

Avaliação da confiabilidade de sistemas com diferentes níveis de inserção da fonte Solar Fotovoltaica

Beatriz S. Buss. Leonardo E. Bremermann

Núcleo Tecnológico de Energia Elétrica, EES, INESC P&D Brasil, Universidade Federal de Santa Catarina, Araranguá – SC, CEP 88905-120 (e-mails: beatriz.buss@grad.ufsc.br, leonardo.bremermann@ufsc.br)

Abstract: The planning of electrical power systems is becoming increasingly complex due to the significant insertion of renewable sources in the electric systems. This study, aims to evaluate the generation systems reliability using the IEEE RTS 96 HW test system with different penetration levels of solar generation. Data from wind, water and solar generation series were considered to describe the stochastic behavior of the renewable resources. Markov Models are used to represent the failure/repair cycle of these electric system components and the Sequential Monte Carlo Simulation is used to obtain an histogram of the events in order to evaluate the static and operational reserves of the generation systems.

Resumo: O planejamento dos sistemas elétricos de potência vem se tornando cada vez mais complexo devido à inserção, cada vez mais significativa, de fontes renováveis de energia. Este estudo, visa avaliar a confiabilidade de sistemas de geração, utilizando o sistema teste IEEE RTS 96 HW com a inserção de diferentes níveis de penetração da geração solar fotovoltaica. Foram considerados dados de séries anuais de geração eólica, hídrica e solar para descrever o comportamento estocástico do recurso de cada fonte. Os Modelos de Markov representam o ciclo falha/reparo das unidades de geração e o método de Simulação de Monte Carlo Sequencial possibilita obter histogramas dos eventos para avaliar as reservas estática e operacional do sistema de geração.

Keywords: renewable energy; static reserve; operating reserve; Sequential Monte Carlo Simulation; Markov Models.

Palavras-chaves: energia renovável; reserva estática; reserva operacional; Simulação de Monte Carlo Sequencial; Modelos de Markov.

1. INTRODUÇÃO

Os Sistemas de Energia Elétrica (SEEs) são formados por diversos equipamentos e instalações em toda sua estrutura de produção e fornecimento. Um dos aspectos principais do planejamento dos SEEs, é avaliar a flexibilidade dos sistemas de geração de energia elétrica. Este fator, também está relacionado à inserção de fontes renováveis que possuem características de geração variáveis.

Motivados, inicialmente, pela preocupação com as alterações climáticas e redução das emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) e, atualmente pela significativa redução nos preços, que estão cada vez mais competitivos, a implantação deste tipo de fonte de energia vem ganhando espaço nos sistemas de geração. De acordo com a *International Energy Agency* (IEA), fontes de energia elétrica como solar fotovoltaica e eólica apresentaram um crescimento expressivo nos últimos anos, partindo de uma geração mundial de 4 TWh e 104 TWh em 2005, respectivamente, e registrando produção de 444 TWh e 1.127 TWh no ano de 2017 (IEA, 2019).

No Brasil, os cenários de expansão de fontes renováveis seguem a tendência mundial. Segundo o último Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), divulgado pela Empresa de

Pesquisa Energética (EPE) referente ao ano de 2027, a estimativa de expansão da fonte solar fotovoltaica é de 1.000 MW/ano e da fonte eólica é de 2.500 MW/ano, resultado que manteve estas fontes com as maiores taxas crescimento anual entre as renováveis descritas no documento (Brasil, 2018).

Destaca-se que este trabalho visa avaliar o Sistema Elétrico de Potência (SEP) no âmbito do planejamento de longo prazo, e estudos como o de alocação dinâmica da reserva, discutidos por Yang *et al.* (2019), Wu *et al.* (2019) e Nijhuis, Rawn, Gibescu (2014), que visam apresentar soluções para a alta variabilidade da produção de energia de fontes renováveis, como solar e eólica, em um curto período de tempo, problema este que não afeta apenas a disponibilidade de energia, mas também, outros parâmetros da operação (níveis frequência, etc.), não foram considerados neste trabalho.

Este estudo tem por objetivo, então, avaliar a adequação de sistemas de geração com inserção de fontes renováveis de energia, principalmente a solar, através do método de Simulação de Monte Carlo Sequencial (SMCS). O estudo fornece resultados de reserva estática e operacional para diferentes níveis de penetração da geração solar no sistema

teste IEEE RTS 96 HW, que também considera a presença expressiva de outras fontes renováveis, como eólica e hídrica.

O artigo está organizado da seguinte forma. Na seção 2, são apresentados os métodos de avaliação de longo prazo, definidos os índices de confiabilidade e conceituada a SMCS. Na seção 3, são descritos os modelos dos componentes dos SEEs e caracterização das séries de fontes renováveis. Na seção 4, o sistema teste e os cenários de integração da geração solar fotovoltaica são apresentados. A seção 5, apresentada a discussão dos resultados obtidos. Por fim, a conclusão é descrita na seção 6.

2. AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE GERAÇÃO INTRODUÇÃO

A análise da confiabilidade é avaliada através de índices de perda de carga, que fornecem informações do sistema elétrico referente a falta de capacidade e flexibilidade para suprir a carga devido às variações de geração e carga e, eventos de falha fortuitas e/ou programadas para manutenção. Este trabalho considera o modelo de barra única (geração-carga), comumente conhecido como Nível Hierárquico 1 (NH1) e calcula os seguintes índices de confiabilidade (Billinton; Alan, 1996):

- Probabilidade da Perda de Carga (LOLP - *Loss of Load Probability*);
- Expectativa da Perda de Carga (LOLE - *Loss of Load Expectation*);
- Potência Esperada Não Fornecida (EPNS - *Expected Power Not Supplied*);
- Energia Esperada Não Fornecida (EENS - *Expected Energy Not Supplied*);
- Frequência da Perda de Carga (LOLF - *Loss of Load Frequency*);
- Duração da Perda de Carga (LOLD - *Loss of Load Duration*).

Estes índices expressam o corte de carga em termos de tempo e frequência e/ou potência e energia.

2.1 Simulação de Monte Carlo Sequencial

O método de SMCS preserva os aspectos cronológicos do sistema. Sua abordagem é baseada na amostragem da distribuição de probabilidade da duração do estado do componente. O método simula o processo estocástico da operação do sistema através do uso de suas distribuições de probabilidades, associadas ao tempo médio de falha (MTTF) e ao tempo médio de reparo (MTTR) de cada componente do sistema (Costa; Venturini; Da Rosa, 2019. Da Rosa *et al.* 2016. Bremermann *et al.* 2014).

O fluxograma apresentado na Fig. 1 descreve as etapas da SMCS. Os critérios de parada utilizados são o número de anos amostrados ($N_{máx}$) e o coeficiente de convergência ($\beta_{máx}$), que neste estudo são, respectivamente, 10.000 anos e 5 %.

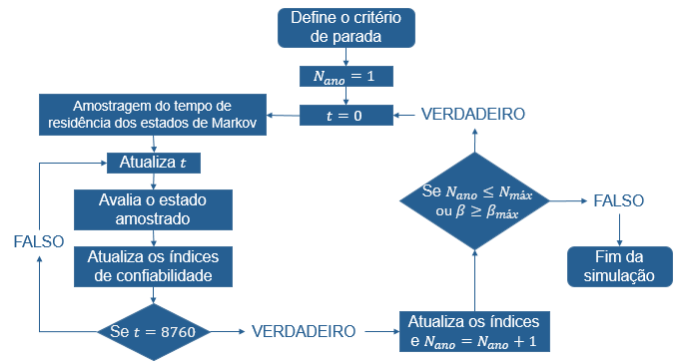


Fig. 1- Fluxograma da Simulação de Monte Carlo Sequencial

2.2 Avaliação de longo prazo de sistema de geração

Na avaliação dos sistemas de geração são realizadas duas diferentes análises: o de segurança e de adequação. O termo adequação refere-se à avaliação de capacidade do sistema de atender ou não a demanda, sendo esta considerada a condição estática. Enquanto a análise de segurança está relacionada com a capacidade de resposta do sistema diante a distúrbios (Billinton; Alan, 1996), não considerada neste trabalho.

2.2.1 Avaliação da Reserva Estática

A avaliação da reserva estática é responsável por verificar a adequação do sistema de geração, ou seja, se a configuração do sistema de geração pretendido é capaz de atender a demanda de carga prevista. A cada estado de transição da SMCS, a seguinte inequação deve ser verificada (Bremermann *et al.* 2014):

$$G - L \leq 0 \quad (1)$$

Onde G é a capacidade de geração disponível do sistema e L representa a carga convencional prevista. Tanto a geração quanto a carga estão sujeitos a variações, que podem ser ocasionadas pela disponibilidade do equipamento ou da fonte de energia (água, vento e sol), no caso das unidades geradoras, e também pelas incertezas de curto e longo prazo da carga.

Nos eventos em que (1) for verdadeira, ocorre um estado de falha no sistema. Para cada momento da simulação, que o sistema se encontre em um estado de falha, os índices de confiabilidade são calculados. Caso contrário, a simulação passa para a avaliação do próximo estado.

2.2.2 Avaliação da Reserva Operacional

A reserva operacional consiste na avaliação da flexibilidade do sistema quando sujeito a variações de curto prazo, tais como a variação da carga, dos recursos energéticos primários e das saídas forçadas das unidades geradoras. Para a avaliação da reserva operacional, as reservas primárias (reguladoras) e secundárias (girante) são valores predefinidos (constantes). A reserva terciária (não girante) é caracterizada pelos geradores que podem ser sincronizados dentro de até 1 hora (Carvalho; Teixeira; Matos, 2016. Matos *et al.* 2009).

Por definição, a reserva operacional (R_{OPE}) é dada pela soma das reservas secundárias (R_S) e terciárias (R_T), como descrito pela equação (2) (Vieira *et al.* 2020. Carvalho; Teixeira; Matos, 2016):

$$R_{OPE} = R_S + R_T \quad (2)$$

Por sua vez, a soma das reservas primária e secundária deve ser maior que as variações do sistema, como apresentado em (3):

$$R_{OPE} > \Delta L + \Delta P_W + \Delta G, \quad (3)$$

onde ΔL , ΔP_W e ΔG são, respectivamente, a incerteza de carga, a incerteza da energia eólica e a perda da capacidade de geração devido às falhas nas unidades, ambas em relação a previsão de curto prazo.

Neste estudo também se avaliou o comportamento do sistema com a inserção da energia solar fotovoltaica. Logo, a incerteza de sua geração deve ser considerada. Sendo assim, (3) é alterada para:

$$R_{OPE} > \Delta L + \Delta P_W + \Delta P_S + \Delta G \quad (4)$$

Onde ΔP_S é a incerteza da energia solar em relação a previsão de curto prazo. A Fig. 2 ilustra os eventos em que a reserva operacional é suficiente e insuficiente.

Reserva suficiente significa que o sistema possui capacidade adequada para atender as variações de curto prazo. Por outro lado, a reserva insuficiente significa que não há capacidade para acomodar estas variações, sendo considerado estado de falha e, nestes casos, como na reserva estática, são calculados os índices de confiabilidade.

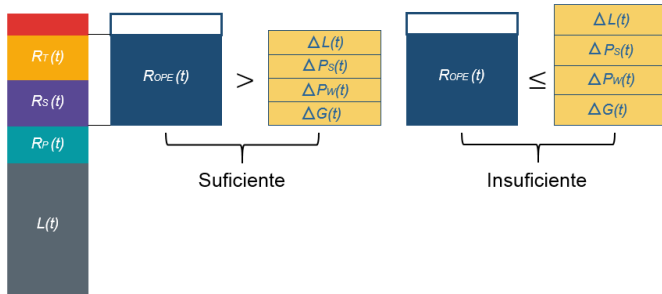


Fig. 2 - Reserva operacional: suficiente e insuficiente

3. MODELOS DOS GERADORES E SÉRIES DE GERAÇÃO DAS FONTES RENOVÁVEIS

No estudo de avaliação dos sistemas de geração são utilizados dois tipos de modelos que dependem do tipo de geração de cada unidade, sendo estes: o modelo de Markov a dois estados e o modelo de Markov multiestados. A subseção 3.1 descreve a metodologia utilizada nestes modelos e as subseções seguintes apresentam a caracterização das séries eólicas, hídricas e solares. Portanto, a representação do comportamento dos componentes dos SEEs é modelada pelos modelos Markovianos.

3.1 Modelos de Markov

O modelo de Markov a dois estados representa o ciclo *up/down*, que é caracterizado por unidades de grande porte como as térmicas e hidrelétricas, e são especificadas através de suas taxas de falha (λ) e reparo (μ) (Da Rosa *et al.* 2016. Matos *et al.* 2009). No caso das fontes geradoras com característica variável, como eólica e solar, o modelo de Markov multiestados é empregado para representar o comportamento estocástico de um grupo de N unidades semelhantes (Da Silva; Castro; Billinton, 2018). Os modelos descritos são apresentados na Fig. 3:

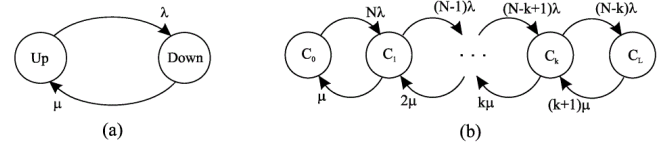


Fig. 3 - (a) Markov a dois estado e (b) Markov multiestados

No modelo de Markov a dois estados, os tempos *Up*, quando a capacidade máxima está disponível, e *Down*, quando a capacidade disponível é zero, são calculados de acordo com (5) (Costa; Venturini; Da Rosa, 2019. Bremermann *et al.* 2016):

$$T = -\frac{1}{\alpha} \ln(U) \quad (5)$$

Onde T é o tempo que cada unidade geradora permanece em um estado, α assume λ , que é o tempo médio de falha (MTTF), se o estado atual é *Up*, ou assume μ , que é o tempo médio de reparo (MTTR), se o estado atual é *Down*. U é um número aleatório uniformemente distribuído que é amostrado no intervalo $[0,1]$.

Para o modelo de Markov multiestados a usina geradora possui vários estados com diferentes capacidades disponíveis. Desta forma, as usinas são divididas em unidades de acordo com o componente do sistema susceptível a falha. A equação (6) apresenta o cálculo da capacidade para um dado estado k (Bremermann *et al.* 2016. Matos *et al.* 2009):

$$C_k = (N - k)C \quad k = 1, 2, \dots, N \quad (6)$$

onde C é a capacidade de uma única unidade da usina, k é o estado em que se encontra e N é o número de unidades da usina. No caso dos parques eólicos, o estado de falha de uma única unidade se refere a falha ou manutenção de um aerogerador.

Para as usinas solares, não existe apenas um tipo de equipamento sujeito a falha, podendo ocorrer nas células, módulos ou inversores. Desta forma, o conceito e as considerações variam para cada autor. No caso dos módulos ou células fotovoltaicas, uma vez que o número destes componentes com falha é pequeno em comparação aos disponíveis, seu impacto na disponibilidade total da instalação é relativamente pequeno e ignorado (Samadi; Singh, 2014). Em contrapartida, a probabilidade de falha em componentes eletrônicos, como os inversores, é maior e a falta de um destes

equipamentos no sistema ocasiona uma perda elevada de capacidade. Logo, neste trabalho é considerado que o número de estados de uma usina solar depende do número de inversores.

3.2 Séries hídrica e eólicas

Com o objetivo de considerar a flutuação da geração hídrica e eólica, o estudo realizado utiliza dados de geração de acordo com a disponibilidade do recurso para cada fonte.

As séries eólicas e hídricas consideradas neste trabalho, foram obtidas do sistema teste utilizado. No caso das unidades hídricas, são utilizadas séries anuais de base mensal de geração dadas em p.u. (por unidade), enquanto para as unidades eólicas, os dados de geração são fornecidos através de séries anuais com base horária. Para as duas fontes são simulados dados de três regiões distintas.

Considerando a mudança de comportamento de regimes dos recursos em diferentes períodos, os dados apresentam séries de vários anos para cada região. Nas unidades hídricas, são considerados dados de cinco anos e é suposto que cada série possui a mesma probabilidade de ocorrência, ao passo que, para a geração eólica, os dados correspondem a três anos, que são classificados em anos com ventos favoráveis, médios e desfavoráveis e apresentam probabilidade de ocorrência de 25 %, 50 %, e 25 %, respectivamente (Da Silva *et al.* 2010).

3.3 Séries solares

Neste trabalho, a geração fotovoltaica assume o modelo multiestados de Markov, conforme seção 3.1. A geração solar fotovoltaica é inserida no sistema teste em diferentes níveis de penetração, no qual são criados cenários considerando dados de incidência solar das cinco regiões do Brasil. Para esta fonte de energia, os dados de geração foram obtidos através de simulação utilizando o *software System Advisor Model* (SAM), onde são criadas séries de geração anual em base horária.

Para considerar a variabilidade da geração de um ano para outro, o *software* utiliza o arquivo de radiação do banco de dados do *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) que utiliza o conceito de Ano Meteorológico Típico (TMY – do inglês *typical meteorological year*) para representar o comportamento real do recurso solar. Nesta metodologia, um conjunto de dados de vários anos é analisado e 12 meses são escolhidos a partir daquele período que melhor representa as condições típicas. Por exemplo, um TMY desenvolvido a partir de um conjunto de dados para os anos de 1998 a 2005 pode usar dados de 2000 para janeiro, de 2003 para fevereiro e assim por diante (NREL, 2019). A escolha dos locais para simulação no SAM foi realizada aleatoriamente, de acordo com as disponíveis no banco de dados do *software*, onde foi selecionada uma cidade de cada região do Brasil.

4. SISTEMA TESTE

Este estudo realiza uma avaliação utilizando o sistema teste IEEE RTS 96 HW, originalmente composto apenas por unidades de geração convencionais térmicas, com sua configuração modificada através da inserção da geração hídrica e eólica. O sistema IEEE RTS 96 HW é composto por 115 unidades de geração que contabilizam uma capacidade total instalada de 11.391 MW. A distribuição da capacidade instalada, deste último sistema, é apresentada na Fig. 4.

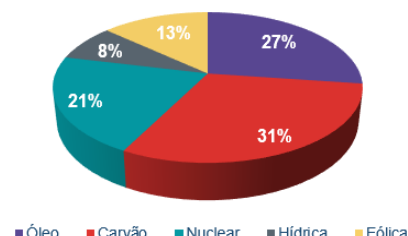


Fig. 4 - Distribuição percentual da capacidade instalada por fonte - IEEE RTS 96 HW

O sistema é constituído por aproximadamente 21 % de geração proveniente de fontes renováveis. O pico anual da carga é de 8.550 MW, resultando em uma reserva estática de 2.841 MW, que corresponde a 24,94 % da capacidade total instalada.

Neste trabalho é proposto avaliar o comportamento do sistema quando ocorre a substituição de uma usina térmica de grande capacidade instalada por usinas solares. O fator de substituição da geração térmica deste sistema, que consiste na razão entre a capacidade térmica e a capacidade solar, é calculado de forma a manter os índices de confiabilidade no mesmo patamar de adequação do sistema considerando o sistema com a unidade térmica a ser substituída e após ser substituída.

Desta forma, é considerada a substituição de uma usina térmica a carvão de 350 MW por diferentes níveis de capacidade solar. A Tabela 1 apresenta os cenários de penetração de unidades solares no sistema e sua representação percentual, bem como o fator de substituição.

Tabela 1. Cenários de penetração da geração solar

	Nível de penetração			
	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
Cap. Solar [MW]	1.508	2.433	2.920	3.407
Cap. Solar [%]	12,02	18,06	20,92	23,58
Fator de subst.	0,232	0,144	0,120	0,103

5. RESULTADOS

Esta seção apresenta os resultados de reserva estática e operacional para os cenários descritos na seção 4. Salientamos que a representação dos componentes do SEE segue os modelos apresentados na seção 3.

5.1 Reserva Estática

A Tabela 2 apresenta os índices de confiabilidade para o caso base e compara com os resultados obtidos para cada caso apresentado na Tabela 1.

Tabela 2. Resultados da avaliação da reserva estática para diferentes níveis de penetração da geração solar

	Nível de penetração				
	Base	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
LOLE [h/ano]	0,48	0,62	0,51	0,49	0,44
EENS [MWh/ano]	98,0	139,5	113,1	110,6	99,0
LOLF [oc./ano]	0,28	0,39	0,35	0,35	0,32
LOLD [h/oc.]	1,75	1,58	1,44	1,41	1,37

Os resultados mostram que os índices de confiabilidade se tornam menores, indicando maior confiabilidade, a medida que a geração solar tem maior representatividade no sistema, visto que, o LOLE passou de 0,62 h/ano no Caso 1 para 0,44 h/ano no Caso 4, representando uma redução de aproximadamente 29 %. Analisando o índice de perda de carga esperada (LOLE), verifica-se que o cenário que mais aproxima a confiabilidade do Caso Base, é o Caso 3. O qual o LOLE apresentado é de 0,49 h/ano e o fator de substituição é de 0,120.

Outra avaliação que pode ser realizada é a comparação da confiabilidade da geração eólica e solar fotovoltaica. Segundo Da Silva *et al.* (2010) o fator de substituição da geração eólica, que consiste na relação entre a capacidade eólica e térmica, que não interfere na confiabilidade do sistema é de 0,23. Aplicando este valor na substituição de 350 MW térmica por 1.508,83 MW solar (Caso 1), o índice LOLE foi de 0,62 h/ano, sendo este acima do valor encontrado para o Caso Base e, assim, indicando uma menor confiabilidade da geração solar em relação a geração eólica. Portanto, conclui-se que, para manter a mesma reserva estática em uma configuração com a substituição de unidades térmicas por unidades de fonte renovável (Caso 3), é necessário implementar o dobro de capacidade solar em relação a capacidade eólica.

As séries solares deste trabalho se basearam em um ano meteorológico típico, que considera a medição de radiação de vários anos para criar o perfil solar anual. Contudo, nem todos os anos possuem o mesmo comportamento de radiação solar e, por isso, é avaliado neste trabalho a influência dos anos atípicos nos índices de confiabilidade do sistema. Para isto, foram simulados sistemas com diferentes séries solares, sendo estas com geração de -30 % a 30 % em relação a TMY. A Tabela 3 apresenta os resultados destas simulações considerando o nível de penetração do Caso 3.

Tabela 3. Resultados da avaliação da reserva estática para diferentes séries solares

	Variação da geração solar em relação ao TMY				
	-30 %	-10 %	0 %	10 %	30 %
LOLE [h/ano]	0,57	0,51	0,49	0,47	0,44
EENS [MWh/ano]	129,2	115,5	110,6	106,2	99,1
LOLF [oc./ano]	0,38	0,36	0,35	0,34	0,32
LOLD [h/oc.]	1,50	1,44	1,41	1,39	1,36

Como esperado, a falta de energia aumenta para anos com menor radiação solar e o oposto ocorre para anos com maior radiação. Os resultados também apontam uma maior influência na confiabilidade a medida que os níveis de radiação diminuem, visto que a diferença entre a perda de energia do pior caso e o TMY foi de aproximadamente 18,6 MWh/ano, enquanto a diferença entre o melhor caso e o TMY foi de aproximadamente 11,5 MWh/ano.

5.2 Reserva Operacional

Esta subseção apresenta os resultados da reserva operacional do sistema. A Tabela 4 apresenta os índices de confiabilidade para o caso base e compara com os resultados obtidos para os cenários descritos na subseção 4.

Tabela 4. Resultados da avaliação da reserva operacional para diferentes níveis de penetração da geração solar

	Nível de penetração				
	Base	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
LOLE [h/ano]	1,83	2,64	2,98	2,97	3,30
EENS [MWh/ano]	766,1	1243,8	1428,3	1347,5	1464,0
LOLF [oc./ano]	1,11	2,18	2,82	3,11	3,71
LOLD [h/oc.]	1,65	1,21	1,06	0,96	0,89

Diferente do esperado, os resultados da reserva operacional apresentaram um aumento nos índices de confiabilidade a medida que a penetração da capacidade solar é maior no sistema elétrico. Isto pode ser explicado pela metodologia de avaliação da reserva operacional de longo prazo. Como descrito na Subseção 2.2.2, a reserva operacional tem por objetivo avaliar a flexibilidade do sistema diante as variações de curto prazo, como a variação dos recursos primários (fonte eólica e solar) e as incertezas associadas a geração e a carga. A inequação (4) reforça este conceito.

Visto isto, e analisando de maneira individual a geração solar, é conhecido que as unidades fotovoltaicas atuais, que não utilizam apoio para o armazenamento de energia elétrica, não possuem geração durante o período da noite. Devido a isto, em dois momentos do dia (início e fim) há uma variação elevada de geração desta fonte em um curto período de tempo,

implicando no aumento de ações operativas para conseguir adequar o sistema.

Avaliando separadamente esses dois momentos, no início do dia a geração solar passa de 0 MW para 4.000 MW, resultando em um ΔP_s negativo e dificilmente acarretando uma falta no sistema. Já no final do dia o inverso ocorre, no qual a geração passa de 3.400 MW para 0 MW, apresentando um ΔP_s positivo e resultando em uma falta no sistema. Outro fator que agrava este problema, é que na maioria dos dias o horário de pico da carga ocorre no mesmo período da queda da geração solar, acrescentando um ΔL positivo, demandando maior capacidade das reservas secundária e terciária e, conseqüentemente, aumentando o número de falhas do sistema. A Fig. 5 ilustra as curvas de geração solar e de carga para um período de tempo, afim de exibir os problemas descritos.

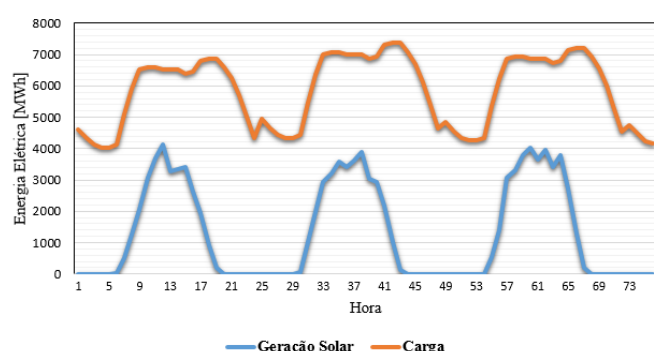


Fig. 5 - Curva da geração solar fotovoltaica e da carga IEEE RTS 96 HW

As simulações considerando a imprevisibilidade da radiação solar de um ano para outro também foi realizada para a avaliação operacional. A Tabela 5 apresenta os resultados para os índices de confiabilidade considerando o nível de penetração do Caso 3.

Tabela 5. Resultados da avaliação da reserva operacional para diferentes séries solares

	Variação da geração solar em relação ao TMY				
	-30 %	-10 %	0 %	10 %	30 %
LOLE [h/ano]	2,65	2,84	2,97	3,15	4,24
EENS [MWh/ano]	1252,0	1307,8	1347,5	1402,5	1614,1
LOLF [oc./ano]	2,44	2,86	3,11	3,44	5,56
LOLD [h/oc.]	1,09	1,00	0,96	0,92	0,76

Os resultados mostraram novamente um comportamento oposto referente a avaliação estática, onde os índices de confiabilidade foram maiores para anos com mais radiação e menores em anos com menos radiação. Isso se dá pelo mesmo motivo descrito anteriormente, em que a variação da geração em um curto período de tempo acaba sendo mais elevada em anos com maiores radiações e menores em anos com menos radiação.

Por fim, vale destacar que, para integrar a geração de fontes renováveis na matriz elétrica, o fator de substituição representa um resultado importante para setor de planejamento. Uma vez que obtido este valor, torna-se possível estimar a capacidade de usinas solares necessária para substituir uma grande usina térmica e ao mesmo tempo manter pertinente a segurança e adequação do sistema.

6. CONCLUSÕES

Embora a contribuição das fontes renováveis na matriz elétrica ainda represente uma parcela pequena, com exceção das grandes hidrelétricas, as taxas de crescimento são elevadas e maiores do que qualquer outra geração convencional. Sabendo disso, e considerando a variabilidade da geração solar e eólica, tornam-se necessário estudos que visam avaliar como se dá o comportamento dos SEE frente a inserção destas fontes.

Este trabalho teve como objetivo avaliar a confiabilidade do sistema elétrico com a presença de fontes renováveis, de forma especial a inserção da geração solar fotovoltaica. Para isto, a segurança e adequação do sistema foram analisadas através da reserva estática e operacional utilizando a metodologia de Simulação de Monte Carlo Sequencial.

A partir desta problemática, questões podem ser levantadas, como a influência de armazenadores de energia em unidades de geração variável, como a solar. Considerando o objetivo deste trabalho, o de avaliar o impacto da geração fotovoltaica na confiabilidade do SEP, não foram considerados dispositivos de armazenamento de energia nas simulações realizadas.

Os resultados mostraram que a reserva estática do sistema diminui à medida que a inserção da geração solar fotovoltaica aumenta, indicando maior confiabilidade em cenários com mais unidades desta fonte. Simulações com diferentes fatores de capacidade foram realizadas e o cenário que obteve a confiabilidade próxima do Caso Base foi o Caso 3, apresentando fator de substituição igual a 0,120, que está abaixo do valor descrito para a fonte eólica de 0,23.

Ainda, considerando a reserva estática, foi verificada a influência da variação da radiação solar de um ano para o outro na segurança do sistema. Os resultados mostraram que os índices sofrem maiores impactos à medida que os anos apresentam menor radiação solar e a diferença vai diminuindo a medida que séries solares aumentam os níveis de radiação.

Para a reserva operacional, o resultado obtido foi oposto ao encontrado na reserva estática, no qual os índices de confiabilidade se mostraram melhores para cenários com menor penetração de unidades solares. Isso ocorreu porque o modelo operacional visa avaliar a flexibilidade do sistema e, desta forma, o resultado sofre influência da elevada variabilidade que geração solar possui em um curto período tempo. Além do fato de que esta variação ocorre no momento de pico do sistema, agravando a situação.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem a Universidade Federal de Santa Catarina e o apoio do INESC P&D Brasil e ao apoio financeiro do CNPQ processo n. 422903/2016-7.

REFERÊNCIAS

- Billinton, R. and Allan, R. N. *Reliability Evaluation of Power Systems*. New York: Plenum. 2. ed. 1996. 514 p.
- Brasil. MME - Ministério de Minas e Energia. EPE - Empresa de Pesquisa Energética (2018). *Plano Decenal de Expansão de Energia 2027*. Brasília. 264 p.
- Bremermann L. E. *et al.* Electric vehicle models for evaluating the security of supply. *Electric Power Systems Research*, v. 111, p.32-39, jun. 2014.
- Bremermann L. E. *et al.* Using VaR and CVaR Techniques to calculate the Long-term Operational Reserve. In: *International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*; 2016 oct 16-20; Beijing, CN: IEEE; 2016.
- Carvalho L. M., Teixeira J., and Matos M. Modeling Wind Power Uncertainty in the Long-Term Operational Reserve Adequacy Assessment: a Comparative Analysis between the Naive and the ARIMA Forecasting Models. In: *International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*; 2016 oct 16-20; Beijing, CN: IEEE; 2016.
- Costa I. C., Venturini L. F. and Da Rosa M. A. Wind speed severity scale model applied to overhead line reliability simulation. *Electric Power Systems Research*, v. 171, p. 240-250, jun. 2019.
- Da Rosa M. A. *et al.* Impact Evaluation of the Network Geometric Model on Power Quality Indices using Probabilistic Techniques. In: *International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*; 2016 oct 16-20; Beijing, CN: IEEE; 2016.
- Da Silva A. M. L. *et al.* Reliability assessment of time-dependent systems via quasi-sequential Monte Carlo simulation. In: *International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*; 2010 jul 14-17; Singapura, SG: IEEE; 2010.
- Da Silva A. M. L., Castro J. F. C., and Billinton R. Probabilistic assessment of spinning reserve via cross-entropy method considering renewable sources and transmission restrictions. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 33, p. 4574 - 4582, jul. 2018.
- IEA. International Energy Agency (2019). *Key world statistics 2019*. p. 22-24.
- Matos M. *et al.* Probabilistic evaluation of reserve requirements of generating systems with renewable power sources: The Portuguese and Spanish cases. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 31, p. 562-569, oct. 2009.
- Nijhuis M., Rawn B. and Gibescu M. Prediction of power fluctuation classes for photovoltaic installations and potential benefits of dynamic reserve allocation. *IET Renewable Power Generation*, v. 8, p. 314-323, Apr. 2014.
- NREL. National Renewable Energy Laboratory. TMY. Disponível em: <<https://nsrdb.nrel.gov/tmy>>. Acesso: 24 de abril de 2019.
- Samadi S. and Singh C. Reliability evaluation of generation systems with solar power. In: *International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*; 2014 jul 7-10; Durham, UK: IEEE; 2014.
- Vieira P. *et al.* Long-term static and operational reserves assessment considering operating and market agreements representation to multi-area systems. *Energies*, v. 13, mar. 2020.
- Wu F. *et al.* A real-time spinning reserve allocation method considering forecast errors and contingencies. In: *8th Renewable Power Generation Conference (RPG 2019)*; 2019 Oct. 24-25; Shanghai, CN: IET; 2019.
- Yang Y. *et al.* Control performance based dynamic regulation reserve allocation for renewable integrations. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 10, p. 1271-1279, jul. 2019.