

Nota Técnica

# **Critérios de Garantia de Suprimento:**

Contribuição para o Grupo Técnico de  
Modernização do Setor Elétrico



Preparado para:



São Paulo, 09 de agosto de 2019.

## Lista de Abreviaturas

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CMO	Custo Marginal de Operação
CVaR	Conditional Value at Risk
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GF	Garantia Física
LOLE	Loss of Load Expectation
LOLP	Loss of Load Probability
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças

## Conteúdo

<b>Sumário Executivo .....</b>	<b>4</b>
<b>1. Objetivo .....</b>	<b>7</b>
<b>2. Introdução.....</b>	<b>8</b>
<b>3. Motivação para a Revisão do Critério de Suprimento. ....</b>	<b>11</b>
<b>4. Referências Internacionais.....</b>	<b>17</b>
<b>5. Propriedades das Métricas de Risco.....</b>	<b>18</b>
<b>6. Impacto na Garantia Física de Energia .....</b>	<b>24</b>
<b>7. Proposta de Revisão dos Critérios de Garantia do Suprimento .....</b>	<b>29</b>
<b>8. Conclusões .....</b>	<b>31</b>
<b>Referências .....</b>	<b>33</b>

## Lista de Figuras

Figura 1 - Relação entre Horizonte de Tempo e Planejamento Energético - Fonte: EPE (2016).....	9
Figura 2 - Média das vazões naturais observadas (%MLT) (a) 1993/2012 e (b) 2013/2018. ....	11
Figura 3 – Expansão Contratada em Leilões Públicos (ACR e Reserva) até 2023.....	15
Figura 4 – Perfil da Geração no Sistema Nordeste (ONS 2019).....	19
Figura 5 - Revisão dos Parâmetros no Cálculo da Garantia Física.....	25
Figura 6 - Revisão Ordinária GF – Plano MME (ONS-2019).....	26
Figura 7 - “Modernização do Setor Elétrico” e Critérios de Suprimento – EPE 2019 ....	29

## Sumário Executivo

O relatório temático produzido pela EPE sobre os Critérios de Garantia de Suprimento discute as principais características do sistema elétrico brasileiro e os motivadores para a revisão do critério de suprimento. Para realizar a análise se considerou referências internacionais, as propriedades das métricas de risco, além de um ensaio de avaliações qualitativas e quantitativas das referidas métricas. Ao final resulta-se em uma proposta de revisão dos critérios de garantia de suprimento, como também da forma de se operacionalizar o Plano Decenal e a Garantia Física de Energia. O trabalho propõe os seguintes critérios para a segurança do suprimento:

- Critério econômico a métrica CVaR (CMO)
- Critério de segurança as métricas CVaR (Energia Não Suprida), CVaR (Potência Não Suprida) e Loss of Load Probability (LOLP).

O trabalho é oportuno dado que o sistema passa por transformações em sua matriz com a entrada de fontes renováveis com “custo marginal zero”, tais como eólicas e solares. Esta é uma realidade que muda consideravelmente a forma de planejar e operar o sistema, dado que do ponto de vista sistêmico novos requisitos são necessários. Em suma é necessário revisar tão logo possível o processo de critérios de suprimento.

A palavra no futuro será “flexibilidade” na operação, portanto é necessário planejar o sistema buscando atender a este requisito, e os critérios de suprimento também se alteram em sincronia com as novas necessidades. A compra da nova oferta e seus produtos deve ser definida por critérios técnicos visando atender as novas exigências do mercado e a segurança para o SIN.

Apesar da robustez do trabalho oferecido se observou algumas sugestões de evolução dos critérios que merecem a seguinte abordagem:

- Analisa-se a questão do critério de suprimento diretamente com os mecanismos de capacidade, como se o mercado de energia fosse algo apartado. Para fins de desenho de mercado tal fatiamento é útil visando

segregar os produtos e a contratação adequada com os sinais econômicos pertinentes, porém não se comenta da interrelação dos dois mercados e que não se é possível desenhar e analisar o critério de suprimento e qual tipo de capacidade que será contratada sem observar como as tecnologias se interagem no mercado de energia.

- A complexidade da nova proposta de critérios de suprimento não deve ser desprezada e merece um tempo de aprofundamento mais amplo. No entanto, os problemas de segurança já estão próximos com a evolução esperada da matriz. Sendo assim, deve ser proposto um processo em etapas, no qual se partiria com um conjunto mínimo de critérios e indicadores, para aplicação imediata numa espécie de “procedimento de planejamento” inicial. Na sequência as evoluções seriam então incorporadas na medida em que as metodologias, ferramentas de análise e modelagens fossem ficando disponíveis. Este é um processo evolutivo, que certamente dará a rota necessária da expansão aos agentes, poder concedente e regulador, considerando a contribuição das diferentes tecnologias no suprimento de energia elétrica.
- Os novos cálculos de Garantia Física considerando a contribuição para o suprimento de uma determinada usina não devem ter efeitos comerciais sobre o montante de energia elétrica que uma usina pode vender em um primeiro momento. Entende-se que será necessária uma separação conjugada do que seria um mecanismo de capacidade e o mercado de energia, pois somente uma segregação da GF neste momento estaria penalizando eventualmente usinas que estão operando sem que sejam permitidos outros mecanismos de proteção e gestão de risco. Sendo assim, é razoável que se proponham uma “nova garantia física”, que incorpore os novos parâmetros para efeito de balanço oferta e demanda no planejamento.
- O novo desenho de mercado de capacidade deveria considerar então esta “garantia física modificada” apenas para fins de planejamento, e não mais

para fins comerciais, dado que a remuneração da capacidade refletiria as características e/ou atributos uteis para a expansão.

- Neste sentido de manter inalterada a GF comercial, se cria um desacoplamento técnico e comercial do balanço da GF, que num mercado de capacidade não é um grande problema, dado que a contratação da expansão será norteadada por outros aspectos técnicos que não só o balanço comercial da GF. Nesta rota os geradores hidrelétricos certamente vão conviver com “riscos hidrológicos do MRE” mais acentuados, no entanto, a solução comercial dos riscos adicionais deve encontrar outros espaços na regulamentação.

## **1. Objetivo**

O objetivo deste trabalho é fornecer para a ABRAGE uma avaliação do Relatório do Grupo Temático - Critérios de Garantia de Suprimento, coordenado pela EPE. No trabalho é oferecida uma visão da Thymos Energia sobre cada um dos aspectos principais do referido relatório, com comentários e sugestões sobre o foco mais adequado no contexto dos critérios de suprimento.

## **2. Introdução**

O planejamento da expansão tem como função avaliar a segurança na operação do sistema elétrico no longo prazo bem como analisar as estratégias de desenvolvimento da infraestrutura de suprimento eletro-energético para dar sustentação ao desenvolvimento do país e o estabelecimento de critérios de garantia de suprimento devem subsidiar políticas públicas para proporcionar a necessária segurança de suprimento de energia.

O objetivo do PDE na busca da nova oferta na produção é selecionar o conjunto mais adequado de novos empreendimentos de geração, fontes com incentivos governamentais e reforços em interligações, com suas respectivas datas estimadas para implantação, considerando diferentes cenários de mercado, de modo a orientar futuras ações governamentais e dos agentes do Setor Elétrico Brasileiro.

Este plano tem natureza estrutural, e adota como critério para estabelecimento do plano de obras, o menor custo total (investimento e operação) e reduzir o impacto socioambiental dos empreendimentos. Para esta configuração indicativa, devem ser realizadas análises probabilísticas das condições de suprimento de energia e potência e calculados os custos de expansão e de operação resultantes.

Devido à predominância da fonte hidráulica no sistema gerador, decisões operativas afetam o comportamento futuro do sistema e, de forma recíproca, são afetadas pela evolução do sistema.

O planejamento é uma cadeia de ações integradas conforme apresentado na Figura 1. Observe que o bloco referente à “política energética” não está conectado ao processo de planejamento em si. Neste contexto cabem rotas estruturais orientadas pelo governo federal com as expectativas mais amplas para o país como um todo.

O Planejamento da Expansão da Oferta de Energia é regido pelas Resoluções nº 1, de 18 de novembro de 2004 e nº 9, de 28 de julho de 2008 do Conselho Nacional de Política Energética. Esta última resolução do CNPE estabelece que o critério de garantia de suprimento a ser adotado será o da igualdade entre o CMO e o CME, assegurando a



otimização da expansão do sistema elétrico, respeitado o limite de 5% para o risco de insuficiência da oferta de energia elétrica.

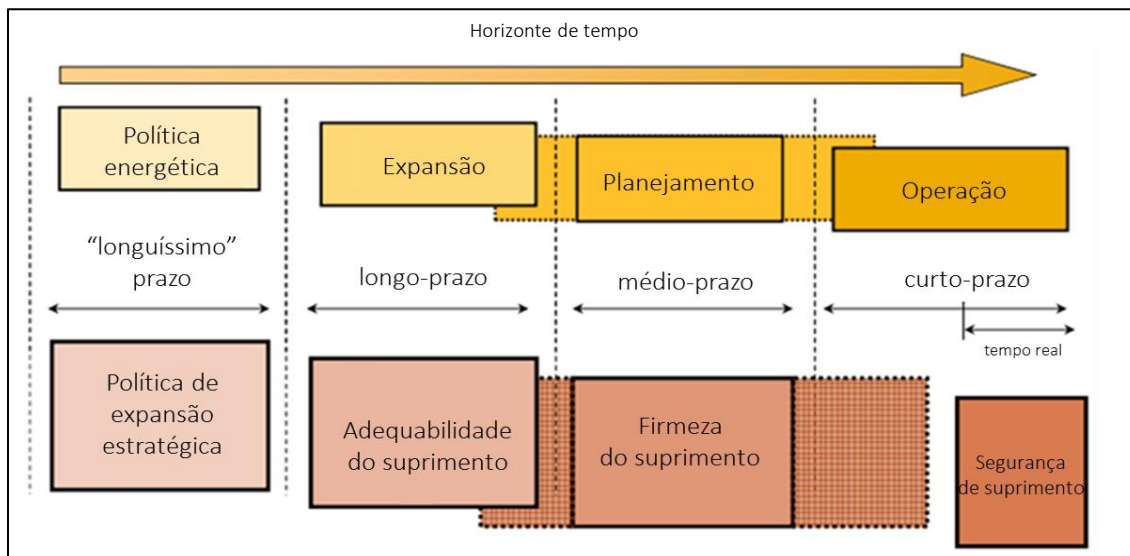


Figura 1 - Relação entre Horizonte de Tempo e Planejamento Energético - Fonte: EPE (2016).

A introdução do contexto de paridade econômica dos sinais da operação (CMO) com os sinais da expansão (CME) foi um avanço no critério de suprimento com a percepção de um sistema cada vez mais hidrotérmico. O critério anterior apenas com a limitação do risco de déficit estava mais adequado para uma matriz com uma predominância absoluta das hidrelétricas, com uma capacidade de armazenamento bem mais significativa. Notar que, o avanço no critério de suprimento em 2008 foi adotado apenas para cálculo das garantias físicas (GF) das novas usinas, e utilizado nas revisões ordinárias.

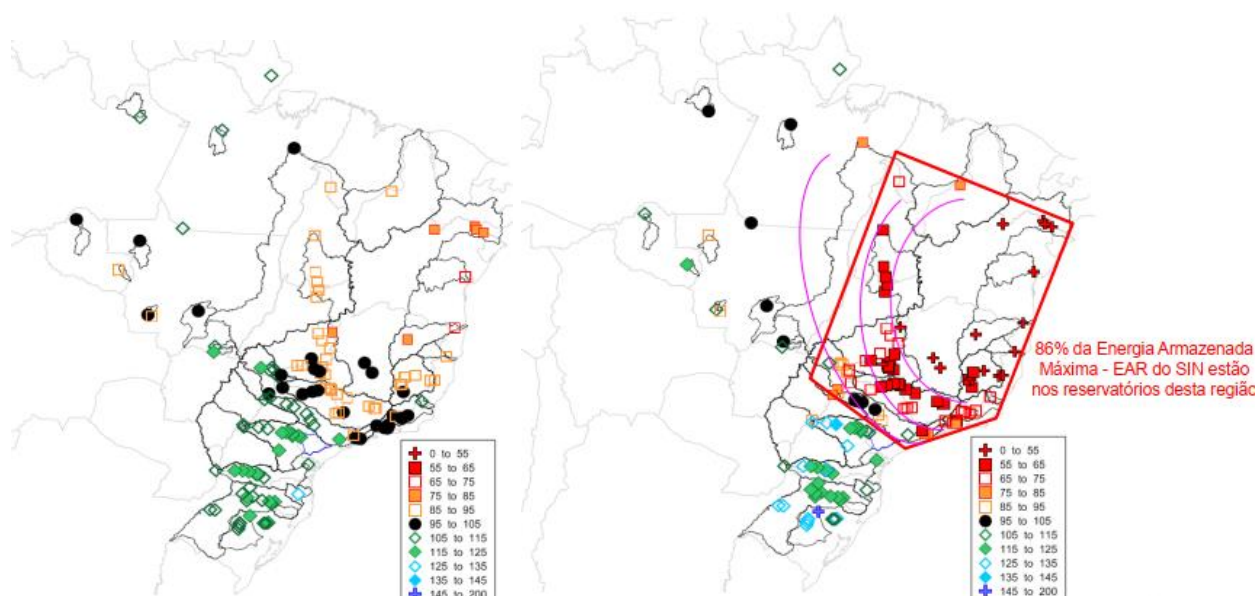
É importante observar que, nesse contexto, entende-se por “risco de déficit” a probabilidade de que a oferta de energia elétrica seja menor do que o mercado de energia correspondente, não importando a magnitude do déficit. Para o ajuste do cronograma de obras, procura-se determinar, para o horizonte de estudo considerado, a sequência mais econômica, em termos de seus custos de expansão da geração e da ampliação das capacidades de intercâmbio entre os subsistemas. Devem ser selecionadas como candidatas as obras julgadas como sócio ambientalmente viáveis e

com previsão de início de operação compatível com os prazos necessários ao desenvolvimento do projeto.

Assim, ao simular a operação futura do referido parque gerador, para uma determinada evolução de mercado, a probabilidade de haver déficit de energia em cada ano de planejamento e em cada subsistema eletro-energético do SIN não pode ser superior a 5%. Adicionalmente, adota-se como critério de elaboração das alternativas de expansão da geração, a igualdade entre os custos marginais de operação e expansão para cada ano no período de estudo.

### 3. Motivação para a Revisão do Critério de Suprimento.

A matriz elétrica brasileira sofreu alterações significativas, com redução relativa da capacidade de armazenamento e crescimento acelerado das fontes intermitentes como eólicas e fotovoltaicas, afetando a forma com que o sistema vem sendo operado. Aliado a isto, não está mais sendo construído usinas com reservatórios como uma das causas da redução do estoque estratégico essencial para gerir variações da hidrologia, sendo esta uma condição também de intermitência sazonal e plurianual que desafia ainda mais a segurança da operação. Além disso, o padrão de vazões em algumas bacias tem ficado abaixo do esperado. O comportamento das séries históricas das vazões naturais no SIN pode ser observado na Figura 2 abaixo:



Fonte: ONS

(a)

(b)

Figura 2 - Média das vazões naturais observadas (%MLT) (a) 1993/2012 e (b) 2013/2018.

Estudo elaborado pela ANA em 2014 mostra que, das 185 estações pluviométricas com longo período de observação existentes na bacia do rio São Francisco, 80% apresentaram média do total precipitado anual após 1993 menor que a média do período anterior. Há fortes indícios de que a redução da chuva na bacia, em um período de anos tão prolongado, deve ser a principal causa da redução de vazões do rio São Francisco.

Avaliações energéticas apresentadas neste PEN 2019 indicam que, face a crise hídrica da região Nordeste, que se prolonga desde o verão 2011/2012, possivelmente o SIN terá um segundo período crítico com as dimensões próximas do período crítico histórico de junho/1949 a novembro/1956 evidenciando-se que a atual situação se aproxima muito da pior situação hídrica verificada no histórico de vazões.

*As análises energéticas do PEN 2019* indicarem um equilíbrio estrutural do SIN durante todo o horizonte 2019/2023, com excedente de energia contratada e riscos de déficit bem abaixo do critério de garantia preconizado pelo CNPE. *A participação de usinas térmicas na matriz com elevados custos operativos, mais de 40% acima de 250,00 R\$/MWh, faz com que* essas usinas sejam despachadas por mérito econômico somente em situações hidrológicas críticas, debitando estoques estratégicos de água armazenada dos principais reservatórios de regularização do SIN para atendimento à carga, o que torna o sistema refém de despachos de geração térmica fora da ordem de mérito e muito dependente das próximas estações chuvosas para recuperar o equilíbrio estrutural em situações hidrológicas críticas como as vivenciadas nos últimos anos na região Nordeste, e de alguma forma menos intensa nas bacias assinaladas na Figura 2.

Em relação às maiores vazões, não há uma tendência clara, com alguns resultados sugerindo a possibilidade de aumentos e outros com reduções dessas vazões. Dessa forma, nota-se que os modelos indicam que no período futuro, entre 2019 e 2050, haverá uma tendência de ampliação dos extremos, com possibilidade de cheias maiores, e mais provavelmente estiagens mais intensas [1,2]. A amplitude das variações nas hidrologias junto com a intermitência natural das fontes renováveis será um desafio ainda maior para segurança do sistema, portanto flexibilidade da produção das fontes controláveis será a necessidade mais objetiva deste novo padrão.

Além disso, requisitos de flexibilidade já estão cada vez mais necessários na operação do SIN. É o caso da introdução do aperfeiçoamento recente na operação da metodologia de cálculo da Reserva de Potência Operativa – RPO para fazer frente a alta variabilidade da geração eólica e aos desvios da previsão da geração eólica.

Os estudos realizados pelo ONS apontam para a inserção de uma parcela na reserva R2 para fazer frente a elevada variabilidade da geração eólica. Esta parcela, denominada de REOL, é um percentual da geração eólica prevista para os submercados Nordeste e Sul. Para o primeiro, foi atribuído o valor de 6%. Já para o segundo, o valor indicado foi de 15%. A reserva REOL é alocada em usinas hidráulicas que participam do CAG. Porém, quando de situações energéticas desfavoráveis, onde o CAG opera na maior parte do tempo desligado, surge mais um desafio à operação em tempo real, que necessitará tomar ações que minimizem os impactos das variações rápidas da geração eólica.

Este desafio é ampliado quando o ponto de operação do Sistema maximiza o envio de energia para determinada região (como é, tipicamente, o caso do Nordeste em períodos de FC reduzido da eólicas). Nesta situação, opera-se muito próximo dos limites de segurança, fazendo com que a opção de utilização do intercâmbio de energia entre regiões, para mitigar os efeitos da variabilidade da eólica, fiquem restritos [3] [4].

A revisão dos critérios de garantia de suprimento tem como função central permitir “enxergar” o sistema eletro-energético de forma mais aderente à realidade operativa.

Diante disso, será um grande avanço ao planejamento da expansão a aprovação recente das propostas que contemplam aprimoramentos nos modelos computacionais existentes na operação do sistema elétrico brasileiro e a implantação de um novo modelo (Preço Horário) para precificação da energia elétrica no mercado de curto prazo é possível a utilização pelo planejamento a representação dos modelos de otimização energética no curtíssimo prazo e a qualidade de dados que permitam aferir de forma precisa a eventual escassez dos requisitos de flexibilidade do sistema, de modo que os critérios de suprimento deverão evoluir para que sejam incorporadas novas métricas associadas a este atributo.

Outro ponto relevante para o planejamento da expansão decorre da sinalização da expansão de menor custo, de modo que onde as restrições de segurança devem existir para “induzir” a expansão em situações que não são capturadas apenas pelo preço da energia (otimização econômica). Isto ocorre pois no mercado de energia, o preço do

mercado - spot - não é suficiente para atrair novos investimentos em expansão da geração, comprometendo o nível desejado de Segurança de Suprimento.

No Brasil foi instituído o modelo de expansão por meio de contratação em leilões regulados onde a expansão da matriz elétrica brasileira está pautada no modelo de contratação no ACR, cujos contratos de longo prazo (CCEARs) são utilizados como garantia para o financiamento dos projetos. Como distorções relacionadas a esse modelo de expansão alavancado pelo ACR temos:

- A confiabilidade energética nos períodos de escassez hídrica do sistema tem sido suportada periodicamente pelas térmicas com contratos de disponibilidade, no entanto estas são contratadas apenas pelos consumidores do ACR, demonstrando ausência das condições isonômicas numa abordagem sistêmica de segurança para todos consumidores;
- Dificuldades para expansão no ACL (fornecimento de recebíveis como garantia para o BNDES);
- Problema de desequilíbrio estrutural devido a migração de agentes para mercado livre, que contribuiu para uma sobrecontratação involuntária das distribuidoras;
- Ausência de mercado para contratação de serviços ancilares e ausência de remuneração para os serviços prestados;
- Falta de oportunidade, e eventuais custos não controláveis, aos consumidores que não possuem a liberdade de migração para o mercado livre entre outros.

Além disto, a competitividade nos leilões do ACR das fontes renováveis não controláveis e de “custo marginal zero” é visivelmente percebida. Esta tendência fará com que uma expansão baseada apenas no menor preço da “energia” resultará numa matriz cada vez mais “barata” e com níveis de segurança comprometedores, caso não se mude a forma de contratação para um mercado de capacidade [5] e o critérios de risco de suprimento não sejam aprimorados, neste mesmo contexto.

O fato é que com a matriz atual o SIN convive com uma peculiar escassez permanente de segurança. Isto traz consequências para os agentes de mercado, resultando em riscos hidrológicos acentuados no MRE (GSF), preços de contratos bilaterais bem aumentados e aumento tarifário próximo do insuportável.

Os leilões públicos para o ACR e de reserva já estão completando 15 anos e foi um aprendizado permanente. O leilão público no ACR foi uma fórmula encontrada para dar competitividade na compra de “energia” no ACR – energia existente e nova. A realidade é que a expansão do sistema foi muito alavancada pelos leilões de energia nova. Na sequência foi criado também o leilão de reserva para acomodar a compra sistêmica de segurança SIN com suporte do ACR e ACL. Os leilões foram sendo aprimorados com o passar do tempo com uma seleção mais técnica de projetos para o SIN. O principal ponto ainda para aprimoramento é o melhor balanço entre modicidade tarifária e a segurança do SIN na expansão.

Os leilões públicos permitiram a expansão no SIN com financiabilidade para os novos projetos e a inserção das novas fontes. Um bom exemplo é a figura abaixo que ilustra a matriz energética contratada em leilões públicos até 2023 (MW.médios), que reflete este efeito de múltipla segmentação.

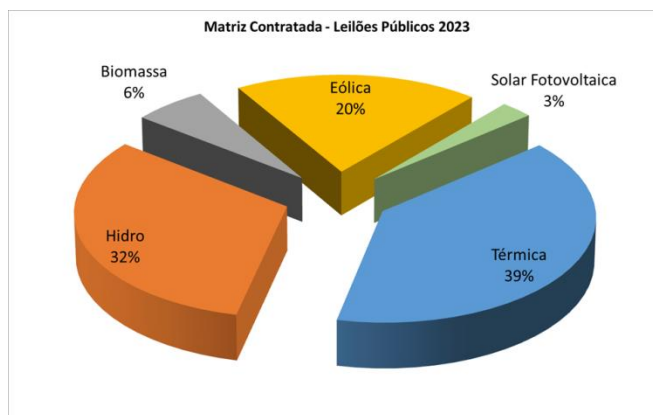


Figura 3 – Expansão Contratada em Leilões Públicos (ACR e Reserva) até 2023.

A contratação das tecnologias de geração de maneira mais eficiente é um desafio. As fontes “custo marginal zero” são mais baratas, e assim são as mais contratadas pelo



sistema atual. A contratação específica de fontes é utilizada em diversos mercados para garantir que o planejamento técnico seja efetuado pelos investidores com novos projetos.

Desta forma, é importante definir um modelo de contratação por fonte ou método de valoração dos atributos que permita atingir a expansão ótima do sistema mais econômica, mas também segura. Esta não é uma tarefa simples, e certamente esta discussão ainda vai progredir por muito tempo antes de uma convergência razoável.

Enquanto isto, é necessária uma visão mais pragmática do poder concedente e do regulador na implantação de um mercado de capacidade<sup>1</sup>, ao menos nas novas contratações que estão agora mais próximas. Utilizar as ferramentas atuais da regulamentação (leilão de reserva) seria uma saída transitória para acomodar estas contratações.

O fato é que, mesmo sem o crescimento esperado da carga em energia no ACR, e a consequente frustração nos leilões de energia nova do ACR, o sistema precisa notadamente de reforços. Um planejamento mais determinativo em sincronia com os futuros leilões para a segurança sistêmica parece ser uma saída mais razoável.

*A definição dos critérios de suprimento mais amplos é uma necessidade do momento. O julgamento técnico da quantidade a ser contratada em leilões e dos serviços necessários para atendimento da segurança é dos órgãos técnicos ONS & EPE, em apoio ao MME.*

---

<sup>1</sup> Mesmo contexto da separação de lastro e energia, como proposto na CP MME 33/2017, sendo a contratação do lastro uma necessidade para a segurança sistêmica.



#### **4. Referências Internacionais**

A Nota Técnica oferece uma ampla pesquisa de referências internacionais acerca dos critérios de suprimento utilizado em diversos mercados. É uma pesquisa bem desenhada e com bastante informações.

Os mais críticos podem argumentar que o sistema brasileiro possui peculiaridades particulares e esta comparação não tem grande significância. Entretanto, o fato é que o SIN está perdendo estas características tão distintas e se aproxima cada vez mais de outros mercados, com o novo padrão da expansão. Em suma, a comparação com outras práticas internacionais é muito apropriada.

A pesquisa ponderou os critérios em países com maior predominância da fonte hidrelétrica com outros com a penetração intensa de fontes intermitentes. A percepção é que na maior parte dos mercados, principalmente aqueles com predominância em hidreletricidade, são adotados múltiplos critérios. Com certeza, isto possui a propriedade de verificar se os múltiplos requisitos do sistema estão adequados. Como já citado, esta é a nova característica do SIN, onde requisitos dos mais diversos estão aflorando na operação do sistema.

Fica claro também que a flexibilidade é um dos requisitos mais importantes dos novos mercados, e neste sentido a importância das análises probabilísticas em sincronia com os novos critérios de suprimento cresce substancialmente.

## **5. Propriedades das Métricas de Risco**

A filosofia de remuneração e de adequabilidade de suprimento para cada mercado depende do grau de competição e da confiabilidade necessária que se deseja atingir.

Os requisitos de flexibilidade ainda não são explicitamente considerados nos estudos de planejamento da expansão e da operação, devido a modelagem computacional atualmente utilizada. Isso dificulta o estabelecimento de critérios específicos para esse requisito no momento que possam identificar sua eventual escassez.

À medida em que avancem os estudos e o uso da operação horária, inicialmente na formação de preço e programação da operação, e posteriormente para os estudos da expansão da oferta, será possível o ganho de percepção sobre o valor da flexibilidade e as consequências da sua insuficiência, fundamentando assim a inclusão dessa dimensão nos critérios de suprimento.

Na redefinição dos critérios associados aos requisitos de energia e capacidade de potência faz-se imprescindível mapear o sistema, e se aprofundar na avaliação dos requisitos de flexibilidade.

Além disso, tendo em vista a prática da operação faz-se necessário que o critério de suprimento contemple não apenas a probabilidade de ocorrência desses eventos como também o seu impacto, tendo em vista que as diferentes magnitudes de eventos indesejados podem causar diferentes impactos para o sistema e, tanto do ponto de vista de segurança, como sob o aspecto econômico.

Em adição, é muito importante estar atento aos requisitos locacionais que afetam a segurança do sistema e como enfrentá-la, tendo em vista que a metodologia ainda deverá evoluir para tratar a discretização espacial.

O caso mais peculiar da necessidade de focar os requisitos mais regionais, em complemento a uma visão sistêmica é o sistema do Nordeste brasileiro. No Nordeste atualmente quase 50% da potência instalada desde 2010 é eólica, aproveitando este excelente recurso da região. Além disto, atualmente a fonte eólica gera quase 50% de toda energia do NE com a redução permanente da geração hidrelétrica no São Francisco, como

se observa na Figura abaixo. Inegavelmente, isto evidencia o desafio de uma ponderação correta dos projetos de “custo marginal zero” com a segurança do sistema, mesmo que seja numa visão mais regional.

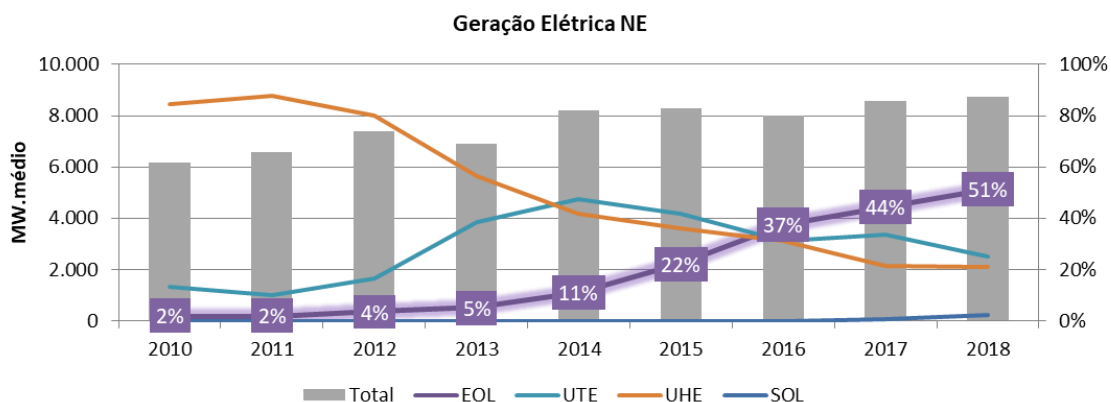


Figura 4 – Perfil da Geração no Sistema Nordeste (ONS 2019)

Nos critérios citados na NT da EPE, foi dado um enfoque aos critérios energéticos. Faz-se necessário avançar também numa visão conjugada no planejamento da transmissão. Neste contexto, a análise da confiabilidade composta da geração e transmissão seria uma aplicação muito propícia. Já existem modelos computacionais bem desenvolvidos [6,7] para uma avaliação consistente desta métrica, o que permitiria analisar aspectos locais com maior detalhe. Evidentemente, é necessário também estabelecer critérios de suprimento adequados neste mesmo contexto de avaliação da confiabilidade composta geração & transmissão.

Em adição, as incertezas estruturais existem e devem ser consideradas. As diretrizes utilizadas pelo planejamento devem contemplar as dificuldades que serão enfrentadas para assegurar o atendimento às demandas no Sistema Integrado Nacional (SIN), em todos os períodos de tempo, considerando os eventuais riscos que a efetiva expansão enfrentará (disponibilidade real de combustível, penalidades, atrasos das obras de transmissão, etc.), além de questões climáticas, elétricas e energéticas. A baixa previsão de geração hidrelétrica causada pelos impactos das mudanças climáticas, a elevação de geradores intermitentes e a falta de infraestrutura de abastecimento e transmissão, no momento certo, são apenas alguns dos problemas que o planejador necessita considerar nos modelos para agregar

controlabilidade, confiabilidade e previsibilidade para todos os agentes envolvidos a fim de permitir a oxigenação do mercado de energia brasileira e garantir um crescimento sustentável, ecológico e social [8].

A verdade é que no planejamento brasileiro sempre foi aplicado o conceito do "Mínimo Custo Global" para indicar os novos projetos de geração & transmissão (G&T) buscando uma visão do sistema como um todo. Entretanto, os projetos da nova geração (G) foram selecionados por meio de leilões públicos com base no preço mínimo de compra, e só após os novos projetos de transmissão (T) são indicados com o critério de "mínimo custo" para acomodar a nova geração.

Os fatos são claros neste sentido: (i) o mix atual de preço de lance mínimo para G e "planejamento de mínimo custo" para T não encontra a melhor solução para os usuários finais; (ii) o problema é que a falta de atributos corretos que não levam em conta, por exemplo, a intermitência de renováveis e linhas de longa distância para conectar todos os projetos G. Com o atual mix de tecnologias na G é fundamental obter segurança do sistema, resiliência, adequação ambiental, com custos mínimos. Também é importante buscar soluções locais sempre que houver uma região com abundância de oferta a ser explorada [9].

No novo ambiente para expansão as soluções para expansão provenientes somente de estruturas de oferta no atacado não serão mais as únicas rotas, como no passado. O "empoderamento" dos usuários de varejo fornecerá diferentes "soluções locais" com a geração distribuída (GD) e outras novas tecnologias de armazenamento.

Ainda assim as novas energias renováveis com custos marginais "zero" dominarão de forma inexorável a expansão da matriz. Os planejadores e operadores devem estar conscientes desse novo ambiente e também fornecer as melhores "soluções locais" para acomodar a segurança do sistema. As consequências econômicas deste novo ambiente de planejamento devem ser discutidas levando-se em conta também a liberdade de soluções para os usuários do varejo. A discussão desse novo ambiente de expansão ainda está no começo no Brasil. No entanto, é uma motivação na definição de novos critérios de suprimento, como ora discutido.

O sistema elétrico brasileiro tem uma vasta experiência em planejamento e operações centralmente coordenadas. O benefício de um planejamento coordenado central e a operação tem sido significativo, devido às características do sistema brasileiro, como grandes hidrelétricas, múltiplas bacias hidrográficas, as operações de hidrelétricas em cascata, linhas de longa distância, novas múltiplas fontes renováveis em todo o país. Os leilões de expansão da geração seguiram esta tendência, com o objetivo de capturar o menor custo para os usuários finais buscando considerar o sistema de energia elétrica como um todo. Assim, a expansão da geração não leva em conta as exigências regionais e suas restrições locais. Este problema pode potencialmente criar outra restrição operacional para o operador devido à composição final da geração em cada área de mercado, ou mesmo devido à enorme capacidade de intercâmbio entre eles, o que ao final se torna necessário para enfrentar a forte variabilidade na geração regional. Uma nova solução chamada “projetos de segurança sistêmica e soluções locais”, selecionados por leilões públicos dedicados e cobrados a todos os consumidores é uma alternativa.

O mercado de energia brasileiro é atualmente um mercado apenas de energia (“energy-only”) e a ideia é introduzir também um “mercado capacidade” (lastro & energia) com soluções locais em cada área de todo o sistema, selecionados pelo operador e o planejador. Tais soluções serão adotadas para garantir a segurança sistêmica e de seus mercados locais, sem que necessariamente se esteja buscando atender apenas a demanda de energia do mercado. Para tal é necessário que o planejador e o operador indiquem claramente estas necessidades a tempo e a hora para que se considere todo o processo de implantação de novas soluções visando à segurança.

Um dos mitos que devem ser enfrentados de frente é a busca incessante pela “solução do mínimo custo global” para a expansão G&T. Deve ficar claro que isto hoje é apenas um desejo, pois a realidade é que o processo como um todo é desacoplado em termos de nova oferta de expansão e os requisitos da operação, e as incertezas que cercam a transmissão invariavelmente criam atrasos sem controle dos investidores, principalmente nos grandes troncos.

Além disto, embora a pureza conceitual recomende o “mínimo custo global”, as incertezas que a ruptura tecnológica trará nos próximos anos, as questões ambientais se tornando muito mais latentes, e as mudanças climáticas impondo novos paradigmas na oferta, cria um ambiente de modelagem “global” muito mais complexo, e talvez até mesmo insuperável. Portanto, as visões mais apuradas em mercados locais cada vez de menor abrangência será uma das únicas saídas no futuro da expansão da oferta e infra-estrutura de suprimento.

Sendo assim, se recomenda a criação de critérios de planejamento da expansão da oferta totalmente acoplado com os requisitos de operação e com a infra-estrutura de suprimento necessária (redes de transmissão e suprimento de combustível) com foco também na solução de mercados locais, sempre que possível. A ponderação de soluções integradas do SIN versus soluções locais deve levar em consideração todos os riscos e incertezas envolvidos na construção de uma expansão mais robusta com os atributos adequados, com o compromisso do planejador e do operador junto ao poder concedente e ao regulador.

A forma de seleção dos projetos poderá ser ainda discutida dentro de um arcabouço de um mercado de capacidade (lastro & energia), em que a obrigação da necessidade de nova oferta de lastro é centralizada, ou numa fase de transição, em que os novos projetos para contratos de energia estejam em consonância com a necessidade de novos critérios. No caso, se na transição os novos projetos não forem suficientes para alcançar a segurança operativa desejada, licitações dedicadas para a segurança seriam então realizadas, num processo similar aos leilões de reserva, em que todos os consumidores pagam pela segurança.

Alguma discussão sobre leilões separados com base no perfil futuro esperado da geração regional tem sido feito, no entanto apenas ligeiros progressos foram aceitos. Claramente, a vantagem será uma melhor ligação com o planejamento central e operações futuras. A seleção deve ser feita separadamente para projetos térmicos e também para novas energias renováveis perseguindo alguns pressupostos básicos, tais como: segmentação regional conjunto diferente de perfis de despacho operacional (base, médio, intermitente e

flexível). Os critérios de suprimento devem exprimir para o mercado este novo requisito de uma visão sistêmica, coordenada pelos os órgãos competentes (ONS/EPE) visando à segurança.

Ressalta-se que, na hipótese de constatação da falta de recursos sistêmicos e regionais, o agente de estado deverá efetuar a contratação da capacidade adicional requerida de novos empreendimentos de geração.

## 6. Impacto na Garantia Física de Energia

A garantia física (GF) possui um forte caráter comercial, como sendo a quantidade de energia que cada gerador pode vender em seus contratos de compra e venda de energia. A GF também serve de base diversas formulações de mercado, como por exemplo, o MRE, penalidades de lastro, dentre outras. Ao mesmo tempo, a GF do ponto de vista sistêmico, corresponde à maior demanda que um sistema pode atender, sobre certo critério de confiabilidade de suprimento (carga crítica). Quanto mais rigoroso é o critério de confiabilidade (risco de déficit menor), menor é a GF do sistema, para que ele se torne mais confiável.

A NT propõe o cálculo de garantia física considerando a contribuição do projeto para atender o critério de garantia de suprimento e o valor que os consumidores atribuem a essa capacidade. No caso, o planejador estaria entregando ao operador um sistema mais seguro em diversos aspectos (CMO, déficit de energia e déficit de potência), dado determinados níveis de riscos julgados aceitáveis, e ao menor custo. A expressão abaixo é sugerida na NT apresentada:

$$GF_i = \frac{\sum_{s \in \Omega} g_{i,s}^* \pi_s^* + \lambda^* \sum_{s \in \Omega^\alpha} \frac{g_{i,s}^*}{n_\alpha}}{\sum_{s \in \Omega} \pi_s^* + \lambda^*(1 - \beta)} \quad \forall i \in T$$

Onde:

$g_{i,s}$ : energia produzida na usina  $i$ , no cenário  $s$

$\pi_s$ : variável dual associada à restrição de atendimento a demanda, no cenário  $s$ ;

$\lambda$ : variável dual associada à restrição de atendimento ao critério do CVaR[déficit]

$\Omega^\alpha$ : conjunto de cenários utilizados para o cálculo da restrição CVaR[déficit]

$\beta$ : valor limite para a restrição do CVaR[déficit] proporcionalmente à demanda

A expressão geral, será dependente do critério ativo onde a escolha das métricas de riscos que irão compor o critério de suprimento para avaliação da adequabilidade da oferta,



deve ser tomada a partir de uma série de avaliações conceituais, considerando o atendimento a atributos como coerência, facilidade de interpretação e robustez.

A utilização de metodologias diferentes para o cálculo de garantias físicas e a utilização de parâmetros, que não refletiam a real operação do sistema para a definição dessas garantias, resultam em superavaliação da carga crítica do sistema interligado. Conforme previsto na metodologia atual imposta pela Portaria MME nº 303/2004, o cálculo da GF é realizado por meio de etapas.

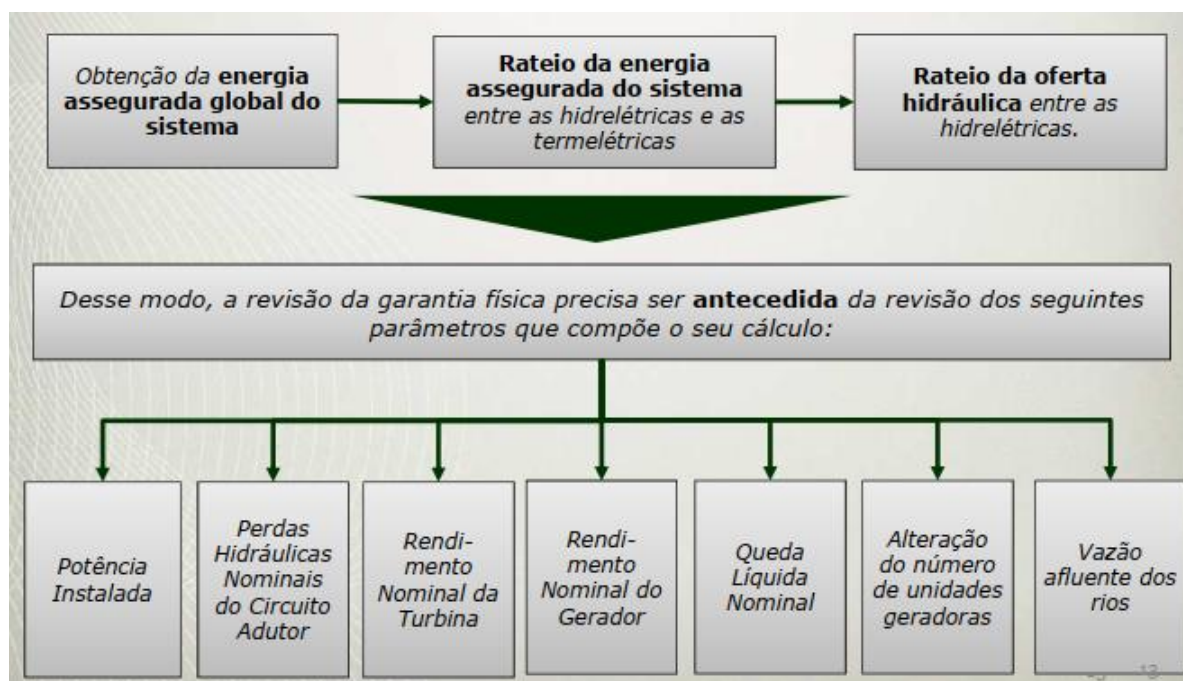


Figura 5 - Revisão dos Parâmetros no Cálculo da Garantia Física

No atual cenário, um dos parâmetros mais passíveis de questionamento é a vazão afluente dos rios com hidrelétricas. Neste tema, no cronograma do Plano de Ação do MME estão previstas ações junto a ANA para atualização das curvas cota x área x volume bem como das estimativas de usos consuntivos. Esta atualização das séries de vazões naturais e de usos consuntivos que impactarão os polinômios vazão x nível jusante. O acesso completo ao processo de revisão das vazões afluentes e quais dados devem ser considerados pelo MME ao realizar o a revisão do cálculo da garantia física não está sendo discutido com os agentes. O MME já promoveu a revisão das vazões de alguns rios, mas é



onde a atualização dos dados que constam da Figura 5 foi bem incompleta, não deverá se repetir.

Ressalta-se ainda que, nos últimos anos ocorreram avanços importantes nas diferentes áreas que envolvem a estimativa de vazões de bacias hidrográficas em condições de mudanças climáticas que podem ser analisadas as relações entre mudanças climáticas, à cobertura e uso do solo, bem como os usos consuntivos da água, para influenciar nas vazões das bacias hidrográficas. No entanto, as mesmas não repercutiram nas garantias físicas.

Sem a prévia revisão dos parâmetros mencionados, a revisão da garantia física terá resultados distorcidos que podem causar prejuízos a diversos agentes. Tais resultados, uma vez que não condizentes com a realidade, estarão sujeitos a questionamentos por parte dos agentes.

Além disso, o fato de agregar critérios adicionais de suprimento que resulte na superestimação ou subestimação dos valores de garantia física estaria sendo violados os princípios de vedação ao confisco e ao enriquecimento sem causa.

*Desta forma, entendesse que a utilização deste conceito deverá ser utilizada apenas para o balanço oferta e demanda no planejamento, não devendo ser utilizada para fins comerciais<sup>2</sup>. Isto busca respeitar também a regulamentação referente aos limites impostos nas revisões de garantias físicas, dado o seu caráter comercial.*

*O desacoplamento técnico e comercial do balanço da GF não é um grande problema, numa visão nova de um mercado de capacidade. Na medida em que a contratação da expansão seja também norteadas por outros aspectos técnicos, que não só o balanço comercial da GF.*

*No caso das hidrelétricas este efeito do desacoplamento técnico e comercial da GF é refletido no chamado “risco hidrológico do MRE” (GSF), que pode aumentar significativamente.*

---

<sup>2</sup> É possível até mesmo adotar uma nova terminologia para o conceito mais amplo para fins de balanço técnico, por exemplo, garantia eletroenergética (GEE)

Na solução deste problema do GSF, a proposta desenvolvida em [9] busca reconhecer o problema e resgatar as origens do MRE, focando com objetividade a gestão do risco hidrológico para fins comerciais da GF. Neste sentido, a proposta faz referência ao cálculo usual da garantia física (GF), e levanta nesta propriedade dada pelo poder concedente, o risco hidrológico embutido em seu cálculo. A proposta é denominada “GSF implícito”, que é o valor atrelado com a GF, e o define como o limite de responsabilidade dos geradores hidrelétricos com o risco hidrológico, ao qual estão submetidos na sua operação real.

## 7. Proposta de Revisão dos Critérios de Garantia do Suprimento

Na NT oferecida com a coordenação da EPE fica claro que a revisão dos critérios de garantia de suprimento está associada a um novo contexto de mercado de capacidade, que é uma necessidade para o momento atual do SIN. O quadro assinalado na Figura 7 abaixo ilustra o esquemático da visão geral da “Modernização do Setor Elétrico”.

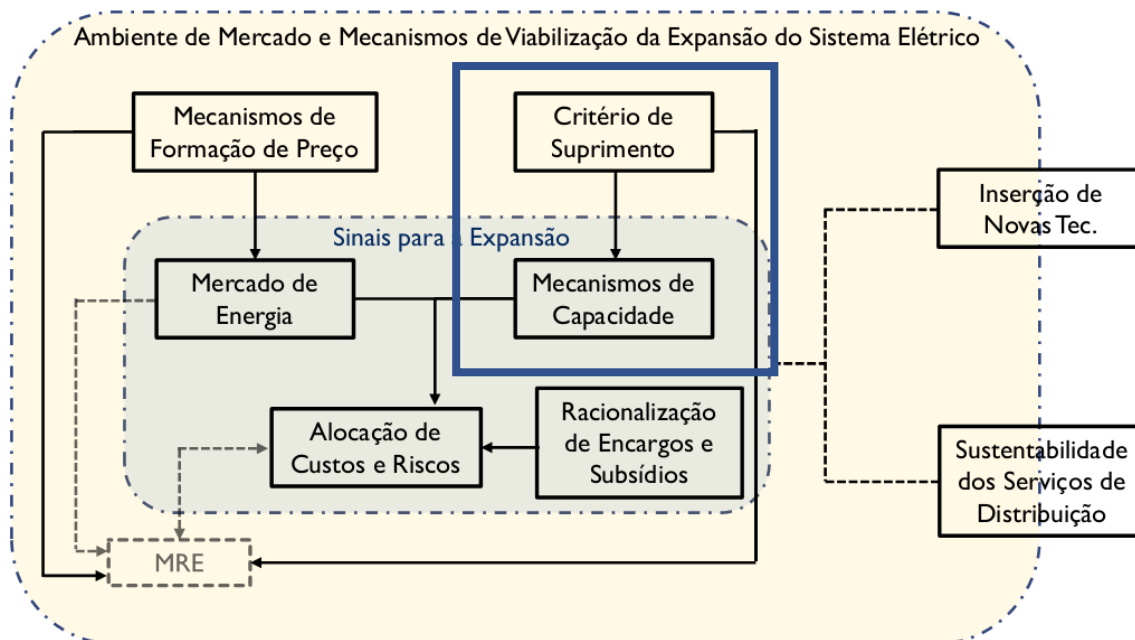


Figura 7 - “Modernização do Setor Elétrico” e Critérios de Suprimento – EPE 2019

Como já comentado ao longo deste trabalho a necessidade de revisão dos critérios de suprimento é uma tarefa primordial neste momento do SIN, dada à evolução esperada da matriz elétrica, com a entrada maciça de fontes renováveis de “custo marginal zero” com maior competitividade que as demais.

A complexidade na definição de novos critérios de suprimento não deve ser menosprezada, no entanto, o tempo trabalha contra uma discussão muito detalhada. Neste sentido seria interessante, sem perder de vista uma rota futura de busca indicadora mais criteriosa, que a expansão seja comandada por critérios de suprimentos mais simples.

Sendo assim, se recomenda que a EPE, no âmbito do trabalho de Modernização do Setorial, proponha a confecção de “procedimentos de planejamento”, de forma similar aos

procedimentos de rede do ONS, que incorpore os critérios de suprimento da expansão num Mercado de Capacidade.

Em síntese, a proposição dos critérios de suprimento da expansão nos “procedimentos de planejamento” seria oferecida inicialmente numa versão preliminar com um conjunto mínimo de critérios. Na sequência seriam então admitidas paulatinamente sofisticações nos indicadores e critérios. O desdobramento final seria então a definição e valoração dos atributos de cada fonte em consonância com a expansão e futuras licitações.

O conjunto mínimo de critérios de suprimento da expansão deve certamente considerar a questão energética com seu nível de risco máximo, a questão econômica com CMO igual ao CME, e agregar também o nível de risco máximo para atendimento da carga considerando as incertezas nas fontes renováveis agregando nova capacidade, onde e quando necessário. Com isto se teria uma visão ainda parcial dos requisitos do futuro do SIN, no entanto se estaria caminhando na rota mais adequada de segurança e economicidade.

Cabe lembrar que, ainda no âmbito do GCPS na década de 90 foram discutidos exaustivamente os “critérios de planejamento”, que deveriam agora ser atualizados. Como resultado seria então produzida uma primeira versão dos “procedimentos de planejamento”, onde certamente a EPE incorporaria a sua visão mais atual sobre o problema e submeteria ao mercado.

As metodologias, ferramentas e modelagens de análise ainda não seriam as ideais, porém se estabeleceria um plano de trabalho com a rota de evolução sugerida desde já para os agentes de mercado, poder concedente e regulador.

A contratação de novos projetos para atender as novas demandas do planejamento e da operação, segundo os “procedimentos de planejamento”, passaria então por uma licitação com critérios técnicos bem definidos dos atributos necessários das fontes que se deseja implantar.

## **8. Conclusões**

A NT produzida com a coordenação da EPE com uma proposta inicial de revisão dos critérios de garantia de suprimento aparece num momento crucial, uma vez que já se percebe uma necessidade cada vez maior de considerar o sistema elétrico e energético mais próximo da realidade operativa da matriz atual, certamente a futura. Além disto, este é um passo indispensável para formulação de um novo desenho de um mercado de capacidade, que é um avanço esperado.

No entanto é certo que, os novos critérios de suprimento deverão estabelecer as diretrizes para a necessidade de contratação adicional com os atributos necessários para a segurança sistêmica, e também regional, quando e onde necessário.

Do ponto de vista do processo é possível afirmar que a proposta de novos critérios de suprimento, ora apresentada, busca complementar as práticas atuais que já incorpora a minimização conjugada dos custos de investimento e operação, no entanto ainda não inclui os aspectos de segurança, que quando se tornam uma restrição ativa no processo vai indicar a necessidade de capacidade adicional, que é o desejável.

De forma pragmática se propõe que a EPE, na coordenação do grupo de trabalho, neste primeiro momento prepare os “procedimentos de planejamento” com um conjunto necessário de critérios de suprimento, com alguma parcimônia, para aplicação imediata na expansão num mercado de capacidade. Aprimoramentos posteriores neste “procedimento de planejamento” serão julgados e considerados quando necessário, em sincronia com as evoluções metodológicas em curso. Neste processo é necessário ter em mente que o “ótimo é inimigo do bom”.

Alguna cautela deve ser precedida de qualquer revisão dos conceitos da GF comercial dos geradores hidrelétricos. Alguns argumentam que revisões da GF dos geradores hidrelétricos poderia trazer o desempenho do MRE para um patamar mais “correto”, entendendo que as GFs atuais estariam com um nível excessivamente alto. O fato é que esta solução encontra uma enorme resistência, dado que a GF não só é utilizada no MRE, como também serve como lastro comercial para os geradores. Não obstante, barreiras imensas

na legislação limitam o impacto da revisão de GF nos valores outorgados, e constam do contrato de concessão dos vários geradores hidrelétricos.

Sendo assim, buscando ser propositivo, é possível conviver com a revisão do perfil das GFs apenas para o balanço oferta e demanda no planejamento, não devendo ser utilizada para fins comerciais. Este desacoplamento técnico e comercial do balanço da GF não é um grande problema, num mercado de capacidade, dado que a contratação da expansão será norteadada por outros aspectos técnicos que não só o balanço comercial da GF. Nesta rota os geradores hidrelétricos certamente vão conviver com “riscos hidrológicos do MRE” mais acentuados, no entanto, a solução comercial dos riscos adicionais deve encontrar outros espaços na regulamentação.



## **Referências**

- [1] Projeto Meta. TDR Nº 66. Produto 6. Estudo Análise dos Reflexos das Mudanças Climáticas nas Metodologias de Planejamento de Sistemas Elétricos.
- [2] Thymos et al, Projeto P&D Estratégico 10/2008, “Efeitos de Mudanças Climáticas no Regime Hidrológico de Bacias Hidrográficas e na Energia Assegurada de Aproveitamentos Hidrelétricos”.
- [3] Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, " Reserva de Potência Operativa face ao crescimento da geração eólica no Sistema Interligado Nacional – SIN / Programação Diária da Operação Eletroenergética”, Workshop sobre Reserva de Potência Operativa – RPO face ao crescimento da geração eólica no Sistema Interligado Nacional – SIN, Rio de Janeiro, Brasil, julho de 2017.
- [4] Lins, F. G., "Operação em Tempo Real, no cenário atual de elevado grau de penetração de geração eólica”, Workshop sobre Reserva de Potência Operativa – RPO face ao crescimento da geração eólica no Sistema Interligado Nacional – SIN, Rio de Janeiro, Brasil, julho de 2017.
- [5] Viana, A. G., “Leilões como Mecanismo Alcativo para um Novo Desenho de Mercado no Brasil”, USP, 2018.
- [6] A.M.Leite da Silva, A.M.Rei, J.L.Jardim, J.C.O.Mello, "Dynamic Aspects in Bulk Power System Reliability Evaluations", Electric Power System Research Magazine, 1997
- [7] J.C.O.Mello, M.V.F.Pereira, A.M. Leite da Silva, "Evaluation of Reliability Worth in Composite Systems Based on Pseudo-Sequential Monte Carlo Simulation", IEEE Trans. on Power Systems, Agosto 1994.
- [8] CIGRÉ WG C1.27, “The Future of Reliability – Definition of Reliability in Light of New Developments in Various Devices and Services which offer Customers and System Operator New Levels of Flexibility”, January 2018.
- [9] X.V. Filho, D.S.Ramos, J.C.O.Mello, D.Souza, E.Neves. T.Prandini, “The New Market Paradigm of the Brazilian Power System considering Thermal Base Generation for Supporting the Renewable Source Expansion”, Cigré Meeting, 2018
- [10] ABARGE, “Uma Proposta de Ajuste no Processo de Cálculo do MRE”, Relatório Técnico Thymos, 2019.