceitos que orientarão os cálculos dos requisitos do sistema, é possível identificar os atributos das fontes que contribuem para capacidade e flexibilidade.”

O conceito de capacidade está relacionado com a possibilidade do sistema atender a demanda a todo instante. Já o conceito de flexibilidade é amplo e abrange diversas escalas de tempo e fenômenos. O enfoque neste documento recairá sobre dois destes fenômenos. Aqui, o termo flexibilidade será utilizado para se referir à capacidade de o sistema lidar com variações de oferta e demanda em períodos compatíveis com comandos de despacho de geração, por exemplo períodos mensais e horários, como apresentado mais adiante. Trataremos em separado o conceito de reserva operativa, que também pode ser inserido dentro do amplo conceito de flexibilidade, mas é aqui utilizado em referência ao montante necessário para atender a variações de oferta e demanda em escalas de tempo inferiores aos comandos de despachos.

A clara definição do objetivo e abrangência de cada uma dessas etapas dos estudos de planejamento é de grande importância para a identificação das necessidades do sistema e o entendimento de como cada recurso de geração contribui para a segurança do

“Posteriormente, outro trabalho será elaborado com foco nos serviços a serem prestados, que permitirão viabilizar a contratação de oferta para o atendimento à demanda, garantindo a adequabilidade do sistema.”

suprimento, guiando os estudos de planejamento à composição ótima das fontes na expansão. À medida que novas fontes passam a fazer parte do sistema, alterando as características já conhecidas da matriz, o processo de planejamento deve se adaptar para que o suprimento de energia seja garantido, dentro dos critérios de confiabilidade e economicidade, capturando o melhor de cada recurso. Esse tipo de conceituação busca o nivelamento entre os

interlocutores do processo de planejamento, incluindo a EPE, demais instituições, agentes do setor e sociedade em geral.

2. CAPACIDADE

A avaliação de capacidade tem por objetivo definir se o sistema possui recursos suficientes para atender a demanda a todo instante, considerando a disponibilidade dos recursos no tempo, mas sem analisar propriedades referentes às mudanças de um instante para o outro, como taxas de variação ou rampa para tomada de carga. A Figura 2 apresenta um exemplo de curva de carga¹ horária, destacando o momento de maior requisito de capacidade.

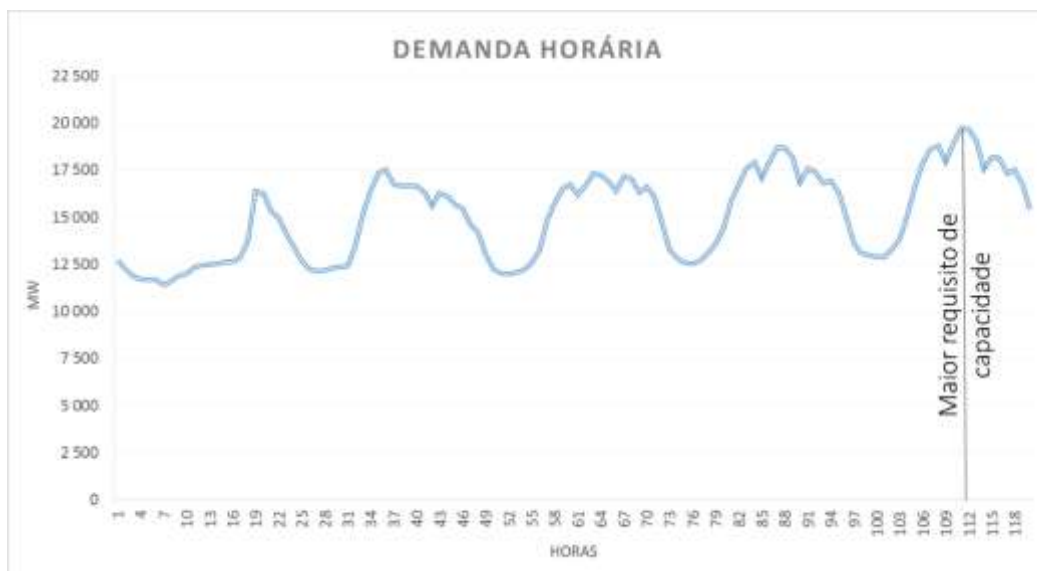


Figura 2 - Instante de maior requisito de capacidade

¹ Para fins deste documento, os termos “carga” e “demanda” estão sendo utilizados como sinônimos.

Nesse tipo de avaliação o foco está, unicamente, na comparação da contribuição firme do parque gerador com a demanda do sistema. É importante definir, portanto, qual valor de demanda será utilizado e a contribuição de cada recurso.

2.1. Demanda Máxima Instantânea e Carga Líquida

Tradicionalmente, a avaliação de capacidade do sistema brasileiro é feita comparando a contribuição garantida dos recursos (que será definida a seguir) com a projeção de demanda máxima instantânea, acrescida da necessidade de reserva operativa². Para as tecnologias de geração com despacho controlável – isto é, quando é possível definir o montante gerado no instante desejado – a comparação com o instante de demanda máxima se mostra suficiente para a avaliação da capacidade do sistema. Porém, na medida em que fontes com característica não controlável passam a compor parcela significativa da matriz, o momento de maior demanda pode não ser o mais crítico para o atendimento. Nesse caso, avaliações utilizando apenas os valores de média (para definir o despacho ótimo) e máxima (para análises de capacidade) não são mais suficientes, e as características da curva de carga passam a ser importantes.

Torna-se, então, necessário considerar a curva de carga com maior granularidade temporal, idealmente nos menores intervalos de tempo para os quais seja possível fazer as análises. Além disso, é importante considerar também a distribuição de probabilidade de ocorrência da carga, que deverá refletir as possíveis mudanças de comportamento da demanda, seja por hábitos de consumo ou pela penetração de recursos distribuídos de geração. Introduce-se, nesse momento, o conceito de carga líquida, aqui definida como a demanda a ser atendida pelos recursos controláveis do sistema, apresentado na Figura 3.

A carga líquida deve ser estimada probabilisticamente, pela contribuição da geração das fontes não controláveis para a redução da demanda a cada instante. Cabe destacar que a carga líquida deve ser estabelecida considerando restrições do sistema de transmissão. Idealmente, deve-se buscar a integração do planejamento de geração e transmissão, permitindo o máximo detalhamento dos dois sistemas em análises únicas. Entretanto, como nem sempre existem recursos disponíveis para tal, as simplificações a serem feitas devem tentar preservar, minimamente, as variáveis mais sensíveis em cada caso.

Para sistemas com significativa participação de fontes não controláveis, a avaliação de capacidade deve responder se os recursos controláveis são suficientes para atender o momento de maior demanda líquida. Ou seja, o valor de demanda a ser considerado

² Em avaliações tradicionalmente utilizadas no Brasil, o requisito de reserva operativa é um valor pré-definido.

nessa análise não será baseado apenas na curva de carga, mas na relação entre a carga e os recursos não controláveis em todos os instantes.

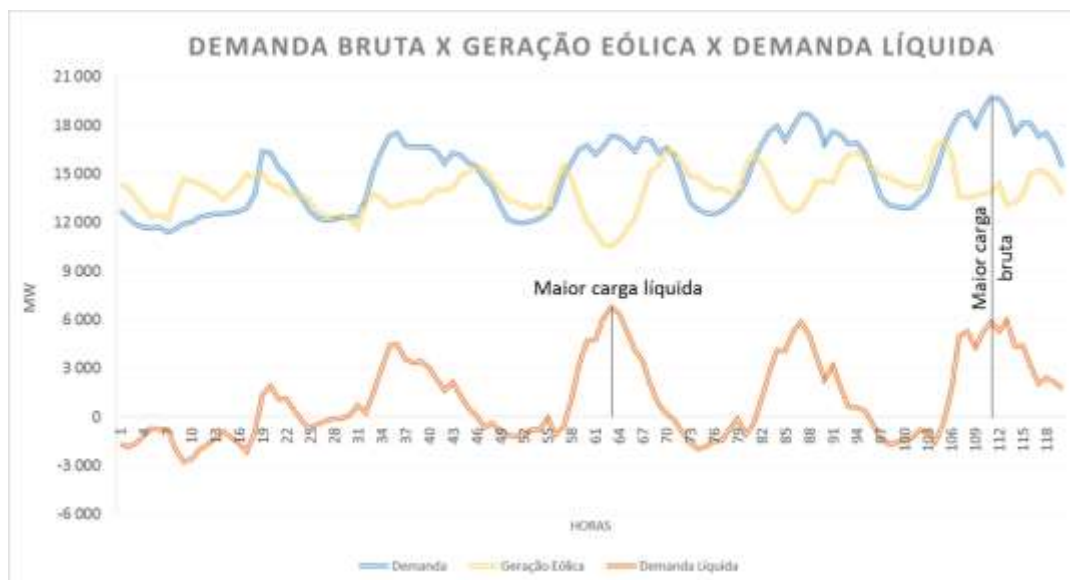


Figura 3 - Demanda bruta e demanda líquida (abatendo a geração eólica)

Fica claro, nesse momento, que a maior participação de fontes não controláveis na matriz exige um maior detalhamento da curva de carga para os estudos de geração, mesmo que as simulações da operação e a decisão de expansão continuem ocorrendo em escala mensal. Também cabe destacar que essa necessidade existe mesmo se a análise for apenas de capacidade, sem incluir flexibilidade. Essa é uma mudança relevante pela qual o processo de planejamento deve passar para se adaptar para inclusão das fontes não controláveis: mesmo em estudos simplificados exige-se um maior conhecimento sobre a curva de demanda e de geração, e maior refinamento nas projeções.

2.2. Contribuição dos Recursos Controláveis

No Sistema Interligado Nacional – SIN, atualmente, os recursos de geração controlável são compostos por usinas termelétricas e hidrelétricas. Cabe ressaltar que diversas usinas classificadas como de operação a fio d'água, que não possuem capacidade de regularização das vazões, contam com pequenos reservatórios que permitem o controle da vazão defluente em escala sub mensal, que deve ser considerado nas avaliações de capacidade.

Para as usinas termelétricas despacháveis, as variáveis que impactam na avaliação de capacidade são a disponibilidade de combustível e as indisponibilidades programadas (manutenção) e forçadas (eventos inesperados, como falhas) das unidades geradoras.

Para as termelétricas não despacháveis, como as usinas a biomassa de bagaço de cana, a capacidade que agregam ao sistema está relacionada com o excedente de energia, visto que, em grande parte dos empreendimentos, a energia exportada para o SIN é subproduto (cogeração) do processo industrial de obtenção de açúcar e/ou etanol. Novamente, cabe ressaltar que mesmo usinas térmicas a biomassa, consideradas como não-despacháveis em estudos energéticos de escala mensal ou semanal, podem contar, tecnicamente, com controlabilidade suficiente para, nos períodos em que contam com combustível, fazerem alguma modulação da geração para atendimento aos requisitos de capacidade do sistema.

Para as usinas hidrelétricas, incluindo as PCH, também devemos considerar as indisponibilidades programadas e forçadas das unidades geradoras. A disponibilidade do “combustível”, nesse caso, é o recurso hídrico que poderá ser utilizado naquele momento, seja por condição natural ou por decisão de despacho. Destaca-se aqui que as decisões futuras de operação, que são tomadas a partir da otimização dos recursos energéticos, passam a impactar também na capacidade do sistema, exigindo que haja acoplamento entre os estudos de capacidade e otimização da operação. Além disso, outra variável operativa que impacta na disponibilidade das UHE é o nível de armazenamento dos reservatórios, também impactado pela otimização da operação. A variação da altura de queda impacta na potência que as máquinas produzem. Nota-se que a consideração das UHE é mais complexa, e exige cálculos baseados nas projeções de operação, motivo pelo qual se faz necessário o uso dos resultados das simulações dessa operação.

Percebemos aqui que os estudos de planejamento devem ser fruto de um processo integrado, já que a operação do sistema, que é impactada pela decisão da matriz ótima, afeta a capacidade firme desse sistema, que é uma das variáveis a ser considerada na decisão da matriz ótima. Ou seja, existe um ciclo na relação causa-efeito que deve ser considerado ao longo dos estudos de planejamento.

“Os estudos de planejamento devem ser fruto de um processo integrado, já que a operação do sistema, que é impactada pela decisão da matriz ótima, afeta a capacidade firme desse sistema [...]”

2.3. Contribuição dos Recursos Não Controláveis

Todos os recursos de geração contribuem para a capacidade firme do sistema, seja de forma direta, através da própria geração, seja de forma indireta, pelo aumento de capacidade do sistema proveniente da sinergia entre as fontes³.

Para estimar a contribuição direta dos recursos não controláveis, podemos fazê-lo de duas maneiras, de acordo com a consideração de demanda adotada. Se a demanda utilizada for a máxima demanda bruta, é possível estimar a contribuição das fontes não controláveis pela geração, com determinado nível de confiança, no instante em que essa demanda ocorre. Caso seja utilizada a demanda líquida, definida anteriormente, a contribuição dessas fontes pode ser estimada pela diferença entre a carga bruta e a carga líquida a ser atendida pelo sistema, no nível de confiabilidade desejado. Em outras palavras, pelas duas formas de cálculo, podemos dizer que o montante com o qual as fontes não controláveis contribuem para a capacidade do sistema é dado pela redução que elas provocam na carga a ser atendida pelas fontes controláveis. Como, nos dois casos, se trata de um processo probabilístico, é necessário frisar que essa capacidade firme estará associada a um critério pré-definido, como, por exemplo, um dado nível de risco aceitável.

2.4. Contribuição das Tecnologias de Armazenamento

Apesar de possuírem atributos, em geral, relacionados à flexibilidade, uma alternativa que pode contribuir para o aumento da capacidade do sistema são as fontes de armazenamento, como baterias, usinas hidrelétricas reversíveis, entre outras. Esses recursos não geram energia, mas podem aumentar a oferta disponível em momentos de maior necessidade. Entretanto, para estarem disponíveis precisam consumir energia em momentos de menor carga, e apresentam um balanço energético total negativo, devido às ineficiências inerentes aos processos de carga e descarga.

“Apesar de possuírem atributos relacionados à flexibilidade, uma alternativa para o aumento da capacidade do sistema são as fontes de armazenamento, como baterias [...]”

A avaliação da contribuição dessas tecnologias só pode ser feita com simulações da operação, para confirmar que o sistema possui recursos suficientes para atender ao aumento de carga final. Essas simulações devem considerar o montante de energia consumido, a energia total entregue (considerando as perdas do processo) e a potência total disponibilizada pelo recurso. Conceitualmente, as análises são similares às utilizadas para a

³ Por exemplo, pelo aumento do nível de reservatórios de hidrelétricas que, como discutido na seção anterior, é relevante para a sua contribuição aos requisitos de capacidade.

determinação da contribuição de hidrelétricas com reservatórios para o atendimento aos requisitos de capacidade – afinal, os reservatórios são também uma tecnologia de armazenamento de energia.

Uma vez consideradas na avaliação de capacidade, após a identificação da disponibilidade de recursos, essas fontes atuam como fontes controláveis, cujo despacho pode ser feito no momento de maior necessidade.

2.5. Resumo: Avaliação de Capacidade

A avaliação de capacidade busca identificar unicamente se o sistema é capaz de atender a demanda em todos os instantes. É importante deixar claro que esse tipo de avaliação não considera diretamente o tempo pelo qual cada recurso será despachado (resultado das simulações energéticas) ou exigências de taxas de tomada de carga (que será considerado nas avaliações de flexibilidade), e é feita sob consideração limitada de acoplamento temporal na operação do sistema. Entretanto, como foi mostrado, é importante que haja um processo integrado entre as avaliações, visto que a otimização do despacho pode impactar na capacidade das UHE e, conseqüentemente, do sistema.

“Requisitos de flexibilidade devem ser determinados através de análises conjuntas de carga e geração, uma vez que mesmo fontes não controláveis podem reduzir os requisitos de flexibilidade”

Nos estudos de planejamento do Brasil, atualmente, a avaliação de capacidade é feita pela análise de atendimento à demanda máxima instantânea. A metodologia detalhada e os resultados podem ser encontrados nos Planos Decenais de Expansão (como MME/EPE, 2017) e em Notas Técnicas específicas (como EPE, 2017).

3. FLEXIBILIDADE

O conceito de flexibilidade é amplo, abrangendo análises com diferentes níveis de discretização temporal, desde escalas inferiores a segundos até níveis mensais. De modo geral, podemos considerar como flexibilidade a possibilidade de variação da geração, de forma controlável, para atender variações nos requisitos do sistema.

Nesta seção, são abordadas avaliações de flexibilidade para dois níveis de discretização temporal: avaliações mensais, discretização em que a alocação de recursos hídricos tem

grande importância no contexto brasileiro; e avaliações intradiárias. Quanto a estas últimas o enfoque desta seção está na capacidade de atendimento nas variações de carga e geração em períodos compatíveis com comandos de despacho de geração, sendo que a capacidade de atender a variações internas a estes períodos é discutida na seção 2.3. Reserva Operativa.

Diferentemente da capacidade, nem todas as tecnologias contribuem positivamente para atender aos requisitos de flexibilidade do sistema. Identifica-se que algumas fontes, quando analisadas isoladamente, possuem atributos que promovem flexibilidade para atender aos requisitos do sistema – e outras não. Cabe ressaltar que os requisitos de flexibilidade do sistema devem ser determinados através de análises que capturem comportamento conjunto de carga e geração, uma vez que mesmo fontes que não podem ter seu nível de produção controlado diretamente podem reduzir os requisitos de flexibilidade do sistema – por exemplo, no caso em que rampas de carga coincidem com rampas de fontes renováveis não controláveis.

Avaliar os requisitos de flexibilidade capturando o comportamento conjunto de carga e geração permite identificar que, conforme ilustrado neste exemplo, mesmo as fontes não diretamente controláveis podem reduzir os requisitos sistêmicos de flexibilidade, reduzindo a necessidade de adições de capacidade de tecnologias que contribuam ativamente para atender a estes requisitos. Consta-se assim que a avaliação de flexibilidade deve ser feita de forma sistêmica, e não individual.

3.1. Avaliação em escala mensal

A avaliação da flexibilidade nesta escala de tempo tem por objetivo identificar a capacidade do sistema em controlar a alocação dos recursos energéticos entre meses, permitindo utilizá-los visando a otimização da operação. No Brasil, importa particularmente a programação do uso de recursos hídricos para geração, notadamente aqueles armazenados em reservatórios de regularização. Nesse tipo de análise, o foco reside na identificação do controle que o operador possui para definir as políticas operativas, alocando os recursos hídricos e tomando outras decisões⁴ de acordo com as perspectivas de futuro (afluências, contribuição de fontes não controláveis, custo de combustível, etc.), visando a operação confiável, sustentável e de menor custo.

Algumas fontes têm seu uso associados a variáveis que independem do balanço entre a oferta e a demanda a cada momento. Essas variáveis podem envolver tanto a disponibilidade de recursos naturais como questões contratuais ou de custos, associadas, por exemplo, ao fornecimento de combustível.

⁴ Por exemplo, despacho antecipado de térmicas que contratualmente requerem tal aviso prévio, alocação sazonal de inflexibilidade térmica para projetos com esta restrição contratual, autorização de programas de manutenção de geração preventiva.

É difícil estabelecer o grau de flexibilidade mensal adequado sem relacioná-lo a outros parâmetros, como os custos totais (investimento e operação), caso o sistema possa ser atendido dentro dos critérios de confiabilidade. Entretanto, é fácil perceber que quanto maior for a flexibilidade nessa escala, maior será a eficiência sobre o uso dos recursos na operação, o que está diretamente relacionado com a gestão dos custos variáveis de operação e confiabilidade do suprimento. Por outro lado, os custos de investimento também podem levar a um maior custo global ao se desejar uma matriz elétrica muito flexível. Nesse sentido, cabe ao planejamento buscar a matriz cuja capacidade e composição tecnológica resulte na minimização dos custos de investimento e operação, observando-se a sinergia das fontes.

No sistema elétrico brasileiro atual, a principal fonte provedora de flexibilidade em escala mensal é a hidrelétrica, por meio dos reservatórios de regularização. Esses reservatórios permitem que os recursos naturais (vazão afluyente) disponíveis/excedentes em um determinado momento sejam estocados e utilizados em outra época, de maior necessidade. Nesse caso, o grau de flexibilidade que estes recursos podem prover está relacionado com a variabilidade da vazão afluyente e o tamanho dos reservatórios. As usinas com operação a fio d'água, que não possuem reservatório de regularização, não trazem, sozinhas, flexibilidade em nível mensal ao sistema, visto que não permitem o estoque de energia. Porém, se estiverem localizadas a jusante de outros reservatórios agregam valor energético a essa capacidade de controle.

Outro aspecto relevante que influencia na flexibilidade mensal das UHE são as restrições operativas. Regras que interfiram no montante que a usina terá que defluir, como restrições de vazão mínima e restrições de estocagem, como o volume de espera, volumes máximo e mínimo operativo, entre outras, retiram parte do controle para otimizar o uso dos recursos, obrigando o operador a guardar água para garantir o atendimento futuro dessas restrições, quando o ideal seria reduzir o nível dos reservatórios, ou utilizar mais água em situações de escassez, para o atendimento imediato dessas restrições.

Usinas termelétricas convencionais também são importantes provedoras de flexibilidade em escala mensal, cujo grau está relacionado com os contratos de fornecimento de combustível. Quanto mais significativas forem as restrições (por exemplo, *take-or-pay*), menor tende a ser a flexibilidade das usinas. No caso de empreendimentos cujos contratos possuem cláusulas que garantem níveis de inflexibilidade mínima no despacho físico da usina, essas cláusulas reduzem a flexibilidade, pois em momentos de excesso de

“No caso das térmicas convencionais, o grau de flexibilidade está relacionado com aspectos financeiros [...]; diferente das UHE, onde a flexibilidade sazonal está relacionada também com aspectos físicos, ambientais e geográficos.”

recursos naturais, levam a uma rejeição de geração com custos de oportunidade inferiores. Por outro lado, é importante ressaltar que, em geral, essas cláusulas estão associadas à redução do preço do combustível, o que pode acabar sendo benéfico para o sistema, em termos de custos totais. Fica claro com isso que, em algumas situações, a perda da flexibilidade sazonal pode levar à redução dos custos de operação, mesmo que associada a um excedente (vertimento) de outras fontes.

Para as usinas termelétricas a biomassa, principalmente a bagaço de cana-de-açúcar, a flexibilidade sazonal está associada à disponibilidade deste recurso. A disponibilidade do bagaço, por sua vez, está em geral associada a outros processos, já que a geração de energia elétrica geralmente não é o processo principal nessas usinas. Nota-se que, tanto nesse caso como no das térmicas convencionais, o grau de flexibilidade está relacionado com aspectos financeiros, o que nos permite intuir que, se o sistema precisar de uma maior flexibilidade operativa em escala mensal, ela pode ser obtida através de mecanismos de remuneração. Esse fato é diferente para as UHE, onde a flexibilidade sazonal está relacionada também com aspectos físicos, ambientais e geográficos.

As fontes não controláveis, de uma maneira geral, não promovem essa flexibilidade ao sistema, justamente pela impossibilidade de controle do recurso. Entretanto, identificados padrões sazonais, com níveis de segurança pré-estabelecidos, é possível construir uma matriz de geração que aproveite essas características, definindo o montante de cada uma de modo que o requisito do sistema por fontes controláveis seja menor.

3.2. Avaliação em escala intradiária

Utiliza-se aqui a expressão avaliação de flexibilidade em escala intradiária em referência a avaliações com o objetivo de analisar a capacidade do sistema em responder às variações em qualquer escala de tempo, desde que superiores aos intervalos de comando de despacho. Essa ressalva é fundamental para distinguir essa avaliação da identificação do montante de reserva operativa do sistema, que, apesar de também estar associada a flexibilidade, será definida mais adiante.

Nesse nível de flexibilidade, pode-se considerar a possibilidade do acionamento de unidades geradoras que estavam até então desligadas, para cobrir as variações da carga e fontes não controláveis, além da possibilidade de enviar um comando de despacho para fontes já sincronizadas aumentar ou reduzir sua potência. Em ambos os casos, estes comandos de despacho são resultantes de um procedimento de otimização da operação (programação de operação de curto prazo e/ou despacho econômico de tempo real) e devem refletir em preços de energia.

Assim, o atributo associado a essa avaliação de flexibilidade é o tempo de resposta para entrada ou saída em operação da unidade geradora ou o tempo de resposta para incremento ou redução da produção, sempre em resposta a um comando de despacho

resultante de otimização da operação e que se reflete em preços de energia. O requisito do sistema será definido pela maior variação da carga líquida (demanda menos geração das fontes não controláveis) entre os intervalos estabelecidos, e deverá haver oferta disponível com tempo de resposta igual ou inferior a esse montante, para o atendimento adequado. Por exemplo, como ilustrado na Figura 4, podemos considerar o requisito de flexibilidade horária como a maior variação, em uma hora, da carga líquida a ser atendida por fontes controláveis e o sistema deverá dispor desse montante de oferta com tempo de resposta igual ou inferior a uma hora.

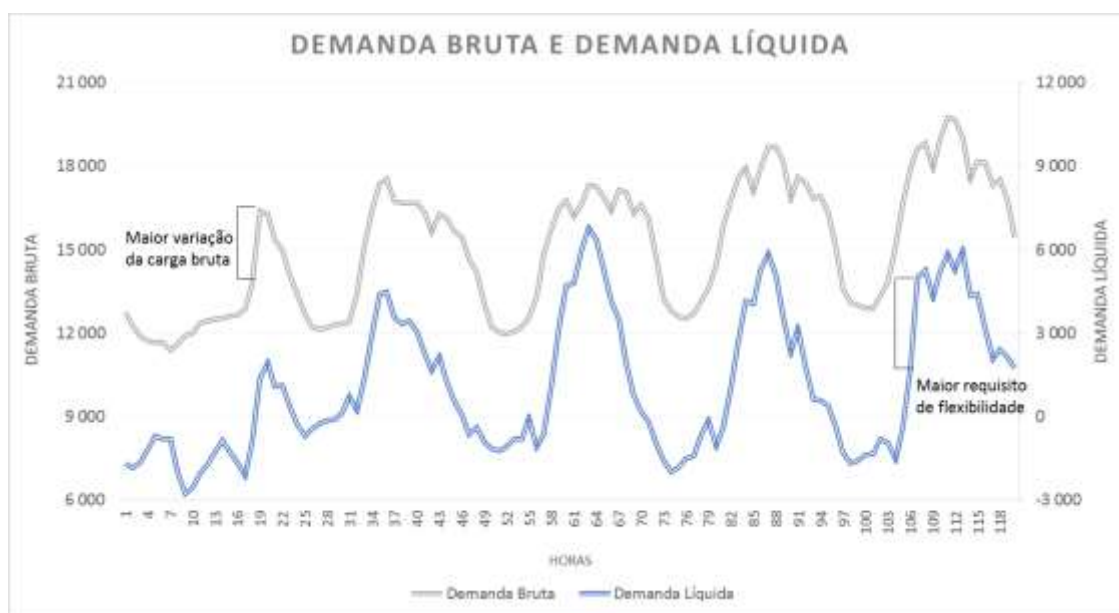


Figura 4 - Requisito de flexibilidade em intervalos de uma hora

Apesar de, em um primeiro momento, imaginarmos que fontes não controláveis necessariamente aumentam o requisito do sistema por flexibilidade, o efeito portfólio dessas fontes pode resultar em um comportamento estável ou, até mesmo, correlacionado com o da demanda, reduzindo as variações da carga líquida. É importante destacar, nesse momento, a importância de uma base de dados robusta, com informações detalhadas do comportamento dos recursos naturais, visando a qualidade dos resultados.

Novamente, começamos destacando a característica das UHE, que é a fonte atualmente mais utilizada no SIN para atender aos requisitos deste tipo de flexibilidade. Nesse caso, usinas que não possuam capacidade de regularização mensal, incluindo as PCH, mas tenham um reservatório que permita controlar a geração em menores escalas de tempo, podem contribuir para a flexibilidade, modulando a produção para acompanhar a curva de carga líquida. Pode impactar negativamente nessa capacidade restrições operativas que limitem, em curto prazo, a taxa de variação da defluência.

No caso das termelétricas, existem restrições operativas e atributos que impactam na sua flexibilidade. A taxa para tomada de carga⁵ é um atributo relevante a ser considerado na capacidade de resposta aos aumentos de demanda: usinas que apresentem maior velocidade na tomada de carga promovem maior capacidade de responder aos acréscimos da carga líquida. Nesse caso, devemos separar os tempos de tomada de carga a frio e a quente. Tecnologias com resposta rápida para partida a frio podem atender a variações inesperadas, enquanto as que precisam de partida a quente para tomar carga rapidamente só contribuirão caso a variação seja esperada, e o acionamento delas previsto.

Por outro lado, usinas que apresentem restrições de tempo mínimo em operação (uma vez que tenham sido acionadas) podem não contribuir nos momentos de redução da carga líquida, exigindo que outro recurso, de menor custo variável, seja desligado em seu lugar. Nota-se aqui que algumas usinas poderão ajudar o sistema quando a demanda aumentar mas podem não contribuir se ela reduzir. Outras restrições operativas também podem reduzir a flexibilidade das UTE, como números máximos de partidas/paradas em determinado período. Cabe frisar também que, mesmo quando há restrições para a flexibilidade, essas fontes, sempre que disponíveis para a operação, aumentam a capacidade do sistema.

“Outro recurso que pode contribuir para a flexibilidade do sistema é a resposta da demanda.”

Outro recurso que pode contribuir para a flexibilidade do sistema é a resposta da demanda. Mecanismos que permitam o gerenciamento da carga, seja pela sinalização dos preços ou pelo corte de consumidores interruptíveis, com acordos previamente estabelecidos, devem ser considerados como alternativas para o planejamento e economicamente avaliados, comparativamente com as outras opções.

Como já citado, as fontes de armazenamento também são importantes recursos para esse tipo de serviço. O principal papel dessas fontes é guardar energia nos momentos de preços menores para gerar nos momentos de preços maiores. No limite, as fontes de armazenamento podem aproveitar os momentos de excesso, quando a energia seria desperdiçada, e alocar o seu uso nos momentos de pico de demanda, adicionando mais controle ao operador sobre o uso dos recursos.

Nessa avaliação, como dito anteriormente, as fontes não controláveis, como eólica e solar, devem ser consideradas para a composição do requisito, através de avaliações probabilísticas do seu comportamento conjunto com a demanda. É importante repetir,

⁵ Variação da produção de energia no tempo, durante o período no qual ela aumenta seu despacho até chegar ao valor final.

entretanto, que isso não significa que, necessariamente, a presença delas aumenta a necessidade de fontes controláveis no sistema. Dependendo do efeito portfólio e da sinergia delas com a carga, é possível que, em alguns cenários, elas reduzam a necessidade do sistema por fontes flexíveis. A consideração da coincidência dos eventos, nesse caso, é imprescindível, dado a característica não controlável e o foco nas variações de curto prazo.

4. RESERVA OPERATIVA

A reserva operativa, que também é um conceito relacionado com flexibilidade, é o requisito do sistema para cobrir variações em intervalos menores que o tempo entre os comandos de despacho. Isso exige respostas mais rápidas e automáticas, já que o tempo necessário para tomada de carga é inferior ao de atuação do operador.

A necessidade de reserva é tradicionalmente calculada para cobrir variações de carga entre intervalos de despacho, erros de previsão de carga, saídas forçadas de operação de unidades geradoras e linhas de transmissão e diferenças entre o valor instantâneo e o valor integralizado da demanda. Entretanto, a maior penetração das fontes não controláveis também afeta o requisito por esse serviço. Nesse caso, a reserva deverá ser dimensionada para cobrir a variação combinada dos efeitos descritos acima com as incertezas inerentes às fontes com variações não controláveis de curto prazo e o erro de previsão do recurso, que pode ser significativo em relação à própria incerteza do recurso.

“A definição do requisito pelos métodos probabilísticos se mostra mais adequada, apesar de envolver maior complexidade no cálculo.”

Além de compor uma avaliação específica, dado o caráter mais restritivo do serviço a ser prestado, a reserva operativa também deve ser considerada na avaliação de capacidade. Por se tratar de um requisito cuja resposta é em curtíssimo prazo, o sistema deve ter capacidade para atender à demanda e à reserva, estando a reserva operativa sincronizada para fornecer energia quando necessário, de maneira célere. Por isso, a avaliação de capacidade do sistema deve contemplar também essa parcela, somada à demanda.

O montante de reserva necessário pode ser calculado através de critérios determinísticos ou de métodos probabilísticos. Embora de fácil entendimento e aplicação, os métodos determinísticos são incompletos por não levarem em conta a natureza estocástica dos elementos que compõe os sistemas de potência. Como está relacionada a valores que possuem incertezas (projeções de carga e da geração de fontes não controláveis, além

dos eventos de falha dos equipamentos), a definição do requisito pelos métodos probabilísticos se mostra mais adequada, apesar de envolver maior complexidade no cálculo.

O modo como será adicionada ao requisito para os estudos de capacidade e programação hidrotérmica depende do ferramental disponível, podendo ser por um único valor, associado a um critério de risco, ou por meio de simulações. Destaca-se, novamente, que o objetivo deve ser a busca por um modelo capaz de avaliar, simultaneamente, todas as etapas do processo de planejamento e, para o caso específico da necessidade de reserva operativa, existem referências para o cálculo desse requisito dinamicamente e de forma endógena nos estudos de despacho ótimo.

No Brasil, atualmente, uma parcela da reserva operativa, a reserva primária, é alocada em todos os geradores, e outra parcela, denominada de reserva secundária e que constitui a maior parte da reserva sincronizada, é alocada nas usinas hidrelétricas. Entretanto outras fontes possuem atributos que as permitem prestar esse serviço, como as fontes de armazenamento (baterias, *fly wheels*, etc.) e até mesmo usinas termelétricas. O atributo necessário nesse caso se refere à capacidade de resposta rápida e automática, tanto para cobrir rampas de subida ou descida da carga líquida, sem restrições de números de ciclos.

Box I – Reserva Primária, Secundária e Terciária no Brasil

No Brasil, conforme estabelecido nos submódulos 10.6 e 23.3 dos Procedimentos de Rede (ONS, 2018), a reserva primária é definida como 1% da responsabilidade de geração de cada área de controle do sistema, e é distribuída por todas as unidades geradoras com regulador de velocidade desbloqueado e que não estejam com geração maximizada.

A reserva secundária é subdividida em duas parcelas: para elevação e para redução da geração, de modo a garantir sempre a correta atuação do controle, independentemente dos sentidos das variações na demanda. A alocação dessa reserva é feita nas usinas hidrelétricas pertencentes ao Controle Automático de Geração (CAG).

Além da reserva primária e secundária, existe uma terceira parcela da reserva operativa, denominada de reserva terciária. Essa última possui caráter complementar as outras duas, com valor diferente de zero quando o cálculo da reserva probabilística resulta em necessidade maior que 5% da demanda. A alocação da reserva terciária é feita, preferencialmente, nas usinas do Controle Automático de Geração (CAG).

Existe também a Reserva de Prontidão, Quaternária ou Complementar, que é a reserva necessária para recompor a reserva de potência operativa do sistema quando esta se esgotar em caso de indisponibilidades ou redeclarações por parte de geradores, além de desvios no valor da carga em relação ao previsto. Esta parcela não precisa estar

sincronizada, mas deve estar disponível em até 30 minutos contados a partir de sua solicitação e ser mantida por pelo menos 4 horas consecutivas.

Destaca-se que determinadas tecnologias, tanto para eólica quanto solar fotovoltaica, podem fornecer parte dos serviços de reserva. Os requisitos mínimos para conexão atualmente no Brasil exigem que aerogeradores em centrais com potência instalada superior a 10 MW devem dispor de controladores sensíveis às variações de frequência, de modo a emular a inércia (inércia sintética) através de modulação transitória da potência de saída, contribuindo com pelo menos 10% de sua potência nominal, por um período mínimo de 5 segundos, quando em regime de subfrequência. O benefício disso é contribuir para a regulação primária de frequência do SIN, sem comprometer o ponto ótimo de operação da central geradora.

Devido às novas expectativas de mudança da matriz elétrica, para maiores quantidades de fontes não controláveis, é importante entender os diferentes tipos de contribuição da reserva para a operação do sistema. O modelo tradicional de operação dos sistemas elétricos, com grandes geradores controláveis, possui a necessidade por Reservas de Contingência, enquanto que, quanto mais significativa a presença de geração variável não controlável, com unidades geradoras de menor porte, a necessidade por Reserva de Contingência pode diminuir, dando lugar a necessidade por Reservas de Rampa.

Esses dois tipos de reserva, apesar de compartilharem diversas similaridades, possuem diferenças importantes. Os sistemas elétricos em geral mantêm uma série de Reservas de Contingência em quantidade suficiente para garantir que sejam capazes de manter o equilíbrio entre carga e geração, mesmo em casos de falha repentina de grandes geradores ou linhas de transmissão. Estas reservas são compostas de capacidade de geração que são retidas do fornecimento de energia e/ou cargas interruptíveis que estejam disponíveis a responder.

Uma característica importante das Reservas de Contingência é que não são usadas com frequência, pois as contingências não ocorrem a todo momento. Consequentemente, o custo de manutenção do status de *stand by*, pronto para responder ao evento de contingência, é mais importante do que o custo da resposta em si. Visto isso, tecnologias de baixo custo fixo, mesmo que com custos variáveis elevados, podem ser as alternativas mais econômicas para o fornecimento deste tipo de reserva.

Reservas de Rampa, comumente associadas com geração eólica e solar, são similares à Reserva de Contingência, por também serem eventos relativamente raros, e por isso os custos dos recursos em *stand by* são mais significativos do que os custos da resposta ao evento em si. Contudo, diferem principalmente na velocidade de ocorrência do evento e da duração do mesmo. A falha de um grande gerador pode remover um grande montante de oferta em apenas um instante. Por outro lado, devido ao efeito portfolio, mesmo uma rampa muito íngreme e veloz de um gerador eólico, por exemplo, levará a redução de

oferta para o sistema em menor monta, e somente após um tempo maior atingirá um montante representativo para o SIN. Além disso, existe previsibilidade, mesmo que não totalmente precisa, no curto prazo, para eventos como esse. Isso significa que os equipamentos e estratégias para o fornecimento do serviço de reserva para estes casos podem ser diferentes do que é utilizado tradicionalmente para reservas operativas de contingência. Reservas não-girantes e suplementares também podem ser utilizadas para reservas de rampa, por possuírem um tempo de resposta mais lento e serem comumente mais baratas.

5. RELAÇÃO ENTRE ESTUDOS DE PROGRAMAÇÃO HIDROTÉRMICA, CAPACIDADE E FLEXIBILIDADE

É fundamental destacar que, idealmente, a otimização da expansão e do despacho deve ser feita com discretização temporal suficiente para que as avaliações de capacidade e flexibilidade, incluindo o cálculo da reserva operativa, sejam inseridas nesse problema. Entretanto, como isso nem sempre é computacionalmente viável, simplificada e separadamente as análises, respeitando a compatibilidade entre elas e utilizando a realimentação, sempre que possível.

Com a separação das análises podemos identificar os objetivos de cada etapa dos estudos, lembrando sempre da necessidade de obter os resultados de modo integrado. A programação hidrotérmica tem como objetivo definir metas de geração e alocar os recursos energéticos, visando o mínimo custo total. A análise de capacidade verifica se há oferta disponível suficiente para atender os picos de demanda e garantir a reserva operativa, enquanto a flexibilidade e a reserva operativa têm foco nas maiores variações, respectivamente em intervalos de tempo maiores e menores que os comandos de despacho do operador. Como o sistema deve ter oferta sincronizada, a todo momento, para suprir a reserva, além da demanda, esse requisito deve ser considerado nas etapas de programação e avaliação de capacidade.

A associação dos conceitos de capacidade e flexibilidade é muito frequente, causando entendimentos equivocados sobre as necessidades do sistema. Não necessariamente os eventos de maior demanda e maior variação ocorrem simultaneamente, ou em momentos próximos, conforme mencionado anteriormente. Da mesma forma, a garantia de atendimento à demanda máxima não garante que o sistema possua flexibilidade para acompanhar as variações e vice-versa. Para ilustrar esses conceitos, a Figura 5 apresenta a curva de demanda horária do SIN para o dia 05/02/2014. A maior demanda desse dia, que também foi a demanda máxima histórica até o momento, ocorreu às 15:41h com valor de 85.708 MW, enquanto a maior variação horária ocorreu entre às 8 e 9 horas, com uma rampa de 6.443 MW/h.

Entretanto, a solução para problemas identificados nas etapas de flexibilidade e capacidade pode ser a mesma, mas problemas específicos em uma delas podem exigir soluções distintas. Como descrito, fontes que agregam flexibilidade, em geral, também aumentam a capacidade do parque gerador, como, por exemplo, as usinas termelétricas de partida rápida e até mesmo as tecnologias de armazenamento, quando forem identificados momentos de excedente de oferta.



Figura 5 – Curva horária de demanda do SIN no dia de maior demanda máxima histórica

Por exemplo, imaginemos a situação em que o sistema possui recursos suficientes para atender à carga mensal (resultado da otimização da programação hidrotérmica), possui flexibilidade suficiente para atender as variações de carga líquida, mas não possui capacidade para atender aos picos de demanda. Nesse caso, o déficit na ponta será acompanhado de excedente em outros momentos (visto que o balanço mensal foi atendido na etapa de programação). Nessa situação, fontes que permitam o aproveitamento do excedente para uso posterior podem ser uma solução.

Por outro lado, nem todas as fontes que agregam capacidade controlável promovem flexibilidade, como as termelétricas com tempo de resposta lentos, além das que contam com restrições associadas a cláusulas de despacho mínimo. Nesse caso, a decisão sobre qual recurso indicar para a expansão do sistema depende da clara identificação das necessidades e de uma avaliação econômica que considere os custos fixos e variáveis das opções candidatas, o que envolve as avaliações de otimização da expansão. Por vezes, a escolha por maior flexibilidade pode resultar em custos elevados, principalmente quando a incerteza sobre o despacho leve a custos variáveis muito elevados. Por outro lado, a escolha por menor flexibilidade em troca de menores custos variáveis pode resultar em despacho do recurso contratado para esse fim maior do que o necessário, elevando o vertimento de fontes de menor custo variável e aumento do custo total. Assim, é

fundamental que a decisão para esse complexo problema seja feita considerando o máximo possível de informações sobre os três estudos.

Apesar da divisão dos objetivos para tratar o problema, na ausência de ferramentas computacionais que os façam simultaneamente, a integração dos estudos é fundamental para a tomada da melhor decisão para a expansão do sistema.

6. CONCLUSÕES

A necessidade de avaliar os requisitos de capacidade e flexibilidade separadamente da otimização do despacho se deve à ausência de ferramenta computacional com discretização temporal suficiente para tais análises. Dessa forma, o primeiro ponto a ser assegurado no estudo de planejamento é que tais avaliações sejam feitas com a maior compatibilidade possível, garantindo a aderência dos resultados.

A decisão da programação hidrotérmica ótima busca indicar as metas de geração de cada fonte, alocando os recursos de modo a minimizar o custo total de operação. Como a discretização utilizada não permite avaliar, adequadamente, os picos de demanda instantânea e as variações, por exemplo, entre horas, são necessárias essas análises posteriores.

Outro ponto importante a ser destacado é que as avaliações de capacidade e flexibilidade não são substitutas, mas complementares. A garantia do atendimento a um desses requisitos não garante o atendimento ao outro. Além disso, não existe, necessariamente, relação direta entre as demandas por capacidade e flexibilidade. A necessidade por flexibilidade surge das variações na demanda a ser suprida, que podem ocorrer, por exemplo, em momentos de carga baixa, onde o requisito por capacidade não seja crítico. Da mesma forma, a demanda por capacidade pode ocorrer em momentos onde a carga esteja estável, porém em valor muito elevado. A clara noção da diferença entre os conceitos é fundamental para a tomada de decisão sobre qual tipo de tecnologia atende às necessidades do sistema.

Historicamente, o sistema elétrico brasileiro usa o seu parque hidrelétrico para garantir tanto flexibilidade quanto capacidade. Pelas características dessa fonte, principalmente o fato de apresentar baixo custo adicional para modular a geração, ela possui uma vocação natural para elevar sua geração nos momentos de maior demanda e para variar a produção, acompanhando a curva de carga. Na medida em que essa fonte vai perdendo participação relativa na matriz, avaliações robustas são necessárias para que o suprimento seja feito nos mesmos níveis de qualidade. Outras fontes, em geral, não podem fazer essa operação sem aumento significativo no custo variável. Além disso, pode ser necessário que alguns recursos sejam contratados especificamente para alguma dessas finalidades, o que faria com que a remuneração pela energia gerada não seja suficiente para viabilizá-los. Na medida em que os requisitos continuam aumentando,

principalmente devido a maior penetração das fontes não controláveis, mas o potencial para expansão de UHE fica cada vez menor, torna-se necessário definir os serviços a serem prestados pelos geradores, além do fornecimento de energia propriamente dito. **Uma vez identificados os requisitos do sistema e os atributos desejáveis para que a demanda seja suprida, o próximo passo é a definição de quais serviços são necessários para viabilizar a expansão. Essa deve ser a próxima etapa a ser perseguida no processo de planejamento.**

REFERÊNCIAS E FONTES COMPLEMENTARES

EPE (2017) **Análise do Atendimento à Demanda Máxima de Potência**. Empresa de Pesquisa Energética. Disponível em: http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-40/topico-67/NT%20DEE%20035_17.pdf

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

MME/EPE (2017) **Plano Decenal de Expansão de Energia 2026**. Ministério de Minas e Energia e Empresa de Pesquisa Energética. Disponível em: <http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Decenal-de-Expansao-de-Energia-2026>

NREL (2015). **Advancing System Flexibility for High Penetration Renewable Integration**. M. Milligan, B. Frew, E. Zhou and D. J. Arent. National Renewable Energy Laboratory. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy16osti/64864.pdf>

NREL (2017). – National Renewable Energy Laboratory. **8760-Based Method for Representing Variable Generation Capacity Value in Capacity Expansion Models**. Bethany Frew. National Renewable Energy Laboratory Apresentação no 2017 International Energy Workshop, College Park, Maryland, Julho 2017. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/68870.pdf>

ONS (2018). **Procedimentos de Rede**. Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2018. Disponível em: <http://ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>>.