

GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL

CÁLCULO DO CRITÉRIO GERAL DE GARANTIA DE SUPRIMENTO PARA AFERIÇÃO DA ADEQUABILIDADE NO ATENDIMENTO À POTÊNCIA NO SIN POR MEIO DA ANÁLISE DE CONFIABILIDADE DE SISTEMAS INTERLIGADOS

THATIANA CONCEIÇÃO JUSTINO(1);ALBERT CORDEIRO GEBER DE MELO(2)
CEPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA (1)
UERJ - UNIVERSIDADE DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO (2)

RESUMO

Recentemente, o Conselho Nacional de Política Energética modificou o critério geral de garantia de suprimento para aferição da adequabilidade do atendimento à energia e à potência do Sistema Interligado Nacional. Para a determinação das métricas do critério de suprimento de energia utilizam-se os modelos NEWAVE e SUISHI. Já para o atendimento à potência, devem-se realizar análises de confiabilidade de sistemas interligados tais como as realizadas pelo modelo CONFINT. Assim, descreve-se, neste trabalho, o processo de cálculo e os resultados com o CONFINT, das métricas do novo critério de suprimento de potência, com ênfase especial à adequada representação das interligações.

PALAVRAS-CHAVE

Crítérios de garantia de suprimento; Análise de confiabilidade multi-área; Sistemas interligados.

1.0 - INTRODUÇÃO

O planejamento da expansão de sistemas elétricos busca determinar uma estratégia de expansão que atenda o consumo de energia elétrica previsto ao longo do horizonte de planejamento, minimizando os custos de investimento mais o valor esperado do custo de operação, atendendo aos requisitos de segurança definidos pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, incorporando ainda a dimensão ambiental nas diversas etapas do planejamento.

Recentemente, por meio da Resolução CNPE nº 29/2019 (1), o CNPE definiu um novo critério geral de garantia de suprimento para aferição da adequabilidade do atendimento à energia e à potência do Sistema Interligado Nacional (SIN), em estudos de planejamento da expansão e da operação, cujos parâmetros foram definidos pelo Ministério de Minas e Energia através da Portaria MME nº 59/2020 (2).

No caso do suprimento de energia existe um modelo oficial - o NEWAVE (3),(4). E para o cálculo das garantias físicas de energia, além do NEWAVE, há outro modelo oficial, o SUISHI – Simulação a Usinas Individualizadas de Sistemas Hidrotérmicos Interligados (5) (ambos desenvolvidos pelo CEPEL), os quais são utilizados de forma encadeada.

Por sua vez, a aferição da adequabilidade no atendimento à potência deve ser realizada através de análises de confiabilidade de sistemas interligados. Neste sentido, o modelo CONFINT (6),(7), também desenvolvido pelo CEPEL, cujo objetivo é avaliar a confiabilidade de sistemas interligados de grande porte, é uma ferramenta apropriada. Por exemplo, o CONFINT permite a leitura de séries de potências unitárias das usinas hidrelétricas, obtidas pelo processamento sequencial dos modelos NEWAVE e SUISHI (8) – utilizando afluentes históricas ou sintéticas, tornando-o especialmente adequado para sistemas com predominância hidrelétrica, como o SIN.

Além da necessidade de modelar falhas dos geradores, perda de potência por deplecionamento e a curva de carga do sistema, um aspecto relevante na aferição do atendimento à ponta do sistema, diz respeito à representação adequada dos troncos de interligação, incluindo falhas e limites de capacidade nos intercâmbios de potência entre os diversos subsistemas interligados. Isto decorre das interligações terem um papel fundamental na capacidade de transferência de ponta entre as diversas regiões e, inclusive, na alocação e localização das reservas de potência operativa.

Estes aspectos são adequadamente contemplados no CONFINT, onde o sistema de potência é modelado por um problema de fluxo em redes com arcos capacitados (9) e as configurações dos subsistemas e interligações podem

ser gerais, e estão aderentes àquelas utilizadas nos estudos de planejamento da expansão e da operação. É calculado um conjunto completo de índices de confiabilidade, além de índices de sensibilidade por áreas e por interligações, úteis na identificação de localização e capacidade de geração adicional e/ou reforços de transmissão, e no cômputo de custos marginais de potência.

Até a alteração do critério de garantia de suprimento, esses índices eram calculados somente em base mensal ou semanal, dependendo do tipo de estudo realizado. Para atender de forma abrangente o novo critério, foram implementados o cálculo dos índices LOLP anual, LOLP média mensal/ano e $CVaR_{\alpha\%}(PNS)$ mensal e anual, onde α é nível de confiança. Como a resolução do CNPE prevê que o MME deverá avaliar periodicamente a necessidade de revisão dos parâmetros associados às métricas de risco estabelecidas, optou-se por não fixar o nível de confiança (α) da métrica $CVaR$, dando-se mais liberdade para o usuário realizar análises de sensibilidade. Além dos índices para o sistema interligado, também são disponibilizados índices por subsistemas e para o sistema barra única (desconsiderando a rede de transmissão).

Este trabalho tem como objetivo descrever a abordagem utilizada para o cálculo dessas novas métricas e apresentar os resultados do seu cômputo pelo CONFINT, utilizando uma configuração real do SIN. As análises evidenciaram a versatilidade e a capacidade do CONFINT nas análises de atendimento à ponta de sistemas interligados, considerando uma adequada representação dos troncos de interligação.

2.0 - O MODELO CONFINT

Em sistemas com predominância hidrelétrica, como o sistema brasileiro, a potência disponível de cada usina hidrelétrica depende da altura de queda e do volume armazenado no reservatório da usina. Por sua vez, estes parâmetros dependem das afluições ao reservatório da usina. Assim, as potências disponíveis das usinas hidrelétricas devem ser determinadas através de simulação com um modelo que represente as usinas de forma individualizada. A execução coordenada dos modelos NEWAVE e SUISHI provê esta informação para cada série hidrológica e para cada mês do horizonte de planejamento. Uma vez que a potência disponível foi calculada, é possível avaliar a capacidade do sistema de geração atender à demanda máxima prevista através de uma análise de confiabilidade multi-área.

O modelo CONFINT (6),(7) tem como objetivo avaliar a confiabilidade de sistemas hidrotérmicos interligados com predominância hidrelétrica, considerando a perda de potência por deplecionamento dos reservatórios, saídas forçadas de unidades geradoras, manutenção programada, curva de carga do sistema, além de falhas e limites de capacidade nos intercâmbios de potência entre os diversos subsistemas ou regiões interligadas.

O CONFINT representa o sistema de potência por um modelo de fluxo linear em redes e realiza a análise de adequação dos estados do sistema através do Teorema do Fluxo Máximo - Corte Mínimo (9). Os índices de confiabilidade são calculados analiticamente pelo método de Integração Direta (10),(11) ou por simulação estocástica (simulação Monte Carlo) (12),(13). Este programa calcula os índices de confiabilidade básicos como a probabilidade de perda de carga (LOLP - *Loss of Load Probability*), o número esperado de horas de déficit de potência (LOLE - *Loss of Load Expectation*), o valor esperado de potência não suprida (EPNS - *Expected Power Not Supplied*), o valor esperado de energia não suprida (EENS - *Expected Energy Not Supplied*) e os índices de frequência e duração (F&D) como a frequência de perda de carga (LOLF - *Loss of Load Frequency*) e o valor esperado de duração de perda de carga (LOLD - *Loss of Load Duration*). Estes índices são calculados para o sistema interligado, para cada subsistema e para cada nível da curva de carga considerada, assim como com a representação do sistema por barra única (sem considerar a rede de transmissão). Em adição aos índices de confiabilidade mais conhecidos, o CONFINT calcula o índice de sensibilidade das interligações. Este índice identifica quais interligações podem contribuir para redução dos índices de confiabilidades globais no caso de reforços dos troncos de interligação. Estes índices são calculados em base mensal ou semanal, dependendo do tipo de estudo realizado.

Os estados do sistema avaliados pelo CONFINT são compostos por: (i) estados das unidades geradoras; (ii) estados das interligações entre os subsistemas; (iii) nível da curva de carga; e (iv) cenário hidrológico (indica a potência disponível em cada unidade geradora).

2.1 Representação Multi-área do Sistema (6)

O sistema de potência é representado através de um modelo de fluxo linear em redes, onde os nós representam os subsistemas (ou áreas), e os arcos representam os intercâmbios entre eles. A geração de cada subsistema é modelada como um arco chegando ao nó, proveniente do nó "fonte" S. Por sua vez, a demanda de cada subsistema é representada por um arco que deixa o nó associado ao subsistema e entra no nó "sumidouro" T.

A capacidade de cada arco de geração representa a capacidade de geração do subsistema correspondente. A capacidade de geração de um subsistema é uma variável aleatória, pois os geradores estão sujeitos a falhas, além das potências disponíveis dos geradores hidráulicos variarem em função do nível de armazenamento nos

reservatórios. Sua distribuição de probabilidades é calculada a partir da convolução das distribuições de probabilidade das unidades geradoras pertencentes ao subsistema. A tabela de frequência de capacidade disponível também é calculada através da convolução dos diagramas de Markov das unidades geradoras (12)-(14).

A capacidade de cada arco de interligação também é uma variável aleatória, devido às limitações nas capacidades máximas de transferências entre os subsistemas, cuja distribuição geralmente é fornecida por estudos específicos do sistema de transmissão.

Finalmente, as capacidades dos arcos de demanda são também variáveis aleatórias, representando flutuações na carga. Normalmente, a avaliação da confiabilidade é realizada para cada patamar de carga, e os índices finais de confiabilidade são calculados através da soma ponderada dos índices condicionados.

2.2 Teorema do Fluxo Máximo - Corte Mínimo (9)

A classificação de um dado estado em sucesso ou falha pode ser feita por meio do cálculo do fluxo máximo que passa pelo sistema, no sentido do nó S para o nó T, considerando o balanço de potência em cada nó e as capacidades dos arcos. Se o fluxo máximo é maior ou igual à carga total do sistema, então todas as cargas dos subsistemas estão sendo atendidas e o sistema está operando em sucesso (sem corte de carga). Por outro lado, se o fluxo máximo é menor que a carga total, significa que pelo menos a carga de um dos subsistemas não está sendo atendida em sua plenitude. O montante do corte de carga é dado pela diferença entre a carga total e o valor do fluxo máximo.

Uma forma alternativa de resolver este problema é resolver o seu problema dual que corresponde a determinar o corte de capacidade mínima entre os nós fonte e sumidouro. Um corte é uma divisão do conjunto de nós (subsistemas) do sistema em dois subconjuntos disjuntos, um contendo o nó S e o outro contendo o nó T. A capacidade de um corte é dada pela soma das capacidades dos arcos que conectam os dois subconjuntos.

Em (9) é demonstrado, através do Teorema do Fluxo Máximo - Corte Mínimo, que o valor do fluxo máximo é igual à capacidade do corte mínimo. Uma consequência imediata deste teorema é que o conjunto de arcos que pertence ao corte mínimo corresponde ao ponto crítico do sistema. Em outras palavras, o aumento da capacidade dos arcos que não pertencem ao corte mínimo não ameniza o corte de carga do sistema.

Outra consequência é que todos os arcos de demanda que pertencem ao corte mínimo estão saturados, isto é, as cargas dos subsistemas correspondentes estão sendo atendidas. Estes arcos correspondem aos subsistemas que estão à esquerda do corte. Esta região é considerada "segura". Os subsistemas à direita do corte mínimo estão em uma região considerada "insegura", ou seja, sujeitos a cortes de carga.

Assim, de posse dos cortes do sistema em cada estado amostrado, é possível determinar índices de confiabilidade para o sistema e seus subsistemas.

3.0 - CÁLCULO DO CRITÉRIO GERAL DE GARANTIA DE SUPRIMENTO PARA AFERIÇÃO DA ADEQUABILIDADE NO ATENDIMENTO À POTÊNCIA DO SISTEMA

O Conselho Nacional de Política Energética – CNPE definiu em 12 de dezembro de 2019, por meio da Resolução CNPE nº 29 (1), um novo critério geral de garantia de suprimento para aferição da adequabilidade do atendimento à energia e à potência no SIN, cujos parâmetros a serem utilizados foram definidos pela Portaria MME nº 59, de 20 de fevereiro de 2020 (2).

Os critérios e as métricas para a aferição da adequabilidade no atendimento à energia no sistema passaram a ser: (i) o valor esperado de insuficiência da oferta de energia (Energia Não Suprida - ENS), condicionado ao nível de confiança de 99%, $CVaR_{99\%}(ENS)$, calculado em base anual, limitado a 5% da demanda anual por energia do SIN; e (ii) o valor esperado do Custo Marginal de Operação - CMO, condicionado ao nível de confiança de 90%, $CVaR_{90\%}(CMO)$, calculado em base mensal, limitado a R\$ 800/MWh para cada subsistema. E para a aferição da adequabilidade no atendimento à potência os critérios são: (i) o risco explícito de insuficiência de oferta de potência (LOLP - *Loss of Load Probability*), calculado em base anual, limitado a 5% para o SIN; e (ii) o valor esperado de insuficiência da oferta de potência (PNS – Potência Não Suprida), condicionado ao nível de confiança de 95%, $CVaR_{95\%}(PNS)$, calculado em base mensal, limitado a 5% da demanda máxima instantânea do SIN. Vale comentar que, no caso do atendimento à energia, análises probabilísticas considerando as métricas LOLP e $CVaR$ já foram utilizadas pela *Bonneville Public Authority* (BPA), dos EUA, por exemplo, no ano de 2015 (15).

A portaria MME nº 59/2020 estabelece ainda que a aferição dos critérios para o SIN deverá ser sucedida por avaliações para cada subsistema a fim de garantir que, em nenhuma região, o limite estabelecido seja violado devido a restrições nas interligações.

As métricas utilizadas para a aferição do critério de suprimento de energia são determinadas a partir de simulações com um modelo oficial - o modelo NEWAVE (3),(4), baseado em programação dinâmica dual estocástica, cujo objetivo é determinar, para todos os meses do período de planejamento, a alocação ótima das usinas hidrelétricas e termelétricas que minimiza o valor esperado do custo total de operação (custo de geração térmica mais custo de déficit de energia) considerando mecanismos de aversão a risco. No caso do cálculo das garantias físicas de energia, além do modelo NEWAVE, também há outro modelo oficial, o SUIISHI (5), os quais são utilizados de forma encadeada.

Já no caso da aferição da adequabilidade no atendimento à potência do sistema, não existe modelo oficial. Porém, esta aferição deve estar alinhada à aferição do atendimento à energia, e deve ser realizada por meio de uma análise de confiabilidade multi-área (ou de sistemas interligados), como aquela realizada pelo modelo CONFINT.

Conforme apresentado na Seção 2, o CONFINT considera a perda de potência por deplecionamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas através das potências unitárias destas usinas, obtidas pelo processamento sequencial dos modelos NEWAVE e SUIISHI (8). Primeiro, obtém-se a política de operação associada a uma dada configuração do sistema, através da execução do NEWAVE, e, a partir desta política, executa-se o modo de simulação hidrotérmica do SUIISHI para definir uma amostra das potências disponíveis das usinas hidrelétricas para cada mês do horizonte de estudo. Assim, o CONFINT torna-se especialmente adequado para sistemas com predominância hidrelétrica, como é o caso do sistema brasileiro.

Os índices de confiabilidade descritos na Seção 2 eram calculados somente em base mensal ou semanal, dependendo do tipo de estudo realizado. Para atender o novo critério geral de garantia de suprimento, foram implementados, no modelo CONFINT, o cálculo do índice LOLP anual e do $CVaR_{\alpha\%}(PNS)$ mensal e anual, onde α é o nível de confiança da métrica $CVaR$.

Ressalta-se ainda que, como o $CVaR_{\alpha\%}(PNS)$ é calculado a partir da distribuição de probabilidades da PNS, a determinação desta métrica e da LOLP anual foi realizada por meio da avaliação de confiabilidade multi-área com simulação estocástica (simulação Monte Carlo não-sequencial) que pode fornecer distribuições empíricas de probabilidades das variáveis de interesse.

As Seções 3.1 e 3.2 descrevem, respectivamente, o cálculo da LOLP anual e do $CVaR_{\alpha\%}(PNS)$ mensal e anual pelo modelo CONFINT.

3.1 Cálculo da LOLP Anual e da LOLP média mensal/ano

O índice de confiabilidade LOLP avalia a probabilidade de ocorrer um corte de carga no sistema e pode ser definido como o valor esperado de uma função-teste (F_{LOLP}) binária cujo objetivo é verificar se uma configuração específica de unidades geradoras e interligações entre subsistemas é capaz de suprir adequadamente um determinado valor de carga. Utilizando simulação estocástica, a LOLP é calculada como a estimativa do valor esperado da F_{LOLP} (14):

$$LOLP = \frac{1}{NE} \cdot \sum_{i=1}^{NE} F_{LOLP}(x^i) \quad (1)$$

onde: $F_{LOLP}(x^i) = 0$, se x^i é um estado de sucesso ou $=1$, se x^i é um estado de falha; e NE – número de estados amostrados.

Para atender de forma abrangente o novo critério de garantia de suprimento de potência, foi implementado, no CONFINT, o cálculo de duas métricas em base anual, a LOLP média mensal/ano e a LOLP anual, utilizando simulação Monte Carlo não-sequencial. A LOLP média mensal/ano refere-se à probabilidade de corte de carga em qualquer mês do ano analisado, e é calculado utilizando a expressão (2).

$$LOLP_{\text{média mensal/ano}} = \frac{1}{NSH \cdot NE \cdot NMES} \cdot \sum_{j=1}^{NSH} F'_{LOLP}(x^j) \quad (2)$$

onde: NSH – número de séries hidrológicas; NMES – número de meses no ano;

$F'_{LOLP}(x^j) = \begin{cases} 0, & \text{se, para a série hidrológica } j, \text{ não ocorreu estado de falha em todos os meses do ano} \\ 1, & \text{se, para a série hidrológica } j, \text{ ocorreu um estado de falha em pelo menos um mês do ano} \end{cases}$	(3)
---	-----

Diferentemente da expressão (1), onde as séries hidrológicas são amostradas conforme suas distribuições conjuntas de probabilidades, na expressão (2) é utilizada a técnica de amostragem estratificada, no caso, por séries hidrológicas, para dar maior versatilidade no cálculo das novas métricas. Nesta técnica, todas as séries são consideradas e os estados dos demais componentes do sistema são amostrados condicionados à ocorrência de cada série hidrológica. Neste caso, recomenda-se que o número de estados amostrados seja o mesmo para todas as séries hidrológicas.

Por sua vez, a LOLP anual refere-se à probabilidade de ocorrência de corte de carga em um ano, e é calculada através da expressão (4), onde também é utilizada a técnica de amostragem estratificada.

$$LOLP_{anual} = \frac{1}{NSH \cdot NE} \cdot \sum_{j=1}^{NSH} F'_{LOLP}(x^j) \quad (4)$$

Além das duas expressões para a LOLP serem calculadas para o sistema interligado, o modelo CONFINT também as computa para o sistema barra única (sem considerar a rede de transmissão) e para os subsistemas.

3.2 Cálculo do CVaR_α%(PNS)

Duas medidas de risco bastante utilizadas em carteiras de ativos, para a gestão de risco financeiro (16)-(19), são o Valor a um dado Risco (*Value-at-Risk* – VaR) e o Valor Esperado Condicional a um dado Risco (*Conditional Value-at-Risk* – CVaR). De acordo com Sarykalin et al. (18), dada uma variável aleatória X com função distribuição de probabilidades acumulada $F_X(z) = P\{X \leq z\}$, onde X representa uma perda, o VaR de X com nível de confiança $\alpha \in]0,1[$ é

$$VaR_{\alpha}(X) = \min\{z | F_X(z) \geq \alpha\} \quad (5)$$

Por definição, o $VaR_{\alpha}(X)$ é o percentil inferior α da variável aleatória X . A variável X também pode representar ganho, porém, os sinais das funções na definição do VaR e do CVaR devem ser alterados. Por sua vez, para uma variável aleatória com função distribuição contínua, o CVaR_α(X) é o valor esperado condicional de X sujeito a $X \geq VaR_{\alpha}(X)$. Assim, o CVaR de X com nível de confiança $\alpha \in]0,1[$ é definido como a média da distribuição generalizada da cauda α , ou seja,

$$CVaR_{\alpha}(X) = \int_{-\infty}^{\infty} z dF_X^{\alpha}(z), \quad F_X^{\alpha}(z) = \begin{cases} 0, & \text{se } z < VaR_{\alpha}(X) \\ \frac{F_X(z) - \alpha}{1 - \alpha}, & \text{se } z \geq VaR_{\alpha}(X) \end{cases} \quad (6)$$

Para viabilizar o cômputo do novo critério de garantia de suprimento de potência, foi implementado no modelo CONFINT o cálculo, do CVaR_α% da variável Potência Não Suprida (PNS) em base mensal, utilizando a simulação Monte Carlo não-sequencial. Como a resolução do CNPE nº 29/2019 prevê que o MME deverá avaliar periodicamente a necessidade de revisão dos parâmetros associados às métricas de risco estabelecidas, o valor de α não foi fixado, dando mais liberdade para o usuário realizar as suas análises.

Chama-se a atenção que neste trabalho optou-se por utilizar a notação para o CVaR_α% utilizada no artigo seminal de Rockafellar e Uryasev (17) e em Sarykalin et al. (18). Assim, o nível de confiança para o CVaR(PNS) de 5%, estabelecido na Portaria MME nº 59/2020, equivale, na notação aqui adotada, a $\alpha=95\%$.

Para determinar o CVaR_α%(PNS) mensal, para cada mês do período de estudo, a distribuição da PNS é montada a partir dos valores de potência não suprida de cada estado amostrado do sistema, e a cauda da distribuição, formada pelos $\alpha\%$ maiores valores de PNS, é identificada. O valor do CVaR_α%(PNS) do mês analisado é a média dos valores pertencentes a cauda da distribuição. Assim como no cálculo das métricas LOLP média mensal/ano e a LOLP anual, o cálculo do CVaR_α%(PNS) também utiliza a técnica de amostragem estratificada por séries hidrológicas.

Novamente, essas métricas foram calculadas para o sistema interligado, para o sistema barra única (sem considerar a rede de transmissão) e por subsistemas.

4.0 - APLICAÇÃO DO MODELO CONFINT NO CÁLCULO DAS MÉTRICAS DO CRITÉRIO GERAL DE GARANTIA DE SUPRIMENTO DE POTÊNCIA

Para ilustrar o cálculo das métricas do novo critério de garantia de suprimento para aferição da adequabilidade do atendimento à potência no SIN com o modelo CONFINT, utilizou-se uma configuração modificada do Plano Mensal de Operação (PMO) de fevereiro de 2019, elaborado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), onde o sistema é composto pelos subsistemas Sudeste, Sul, Nordeste e Norte. Portanto, os resultados apresentados têm caráter apenas indicativo.

As demandas máximas adotadas para os subsistemas foram calculadas com base em informações de projeção de demanda do Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2029 (20). As simulações foram realizadas considerando a ponta de carga do SIN.

Também foram consideradas a Reserva de Potência Operativa – RPO de 5% (1% referente à regulação primária e 4% referente a variações na carga) e a Reserva de Potência referente à variabilidade da geração Eólica – REOL para os subsistemas Nordeste (6% da geração eólica prevista) e Sul (15% da geração eólica prevista).

Os dados de estatísticas de falha das unidades geradoras são apresentados na Tabela 1, para as usinas hidrelétricas, e na Tabela 2, para as usinas termelétricas. Os dados de estatísticas de falha das interligações são apresentados na Tabela 3. Esses dados foram obtidos da referência (21).

Tabela 1 – Indisponibilidades forçadas das unidades geradoras das usinas hidrelétricas

Capacidade das unidades geradoras (MW)	Indisponibilidade Forçada (%)
10 - 60	2,3924
60 - 200	3,0729
200 - 500	0,4353
> 500	4,0914

Tabela 2 – Indisponibilidades forçadas das unidades geradoras das usinas termelétricas

Tipo de combustível	Indisp. Forçada (%)
Nuclear	22,4305
Gas	0,6409
Diesel	25,7565
Carvão	18,1170
Outros	1,0240

Tabela 3 – Indisponibilidades forçadas das interligações

Interligação	Indisp. Forçada (%)
Sudeste – Sul	não tem falhas
Sudeste – Nordeste	0,0602
Sudeste – Imperatriz	0,2475
Nordeste – Imperatriz	0,1043
Norte – Imperatriz	0,1563
Sudeste – Norte	não tem falhas

4.1 Resultados do Cálculo das Métricas do Critério de Garantia de Suprimento de Potência

A portaria MME nº 59/2020 estabelece que o índice LOLP deve ser calculado em base anual, estando limitado a 5%, de onde se infere que este critério corresponde ao índice LOLP médio mensal/ano calculado pelo CONFINT. Assim, a Figura 1 apresenta este índice calculado para o sistema interligado e barra única (Figura 1(a)), e também para os subsistemas Sudeste, Sul, Nordeste e Norte (Figura 1(b)). Nota-se que os valores de LOLP do sistema interligado e do Sul são maiores que os do sistema barra única e dos demais subsistemas, talvez devido a uma deficiência no sistema de geração ou nas interligações. Analisando os índices médios mensais/ano de sensibilidade da interligação Sudeste-Sul (Figura 2(c)), observam-se valores mais elevados, inclusive alcançando valores mensais iguais a 29,3% em Abril/19 e 30% em Março/22, indicando ainda que reforços nesta interligação trariam benefícios para os subsistemas Sul e Sudeste.

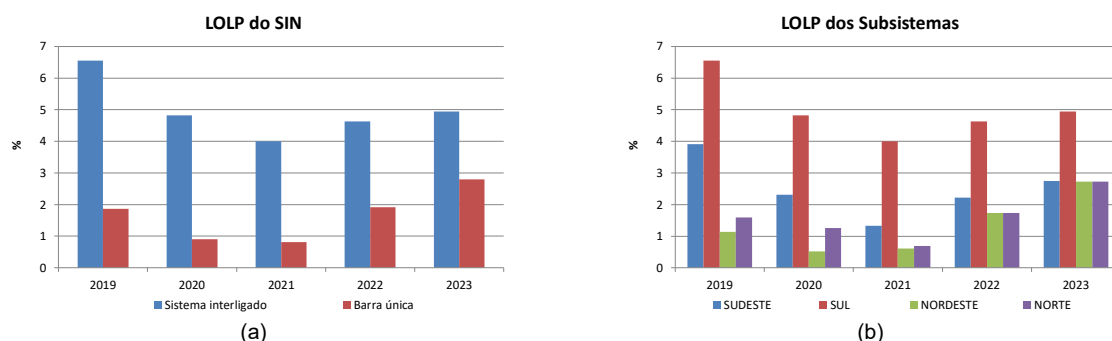


FIGURA 1 – Índice LOLP médio mensal/ano: (a) SIN; e (b) subsistemas.

A portaria MME nº 59/2020 definiu que a LOLP do SIN, calculada em base anual, deve ser limitada a 5%. A LOLP do sistema interligado atende ao critério para os anos de 2020 a 2023, sendo ele violado apenas em 2019 com valor de 6,6%. Por sua vez, a LOLP do sistema barra única atende ao critério em todos os anos do horizonte de planejamento. Observa-se que, com exceção do Sul em 2019, o critério também é atendido para todos os subsistemas.

Embora, os valores da LOLP mensal não façam parte do critério de suprimento definido na Resolução CNPE nº 29/2019, as LOLP mensais do sistema interligado e do Sul são apresentadas nas Figuras 2(a) e 2(b), respectivamente. Nota-se que estes índices têm comportamento e valores praticamente idênticos; comportamento similar é encontrado nos índices de sensibilidade da interligação Sudeste-Sul (Figura 2(c)), evidenciando que o principal modo de falha corresponde aos limites desta interligação.

A Figura 3 apresenta a métrica $CVaR_{95\%}(PNS)$ mensal em percentual da demanda máxima calculada para o sistema interligado, o sistema barra única e para os subsistemas Sudeste e Sul. Nota-se que, exceto para o Sul, o $CVaR_{95\%}(PNS)$ apresenta um comportamento sazonal: no período úmido (dezembro a maio) de cada ano, o $CVaR_{95\%}(PNS)$ é nulo ou pouco significativo; no período seco (junho a novembro) a métrica apresenta valores mais elevados, principalmente nos meses de julho a outubro. Já a Figura 3(d) mostra que para o Sul o $CVaR_{95\%}(PNS)$ apresenta um comportamento diferente com valores maiores no período úmido e valores baixos no período seco, o que pode ser influência do problema na interligação Sudeste-Sul.

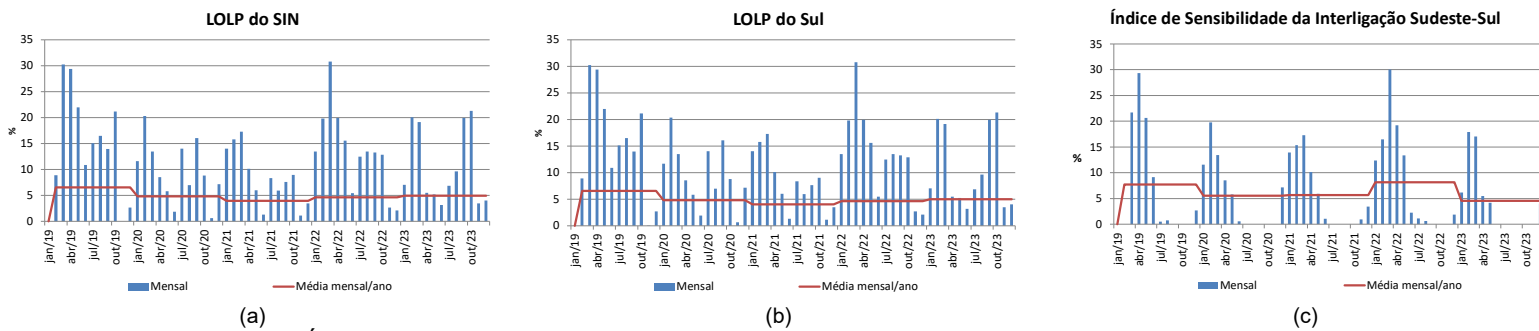


FIGURA 2 – Índices de confiabilidade mensais: (a) LOLP do SIN; (b) LOLP do Sul; e (c) índice de sensibilidade da interligação Sudeste-Sul.

A portaria MME nº 59/2020 definiu que o $CVaR_{95\%}(PNS)$ do SIN, calculado em base mensal, deve ser limitado a 5% da demanda máxima instantânea do SIN. No entanto, para o sistema interligado, Figura 3(a), este limite é violado nos meses do período seco, principalmente em agosto, setembro e outubro. Os $CVaR_{95\%}(PNS)$ do sistema barra única e do Sudeste (Figuras 3(b) e 3(c), respectivamente) apresentam o mesmo comportamento. Por outro lado, para o Sul o critério é violado em quase todos os meses do período de estudo.

Ressalta-se que, embora não apresentado neste trabalho, além do $CVaR_{\alpha\%}(PNS)$ mensal, o CONFINT também calcula o $CVaR_{\alpha\%}(PNS)$ anual e o médio mensal/ano em % da demanda máxima e em MW.

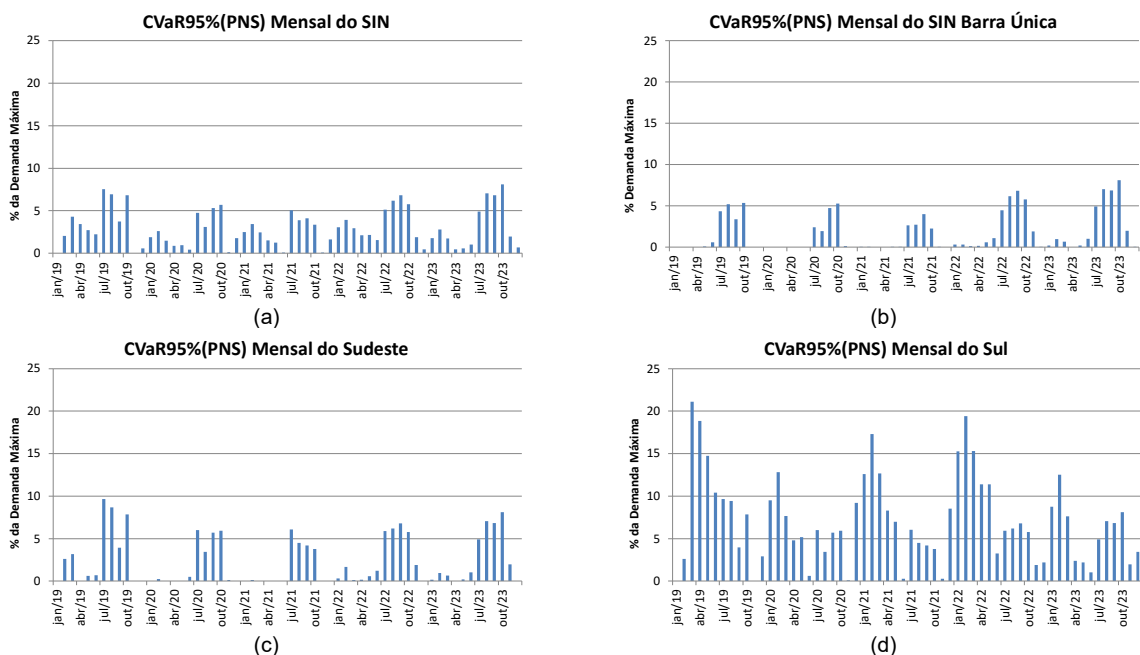


FIGURA 3 – $CVaR_{95\%}(PNS)$ mensal: (a) sistema interligado; (b) sistema barra única; (c) Sudeste e (d) Sul.

5.0 - CONCLUSÃO

Este artigo teve como objetivo descrever a abordagem utilizada para o cálculo no modelo CONFINT, do novo critério geral de garantia de suprimento para aferição da adequabilidade no atendimento à potência do SIN, definido pela Resolução CNPE nº 29/2019. Um aspecto relevante nesta análise é a representação adequada dos troncos de interligação, incluindo falhas e limites de capacidade nos intercâmbios de potência entre os diversos subsistemas ou regiões interligadas, como é realizada no modelo CONFINT.

Assim, para avaliar o critério LOLP do SIN em base anual, foram implementadas, no CONFINT, duas métricas, a LOLP média mensal/ano, que refere-se a probabilidade de corte de carga em qualquer mês do ano, e a LOLP anual que refere-se à probabilidade de ocorrência de corte de carga em um ano. Já o cálculo do $CVaR_{95\%}(PNS)$ foi implementado tanto em base mensal quanto em valores anual e médio mensal/ano. Estas métricas são calculadas para o sistema interligado, para o sistema barra única (sem considerar a rede de transmissão) e por subsistemas.

Para ilustrar o cálculo destas métricas, foi realizado um estudo de caso utilizando uma configuração modificada do Plano Mensal de Operação de fevereiro/2019. Os valores de LOLP do sistema interligado e do Sul foram maiores que os do sistema barra única e do Sudeste devido aos limites da interligação Sudeste-Sul, indicando que reforços nesta interligação trariam benefícios para os subsistemas Sul e Sudeste. Adicionalmente, observou-se que, exceto para 2019, a LOLP do SIN atendeu ao critério para todos os anos do horizonte de planejamento.

Por sua vez, o $CVaR_{95\%}(PNS)$ do sistema interligado apresentou comportamento sazonal com valores elevados no período seco (junho a novembro), violando assim o critério de suprimento, e com valores nulos ou poucos significativos no período úmido (dezembro a maio). Os $CVaR_{95\%}(PNS)$ do sistema barra única e dos subsistemas Sudeste e Sul apresentaram comportamento semelhante, porém, o Sul com valores mais elevados.

As análises evidenciaram a versatilidade e a capacidade do modelo CONFINT nas análises de atendimento à ponta de sistemas interligados, em especial para o cálculo das métricas do novo critério geral de garantia de suprimento para aferição da adequabilidade do atendimento à potência do SIN, preconizados pela Resolução CNPE nº 29 de 12 de dezembro de 2019, e considerando ainda uma adequada representação dos troncos de interligação.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) CNPE - Conselho Nacional de Política Energética, 2019, Resolução CNPE nº 29, de 12 de dezembro de 2019.
- (2) MME- Ministério de Minas e Energia, Portaria Nº 59, de 20 de fevereiro de 2020.
- (3) Maceira, M.E.P., Melo, A. C. G., Zimmermann, M. P., "Application of Stochastic Programming and Probabilistic Analysis as Key Parameters for Real Decision Making regarding Implementing or Not Energy Rationing – A Case Study for the Brazilian Hydrothermal Interconnected System," 19th Power Systems Computation Conference - PSCC, Genoa, Italy, June 2016.
- (4) Maceira, M. E. P., Penna, D. D. J., Diniz A. L., Pinto, R. J., Melo, A. C. G., Vasconcellos, C. V., Cruz, C. B., "Twenty Years of Application of Stochastic Dual Dynamic Programming in Official and Agent Studies in Brazil – Main Features and Improvements on the NEWAVE Model," 20th Power System Computation Conference - PSCC, Dublin, Ireland, 11-15 June 2018.
- (5) Maceira, M. E. P., Batista, F. R. S., Cerqueira, L. F., Melo, A. C. G., Marzano, L. G., Olasagasti, R. R., "A Probabilistic Approach to Define the Amount of Energy to be Traded in Hydro Dominated Interconnected Systems," 20th Power Systems Computation Conference – PSCC, Dublin, Ireland, 11-15 June, 2018.
- (6) Melo, A. C. G., Oliveira, G. C., Cunha, S. H. F., Pereira, M. V. F., "Analytically Based Frequency and Duration Calculations for Multi-Area Reliability Evaluation," 11th Power Systems Computation Conference - PSCC, Avignon, France, August 30 - September 03 1993.
- (7) Justino, T. C., Marzano, L. G. B., Melo, A. C. G., Maceira, M. E. P., Batista, F. R. S., "Incorporating Multi-Area Reliability Concepts to the Evaluation of the Brazilian Power System Capacity to Supply the Peak Load," 19th Power Systems Computation Conference - PSCC, Genoa, Italy, 20-24 June 2016.
- (8) Marzano, L. G. B., Batista, F. R. S., Maceira, M. E. P., Melo, A. C. G., Justino, T. C., Ginaid, A., "A Multi-Area Approach to Evaluate the Brazilian Power System Capacity to Supply the Peak Load Demand Using Detailed Simulation Model of Power Plants Operation," 18th Power Systems Computation Conference - PSCC, Wroclaw, Poland, 18-22 August 2014.
- (9) Ford, L., Fulkerson, D., Flows in Networks, Princeton University Press, 1962.
- (10) Oliveira, G. C. S., Cunha, H. F., Pereira, M. V. F., "A Direct Integration for Multi-Area Reliability Evaluation," IEEE Transactions on Power Systems, vol. PWRS-2, Nº 4, pp. 934-942, Nov. 1987.
- (11) Lee, F., "Multi-Area Reliability Evaluation," IEEE Transactions on Power Systems, vol. PWRS-2, Nº 4, Nov. 1987.
- (12) Endrenyi, J., Reliability Modeling in Electric Power Systems, John Wiley & Sons, New York, USA, 1978.
- (13) Singh, C., Lago-Gonzalez, A., "Improved Algorithms for Multi-Area Reliability Evaluation Using the Decomposition / Simulation Approach," paper No. 88 SM 691-8, IEEE Summer Power Meeting, Portland, 1988.

- (14) Leite da Silva, A. M., Melo, A. C. G., Cunha, S. H. F., "Generation Capacity Reliability Evaluation of Large Scale Hydrothermal Systems," IEE Proceedings, Part C, Vol. 138, N° 1, January 1991.
- (15) Bonneville Public Authority (BPA), "2015 Pacific Northwest Loads and Resources Study Systems – The White Book," Technical Report BPA, January 2016.
- (16) Uryasev, S., "Conditional Value-at-Risk: Optimization Algorithms and Applications," Financial Engineering News, No. 14, February, 2000,1-5.
- (17) Rockafellar, R. T., Uryasev, S., "Optimization of Conditional Value-At-Risk," The Journal of Risk, Vol. 2, No. 3, 2000, 21-41.
- (18) Sarykalin, S., Serraino, G., Uryasev, S., "Value-at-Risk vs. Conditional Value-at-Risk in Risk Management and Optimization," Tutorials in Operations Research, INFORMS 2008.
- (19) Melo, A. C. G., Rodrigues, A. F., Batista, F. R. S., Marzano, L. G. B, Maceira, M. E. P., "Dominant Contracting Strategies for Hydropower Projects Considering Inflow Uncertainties – Application to the Brazilian Case," IEEE Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Boise, Idaho, USA, 24-28 June, 2018.
- (20) MME - Ministério de Minas e Energia/EPE - Empresa de Pesquisa Energética, Plano Decenal de Expansão de Energia 2029. Relatório Técnico EPE, 2020.
- (21) Porto & Sá Consultoria LTDA., Relatório Final de Aspectos para Modelagem do Sistema Interligado Nacional nas Aplicações do Modelo CONFINT, elaborado para o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Janeiro de 2005.

DADOS BIOGRÁFICOS



Thatiana Conceição Justino é graduada em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (2005), possui mestrado em Engenharia Elétrica (2009) e doutorado em Engenharia de Sistemas e Computação (2020) ambos pela COPPE/UFRJ. Desde 2006 é pesquisadora do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), onde tem trabalhado no desenvolvimento de estudos e modelos computacionais associados aos planejamentos da expansão e da operação energéticos de longo e médio prazo, confiabilidade de sistemas de potência, análise de decisão multicritério e previsão de carga no curto prazo.



Albert Cordeiro Geber de Melo é Engenheiro Eletricista (UFPE-1983), Mestre (1986) e Doutor (1990) pela PUC-Rio. Atualmente é Professor Adjunto do Instituto de Matemática e Estatística da UERJ. Trabalhou como Pesquisador no CEPEL (1985-2020), onde exerceu vários cargos gerenciais, incluindo Diretor de P&D (Jan/2005-Jul/2008) e Diretor-Geral (Ago/2008–Jan/2017). Tem experiência na coordenação e desenvolvimento de projetos, metodologias e sistemas computacionais em sistemas de energia elétrica. Representou o Brasil em diversos fóruns internacionais, incluindo ONU, *Clean Eenergy Ministerial*, *Mission Innovation* e Agência Internacional de Energia-IEA, onde foi Coordenador Técnico do Programa de Trabalho entre o Brasil e a IEA (2011-2016). É *Distinguished Member* do CIGRÉ, *Senior Member* do IEEE e Membro Titular da Academia Nacional de Engenharia.