



**XXIV SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

CB/GPL/09

22 a 25 de outubro de 2017
Curitiba - PR

GRUPO - VII

GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL

ANÁLISE DE ATENDIMENTO À PONTA DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO CONSIDERANDO CONCEITOS DE CONFIABILIDADE MULTI-ÁREA

**Thatiana C. Justino^{1(*)} Luiz Guilherme B. Marzano¹ Albert C. G. Melo^{1,2} Maria Elvira P. Maceira^{1,2}
Fábio R. S. Batista¹**

¹CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

²UERJ – Universidade do Estado do Rio de Janeiro

RESUMO

Neste trabalho é discutida a adoção de conceitos de confiabilidade multi-área na avaliação do atendimento à demanda máxima prevista (ponta) do Sistema Interligado Nacional - SIN. Os índices de confiabilidade calculados pelo modelo computacional adotado podem auxiliar tanto na identificação de possíveis deficiências do sistema no atendimento à ponta, quanto no cálculo de custos marginais de potência, que podem sinalizar as opções de reforços de geração nos subsistemas ou nas interligações. Adicionalmente, é discutida uma metodologia para estimar a *carga crítica de potência*, i.e., a maior demanda de potência que um sistema de geração hidrotérmico pode atender considerando um critério de suprimento de potência. Os resultados obtidos encorajam a continuidade dos estudos a fim de estabelecer tal critério.

PALAVRAS-CHAVE

Confiabilidade multi-área, Análise de adequação, Sistemas hidrotérmicos, Atendimento à ponta de carga, Planejamento da expansão.

1.0 - INTRODUÇÃO

O Governo Brasileiro tem publicado anualmente o Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE (1). Entre outros resultados, o PDE apresenta um cronograma indicativo da expansão da geração e das principais interligações entre os subsistemas o qual, por sua vez, subsidia o processo licitatório para garantir o abastecimento adequado ao crescimento projetado do mercado de energia.

A expansão da geração de energia elétrica deve ocorrer de forma sócio e ambientalmente sustentável, atendendo aos critérios de minimização dos custos de expansão e operação esperados, e de segurança de suprimento. Com relação ao critério de segurança de suprimento, estabelece-se que o plano de expansão deve atender a igualdade entre os custos marginais de operação e o custo marginal de expansão, respeitado o risco de déficit médio anual de energia limitado a 5%.

O PDE também emprega uma abordagem simplificada para a avaliação do atendimento à ponta, i.e., para verificar a capacidade do sistema planejado atender à demanda máxima prevista, e analisar as condições deste atendimento (1). Ressalta-se que, atualmente, nestas análises, alguns parâmetros relevantes têm sido representados de forma simplificada, como é o caso da altura de queda e do volume armazenado nos reservatórios das usinas hidrelétricas, onde os valores individualizados são obtidos a partir de um processo de extrapolação a partir dos armazenamentos dos reservatórios equivalentes de energia, produzidos pelo modelo NEWAVE (2).

(*) A. Horácio de Macedo, n° 354 – sala 230 – CEP 21.941-911 Rio de Janeiro, RJ, – Brasil
Tel: (+55 21) 2598-6228 – Fax: (+55 21) 2598-6482 – Email: thatiana@cepel.br

No sentido de propor aperfeiçoamentos metodológicos, recentemente o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL publicou dois trabalhos sobre o tema. No primeiro (3), foi discutida a utilização de modelos de simulação a usinas individualizadas no cálculo das potências disponíveis das usinas hidrelétricas. Com isso, parâmetros como a altura de queda e o volume armazenado dos reservatórios foram tratados individualizadamente. Ainda em (3), é apresentada uma avaliação da capacidade de atendimento à demanda máxima prevista do Sistema Interligado Nacional (SIN) através de um balanço de potência segundo uma abordagem do tipo sistema barra única, que assume que não há restrições de transferência de potência entre os subsistemas. No segundo trabalho (4), a proposta apresentada em (3) foi estendida de modo a incorporar ao balanço de potência uma avaliação multi-área que considera limites de transferência de potência entre subsistemas. Nestes trabalhos, adotou-se o modelo SUISHI (4), desenvolvido pelo CEPEL, para a realização da simulação da operação do sistema a usinas individualizadas.

Vale destacar que em (3) e (4), não foram considerados os impactos de saídas forçadas (falhas) aleatórias de unidades geradoras e interligações entre subsistemas, as quais foram levadas em consideração em (5).

Este trabalho tem como objetivos: (i) avaliar a utilização de um modelo de análise de confiabilidade de sistemas interligados (ou multi-área) para auxiliar a avaliação da capacidade de atendimento à ponta do SIN; e (ii) propor uma metodologia, baseada em conceitos de confiabilidade multi-área, para estimar a carga crítica de potência, i.e., a demanda máxima de potência que um sistema de geração pode atender considerando um critério de suprimento de potência. Neste trabalho é utilizado o modelo CONFINT (6)-(7), desenvolvido pelo CEPEL, que leva em conta a perda de potência pelo deplecionamento dos reservatórios, saídas forçadas (falhas) aleatórias de unidades geradoras, manutenção programada, curva de carga do sistema, falhas e limites das capacidades das interligações entre subsistemas.

Entre os índices de confiabilidade fornecidos pelo modelo CONFINT destacam-se a probabilidade de perda de carga (LOLP - Loss of Load Probability), o valor esperado de potência não suprida (EPNS - Expected Power Not Supplied) e os índices de frequência e duração (F&D) como por exemplo a frequência de perda de carga (LOLF - Loss of Load Frequency).

Ressalta-se que o modelo CONFINT, além de quantificar o risco do não atendimento da demanda prevista, também fornece importantes subsídios para a definição de margens de reserva de potência e identificação dos subsistemas e interligações com necessidades de reforços.

Resultados numéricos obtidos com uma variante da configuração de referência do SIN adotada no PDE 2015-2024 (1) são apresentados e discutidos.

2.0 - AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS INTERLIGADOS

Em sistemas de geração 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 aflúncias 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.

Desde a década de 90, o CEPEL tem desenvolvido o modelo CONFINT (6)-(7) cujo objetivo é 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 (8). Os índices de confiabilidade são calculados analiticamente pelo método de Integração Direta (9)-(10) ou por simulação estocástica (simulação Monte Carlo (11),(14)). 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 barra única, o sistema com interligação, para cada subsistema e para cada nível da curva de carga considerada. 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. Os estados do sistema avaliados pelo CONFINT são compostos por: (i) estados das unidades geradoras; (ii) estados das interligações entre os subsistemas; (iii) patamar 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 (11)-(15).

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 (8)

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 (8) 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 - METODOLOGIA PROPOSTA PARA ESTIMAR A MAIOR DEMANDA QUE UM SISTEMA HIDROTÉRMICO PODE ATENDER CONSIDERANDO UM CRITÉRIO DE CONFIABILIDADE MULTI-ÁREA

Para o sistema de geração brasileiro, a avaliação da capacidade do sistema atender à demanda máxima prevista, tem sido realizado através de balanço de potência, ou seja, a potência disponível do sistema é comparada com a sua demanda máxima. A potência disponível do sistema é dada pela soma das potências disponíveis de todas as usinas do sistema. Especificamente para as usinas hidrelétricas, atualmente, a potência disponível é estimada de forma simplificada através da desagregação de informações associadas a reservatórios equivalentes que são diretamente extrapoladas para cada usina hidrelétrica. Maiores detalhes são dados em (1).

Um primeiro aprimoramento desta metodologia foi proposto em (3)-(4). A potência disponível das usinas hidrelétricas foram obtidas através de um modelo de simulação da operação a usinas individualizadas no qual parâmetros, como altura de queda e a evolução do volume armazenado nos reservatórios das usinas hidrelétricas, são considerados individualizadamente. Em seguida, os cenários de potências disponíveis e capacidades de intercâmbio entre os subsistemas são utilizados, em uma metodologia com abordagem multi-área, para avaliar a capacidade do sistema atender a demanda máxima. Porém, as saídas forçadas aleatórias dos equipamentos não foram consideradas. Em (5) foi apresentada uma análise de atendimento à ponta onde as saídas forçadas dos equipamentos foram consideradas.

Baseado nos conceitos descritos em (16) para um sistema de duas áreas, este trabalho estende as metodologias propostas em (3)-(4) a fim incorporar conceitos de confiabilidade multi-área de sistemas hidrotérmicos interligados (5). Neste sentido, é descrita uma metodologia para estimar a maior demanda de potência que um sistema de geração interligado pode atender, considerando um critério de confiabilidade multi-área baseado na análise de adequação dos estados do sistema. Esta demanda é aqui denominada *carga crítica de potência*. Para a sua determinação, a metodologia proposta neste trabalho compreende três passos: (i) obtenção da política de operação associada a uma dada configuração do sistema, através da execução do modelo NEWAVE; (ii) a partir da política de operação fornecida pelo modelo NEWAVE no primeiro passo, execução do modo de simulação hidrotérmica do modelo SUISHI para definir as distribuições de probabilidade das potências disponíveis das usinas hidrelétricas para cada mês do horizonte de estudo; e (iii) execução de um procedimento iterativo com o modelo CONFINT, para definir os valores mensais de *carga crítica de potência* do SIN.

No procedimento iterativo, uma demanda máxima "candidata" é alterada até que um critério de suprimento de potência seja atendido. Este critério pode ser, por exemplo, um valor de referência do índice de probabilidade de perda de carga ($LOLP_{ref}$). Para cada demanda máxima "candidata", realiza-se uma avaliação de confiabilidade e os índices calculados são comparados com o critério de suprimento. O processo iterativo está representado na Figura 1, e compreende as seguintes etapas:

1. Defina uma configuração para sistema;
2. Defina um critério de suprimento de potência, por exemplo, um valor de referência para o índice de probabilidade de perda de carga ($LOLP_{ref}$);
3. Para cada mês do horizonte de estudo faça:
 - 3.1. Defina uma demanda máxima "candidata" inicial;
 - 3.2. Realize uma análise de confiabilidade multi-área;
 - 3.3. Se a $LOLP$ calculada for igual a $LOLP_{ref}$ (considerando uma tolerância), pare, a demanda máxima "candidata" é a *carga crítica de potência do sistema* para a configuração adotada; caso contrário, altere a demanda máxima "candidata", e retorne ao passo (3.2).

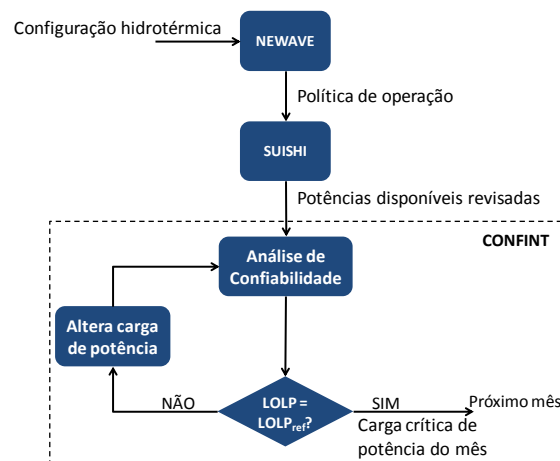


FIGURA 1 – Procedimento para o cálculo da *carga crítica de potência* em sistemas hidrotérmicos

Uma vez que, para a configuração adotada, a *carga crítica de potência do sistema* é obtida, ela pode ser comparada com a demanda máxima prevista. Esta comparação provê uma indicação da necessidade de expansão do sistema através da adição de novas capacidades de geração e/ou reforços em interligações. Em mercados de energia que adotam esquemas de leilões para a expansão do sistema, como é o caso do Brasil, esta informação é muito importante.

Adicionalmente, como este processo realiza análises probabilísticas de confiabilidade multi-área, um dos subprodutos do modelo CONFINT é o valor esperado das sensibilidades em relação a localização de reforços de geração ($LOLP$ das áreas) e de interligações. Estes dados podem ser usados como orientação para a definição de reforços durante o processo de planejamento, e/ou realização de leilões específicos para capacidade de ponta. Vale ainda ressaltar que as $LOLP$ das áreas quando multiplicadas pelos custos de déficit de potência correspondem a custos marginais de potência; como consequência, as interligações podem ser vistas como

agentes que compram potência nas áreas com baixos custos marginais e vende para outras áreas com custos marginais maiores.

4.0 - ESTUDO DE CASO

4.1 Configuração do Sistema

O caso utilizado neste trabalho é baseado na configuração adotada no PDE 2024 (1), onde o Sistema Interligado Nacional (SIN) é composto pelos subsistemas Sudeste, Sul, Nordeste, Norte, Itaipu, Acre/Rondônia, Manaus/Amapá/Boa Vista, Belo Monte e Teles Pires/Tapajós.

Foi considerada uma curva de carga composta pelos três patamares correspondentes às três horas de pico de carga do sistema, cujos níveis equivalem a 100%, 94% e 91% da demanda máxima do SIN. As demandas máximas dos subsistemas foram calculadas com base em informações descritas em (1). Entretanto, os valores das cargas dos subsistemas foram alterados para se evidenciar aspectos específicos da metodologia proposta.

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 (17).

Tabela 1 – Dados de estatística de falha das unidades geradoras das usinas hidrelétricas

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

Tabela 2 – Dados de estatística de falha das unidades geradoras das usinas termelétricas

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

Tabela 3 – Dados de estatística de falha das interligações

Interligação	Indisponibilidade (%)	Interligação	Indisponibilidade (%)
Sudeste – Sul	não tem falhas	Acre/Rondônia – Sudeste	0,1646
Sudeste – Nordeste	0,0602	Xingu – Sudeste	0,2475
Sudeste – Imperatriz	0,2475	Norte – Xingu	0,0566
Nordeste – Imperatriz	0,1043	Xingu – Imperatriz	0,2475
Norte – Imperatriz	0,1563	Belo Monte – Xingu	0,0549
Sudeste – Teles Pires/Tapajós	0,0837	Xingu – Manaus/Amapá/Boa vista	0,0549

4.2 Resultados da Análise de Confiabilidade Multi-Área

As Figuras 2 e 3 apresentam os índices LOLP e EPNS, respectivamente para o SIN e para o subsistema Sudeste, compreendendo os anos 2018 a 2024.

A partir da Figura 2 (a), observa-se que a probabilidade de perda de carga (LOLP) do SIN apresenta um comportamento sazonal: no período úmido (dezembro a maio) de cada ano, o índice LOLP é nulo ou pouco significativo; no período seco (junho a novembro) a LOLP apresenta valores mais elevados, principalmente nos meses de agosto, setembro e outubro. Adicionalmente, há uma tendência de aumento dos valores máximos deste índice ao longo do horizonte de estudo, onde há meses com valores de LOLP superiores a 10%, e até 20% (setembro de 2024), sendo uma das causas possíveis a entrada em operação das usinas hidrelétricas a fio d'água da Amazônia. Para o índice EPNS do SIN (Figura 2 (b)), as constatações são similares.

Comparando as Figuras 2(a) e 3(a), verifica-se que os índices LOLP para o SIN e para o subsistema Sudeste têm comportamento e valores praticamente idênticos; embora não apresentado neste trabalho, comportamento similar

também ocorre com os principais subsistemas, evidenciando que o principal modo de falha corresponde a déficit de potência disponível, e não à limites das interligações. Por sua vez, para os cortes de carga, medidos pelo índice EPNS, também foram obtidos valores crescentes ao longo do tempo, porém de magnitudes relativamente menores, sendo que o maior valor de EPNS (1.081 MW) ocorre em setembro de 2024 e representa 1,9% da demanda máxima do subsistema Sudeste para este mês.

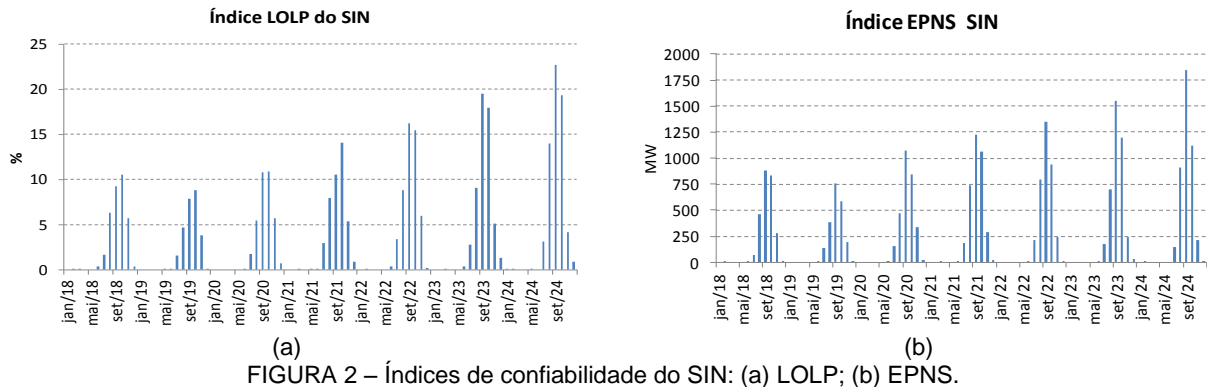


FIGURA 2 – Índices de confiabilidade do SIN: (a) LOLP; (b) EPNS.

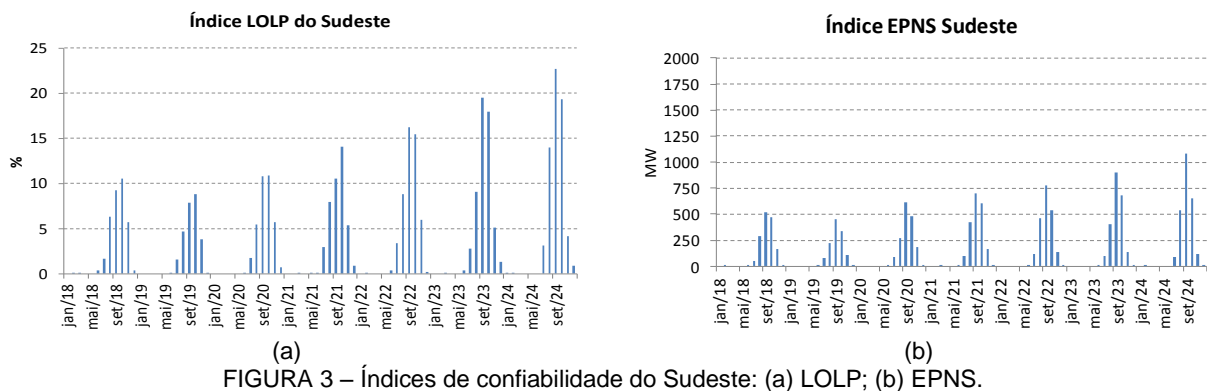


FIGURA 3 – Índices de confiabilidade do Sudeste: (a) LOLP; (b) EPNS.

4.3 Resultados do Cálculo da Demanda Máxima de Potência

A metodologia descrita na seção 3 foi aplicada para a configuração do ano de 2024, a fim de se estimar a *carga crítica de potência*, i.e., a demanda máxima de potência que esta configuração pode atender, ao longo dos meses do ano, sem violar um critério de suprimento de potência pré-estabelecido, no caso $LOLP_{ref}$ igual a 5%.

A Tabela 4 apresenta, para janeiro a dezembro de 2024, os valores utilizados como demanda máxima candidata "inicial", assim como os índices LOLP obtidos. Estes índices LOLP foram calculados utilizando o método de simulação Monte Carlo, onde as incertezas sobre as estimativas da LOLP, medidas pelo coeficiente de variação foram iguais ou inferiores a 1% em todos os casos. Observa-se, novamente, que os índices LOLP apresentam um comportamento sazonal: durante o período hidrológico úmido (dezembro a maio) os valores do índice LOLP são baixos ou nulos, e durante três meses do período seco (agosto a outubro) os valores excedem $LOLP_{ref}$ (5%), alcançando 22,67% em setembro.

Tabela 4 – Índices LOLP considerando a demanda máxima candidata "inicial"

Mês	Demanda máxima candidata "inicial" (MW)	LOLP (%)
Janeiro	92.094	0,00
Fevereiro	96.675	0,01
Março	99.378	0,00
Abril	97.521	0,00
Mai	97.111	0,00
Junho	95.997	0,00
Julho	96.215	3,13
Agosto	97.464	13,96
Setembro	98.379	22,67
Outubro	97.216	19,37

Mês	Demanda máxima candidata "inicial" (MW)	LOLP (%)
Novembro	95.740	4,20
Dezembro	95.103	0,89

A Figura 4 apresenta a *carga crítica de potência* mensal considerando o critério $LOLP_{ref}$ igual a 5%. Em aderência à Tabela 4, durante quase todos os meses a configuração do sistema pode atender a uma demanda de potência que é maior que a demanda de referência; apenas em três meses, agosto, setembro e outubro, a carga crítica de potência calculada foi menor que a demanda de referência. Para esses meses, os déficits de potência foram 9.100 MW, 13.241 MW e 9.109 MW, respectivamente. Conhecida a magnitude dos déficits, uma opção é voltar ao planejamento energético e estudar-se a possibilidade de substituir algumas fontes de geração por outras que agreguem, além de energia, capacidade de ponta; e/ou alocar capacidade de geração adicional em cada subsistema e/ou reforços em interligações. Para isso, podem ser utilizados os subprodutos da análise de confiabilidade multi-área produzido pelo modelo CONFINT, quais sejam, os valores esperados dos custos marginais de potência por subsistema e das sensibilidades de reforços nas interligações.

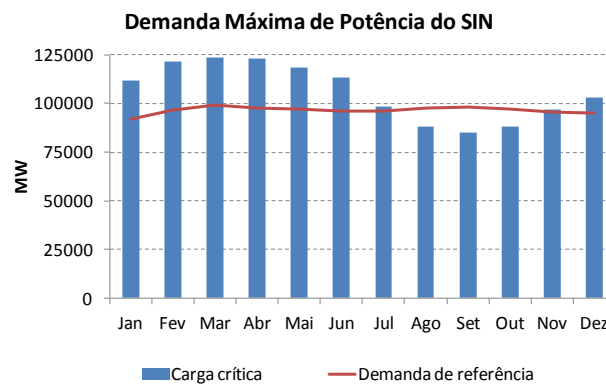


FIGURA 4 – Demanda máxima calculada para $LOLP_{ref} = 5\%$.

5.0 - CONCLUSÃO

Este artigo discutiu uma metodologia para estimar a maior demanda de potência que um sistema de geração pode atender considerando um critério de confiabilidade multi-área baseado em análise de adequação dos estados do sistema.

Para tal, foi utilizado o modelo CONFINT, desenvolvido pelo CEPEL, que realiza a análise de confiabilidade de sistemas hidrotérmicos interligados considerando perda de potência por deplecionamento dos reservatórios, a curva de carga do SIN, indisponibilidades de potência devido a falhas e manutenção de unidades geradoras, e falhas e limites nas capacidades das interligações entre subsistemas. Além disso, o modelo CONFINT utiliza as potências disponíveis das usinas hidrelétricas calculadas a partir de simulações com os modelos NEWAVE e SUSHI, conforme metodologia proposta em (3).

Com relação ao estudo de caso, verificou-se a adequabilidade do modelo CONFINT para a análise de atendimento à ponta do SIN. Obviamente, os resultados são dependentes da configuração e hipóteses adotadas. Com esta ressalva, verificou-se que a evolução dos índices de confiabilidade apresentados possui comportamento sazonal, com valores mais baixos no período úmido de cada ano e elevação no período seco. Adicionalmente, há uma tendência de aumento dos valores máximos destes índices no final do horizonte de estudo, provavelmente associado a entrada em operação das usinas hidrelétricas a fio d'água da Amazônia.

Adicionalmente, como este procedimento realiza várias análises de confiabilidade, um dos subprodutos do modelo CONFINT é o valor esperado das sensibilidades em relação a localização de reforços de geração e de interligações. Estes resultados podem ser utilizados para auxiliar a indicação de reforços no sistema, nas situações em que a *carga crítica de potência* é inferior à demanda de potência planejada.

O procedimento descrito para estimar a maior demanda de potência que um sistema hidrotérmico de geração pode atender considerando um critério de confiabilidade multi-área (*carga crítica de potência*) mostrou-se eficaz. Os resultados obtidos encorajam a continuidade dos estudos para outras configurações do SIN com o objetivo de estabelecer um critério a ser utilizado na metodologia proposta.

Neste sentido, seria importante realizar a atualização das estatísticas de falha adotadas (dados de 2005).

Estatísticas de falha mais atuais de usinas hidrelétricas já foram calculadas e das usinas termelétricas estão sendo atualizadas. Outro aspecto é estender a metodologia proposta para considerar usinas não despacháveis centralizadamente, tais como usinas eólica e solar. Nos estudos realizados neste trabalho, estas fontes foram representadas de forma simplificada.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Ministério de Minas e Energia (MME) / Empresa de Pesquisa Energética (EPE), "Plano Decenal de Expansão de Energia 2024", Dezembro de 2015.
- (2) Maceira, M.E.P., Duarte, V.S., Penna, D.D.J., Moraes, L.A.M., Melo, A.C.G., Ten Years of Application of Stochastic Dual Dynamic Programming in Official and Agent Studies in Brazil - Description of the NEWAVE Program, Proceedings of the 16th Power Systems Computation Conference, Glasgow, Scotland, 2008.
- (3) Marzano, L.G.B., Batista, F.R.S., Maceira, M.E.P., Melo, A.C.G., Justino, T.C., Ginaid, A., Avaliação da Capacidade de Atendimento à Ponta do Sistema Elétrico Brasileiro Utilizando Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas, XXII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Brasília, 2013.
- (4) 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, Proceedings of the 18th Power Systems Computation Conference, Wroclaw, Poland, 2014.
- (5) 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, Proceedings of the 19th Power Systems Computation Conference, Genoa, Italy, 2016.
- (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," in Proc. 1993 Power Systems Computation Conference, Avignon, France.
- (7) Justino, T.C., Borges, C.L.T., Melo, A.C.G., Multi-Area Reliability Evaluation Including Frequency and Duration Indices with Multiple Time Varying Load Curves, International Journal of Electrical Power and Energy Systems 42 (2012), pp. 276-284.
- (8) Ford, L., Fulkerson, D. Flows in Networks, Princeton University Press, 1962.
- (9) G. C. Oliveira, S. H. F. Cunha, M. V. F. Pereira, "A Direct Integration for Multi-Area Reliability Evaluation," IEEE Transactions on Power Systems, vol. PWRS-2, N° 4, pp. 934-942, Nov. 1987.
- (10) F. Lee, "Multi-Area Reliability Evaluation," IEEE Transactions on Power Systems, vol. PWRS-2, N° 4, Nov. 1987.
- (11) J. Endrenyi, Reliability Modeling in Electric Power Systems, John Wiley & Sons, New York, USA, 1978.
- (12) R. Billinton, R. Allan, Reliability Evaluation of Power Systems, Pitman Advanced Publishing Program, New York, USA, 1984.
- (13) A. M. L. Silva, A. C. G. Melo, S. H. F. Cunha, "A Frequency and Duration Method for Reliability Evaluation of Large Scale Hydrothermal Generating Systems," in 1991 IEE Proceedings Pt. C.
- (14) 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.
- (15) Singh, C., Forced Frequency Balancing Technique for Discrete Capacity System, IEEE Trans. on Reliability, vol. R-32, Outubro de 1983.
- (16) Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos / Grupo Coordenador para Operação Interligada, "Estabelecimento de Critérios Probabilísticos de Suprimento de Energia Elétrica e Sua Aplicação", Relatório Técnico, 1984.
- (17) 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.

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Thátiana Conceição Justino é graduada em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (2005), possui o título de mestre em Engenharia Elétrica pela COPPE/UFRJ (2009). Atualmente está cursando o doutorado em Engenharia de Sistemas e Computação 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 e previsão de carga no curto prazo.



Luiz Guilherme Barbosa Marzano é graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro (1995), e possui os títulos de mestre (1998) e doutor (2004) em Engenharia Elétrica pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Desde 1996 é pesquisador do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), onde tem trabalhado na coordenação e desenvolvimento de estudos e modelos computacionais associados ao planejamento da expansão energética de curto, médio e longo prazo, ao planejamento da operação energética de médio prazo, à confiabilidade de sistemas de potência e à análise de risco de investimentos em geração e transmissão de energia elétrica.



Albert Cordeiro Geber de Melo é graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Pernambuco (1983), possuindo o título de mestre (1986) e doutor (1990) em Ciências em Engenharia Elétrica pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Desde 1985 é pesquisador do CEPEL, trabalhando na coordenação e no desenvolvimento de projetos e sistemas computacionais nas áreas de confiabilidade em sistemas de potência, planejamento da expansão de geração, transmissão e novas renováveis; planejamento da operação, métodos de alocação eficiente de custos, análise de risco econômico-financeira de projetos, desenvolvimento sustentável e política energética. Exerceu vários cargos gerenciais no CEPEL, sendo os últimos: Diretor de Pesquisa e Desenvolvimento (Jan 2005 – Jul 2008) e Diretor-Geral (Ago 2008 – Jan 2017). Também é Professor Adjunto da Universidade Estadual do Rio de Janeiro, e membro do CIGRÉ e IEEE.



Maria Elvira Piñeiro Maceira é graduada em Engenharia Civil pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (1983), possui mestrado (1989) e doutorado (1994) em Engenharia Civil pela COPPE/UFRJ. Desde 1985 é pesquisadora do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL, atuando no desenvolvimento de metodologias e modelos computacionais nas áreas de planejamento da expansão e operação de sistemas hidrotérmicos, otimização estocástica, hidrologia estocástica, desenvolvimento sustentável de hidroeletricidade, confiabilidade e análise de riscos. De Dezembro de 1999 a Janeiro de 2017, exerceu a chefia da área de otimização energética do CEPEL, através do Programa de Pesquisa Energética e do Departamento de Otimização Energética e Meio Ambiente. Também é Professora Adjunta da Universidade Estadual do Rio de Janeiro e membro do Cigré.



Fabio Rodrigo Siqueira Batista é graduado em Engenharia Civil pela Universidade Federal do Espírito Santo (1999), possuindo o título de mestre (2002) e doutor (2007) em Engenharia de Produção pela PUC-Rio, onde é professor adjunto desde 2007. Desde 2001 é pesquisador do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), onde tem trabalhado na coordenação e desenvolvimento de projetos e modelos computacionais relativos a análise de risco de investimentos em geração e transmissão de energia elétrica, assim como em projetos associados ao planejamento da operação energética de médio prazo em sistemas hidrotérmicos interligados.