

Geração Fotovoltaica em SDEE: Uma Breve Avaliação dos Impactos Técnicos e Econômicos

Selma Alves de Oliveira, Núbia Silva Dantas Brito, Maurício Beltrão de Rossiter Correa,
Benemar Alencar de Souza, Rivanildo Alves Soares
Departamento de Engenharia Elétrica
Universidade Federal de Campina Grande
Campina Grande, Brasil
{selma.oliveira, rivanildo.soares}@ee.ufcg.edu.br {nubia, benemar, mbrcorrea}@dee.ufcg.edu.br

Resumo — A conexão direta de fontes alternativas de energia elétrica ao sistema provoca diversos impactos, os quais vêm sendo investigados pela comunidade científica. Este trabalho insere-se nesse contexto, apresentando um estudo sobre o impacto da inserção da geração solar fotovoltaica no sistema de distribuição de energia elétrica. O estudo fez uso de métodos tradicionais de análise associados a um modelo simplificado de fonte de geração solar fotovoltaica e avaliou a variação nos níveis de tensão e de perdas técnicas do sistema em cenários pré-definidos de carregamento de carga e de geração solar e a influência da alocação e penetração da geração solar no sistema. O estudo foi concluído com uma análise econômica de um projeto de uma usina solar fotovoltaica.

Palavras-chave — Energia Solar Fotovoltaica, Geração Fotovoltaica, Perfil de Tensão, Perdas Elétricas, Payback.

I. INTRODUÇÃO

O uso crescente de aparatos tecnológicos, com processos de controle cada vez mais sofisticados e sensíveis à qualidade da energia elétrica, associado à demanda crescente por energia elétrica, à preservação do meio ambiente e à escassez de água, evidenciam a necessidade de se agregar fontes renováveis à matriz energética do país, o que representa um dos grandes desafios da sociedade moderna: a sustentabilidade energética. Dentre as fontes renováveis, destaca-se aqui a solar fotovoltaica, que ainda é muito pouco explorada no Brasil.

Dado o seu grande potencial e a necessidade de diversificação da matriz energética mundial, o estudo dos impactos da inserção deste tipo de geração no Sistema de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE) constitui atualmente, uma área de pesquisa efervescente [1]-[2]-[3]-[4]. De um modo geral, a inserção de qualquer equipamento ou elemento ao SDEE pode gerar impactos positivos e/ou negativos. Esse fato aplica-se também à inserção de geradores distribuídos, cujos impactos são maiores quando o número de geradores cresce. Além disso, tais impactos dependem da configuração e das características do sistema elétrico e dos locais de conexão dos geradores. Dentre os diversos impactos resultantes, destacam-se aqui as variações nos níveis de tensão e nas perdas variáveis na condição de operação em regime permanente.

É fato que a Geração Solar Fotovoltaica (GSF) pode contribuir positivamente na minimização dos problemas relacionados com variações de tensão, entretanto, o monitoramento dos limites permissíveis de tensão é necessário, visto que a ocorrência de fluxo reverso pode provocar elevação da tensão no ponto de conexão da GSF com o SDEE. Quanto às perdas técnicas, o fato delas serem diretamente proporcionais ao nível de carregamento do sistema, a presença de GSF próximo à carga pode contribuir para minimizá-las, uma vez que o fornecimento de potência ativa à carga por parte da GSF reduz a corrente da subestação ao ponto de conexão [5]-[6].

Análise do estado da arte atual mostrou que a maioria dos estudos contempla a inserção em pequena escala e conectada ao sistema secundário, a exemplo de [4], [7] e [8]. Este trabalho apresenta um estudo dos impactos gerados pela conexão de uma usina de GSF no sistema primário. Para isso, fez-se uso de métodos consolidados para obtenção do estado da rede, considerando níveis de penetração da GSF e de patamares de carga diversos, visando avaliação dos níveis de tensão e de perdas elétricas em um sistema-teste. O estudo foi concluído com uma análise de custos visando cálculo da estimativa do tempo de recuperação do capital investido e de viabilidade do projeto de implantação de uma usina solar fotovoltaica.

II. FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

A formulação do problema foi feita segundo as etapas apresentadas a seguir.

- Seleção do sistema-teste.
- Escolha do modelo do SDEE.
- Escolha do modelo da carga.
- Levantamento da curva de carga.
- Seleção do método para cálculo do fluxo de carga.

Como sistema-teste, utilizou-se um sistema baseado em um alimentador real e para formulação do modelo do SDEE, considerou-se: sistema trifásico radial e balanceado, linhas de distribuição representadas por resistência e reatância série, alimentador primário dividido em trechos, os quais são limitados por nós ou barras, sendo cada nó representando um ponto onde

pode estar instalado um transformador de distribuição, existir uma bifurcação ou ocorrer mudança de bitola.

Um trecho de alimentador é esquematizado na Fig. 1, onde considerou-se cada trecho como sendo formado pelo ramo correspondente juntamente com o seu nó terminal.

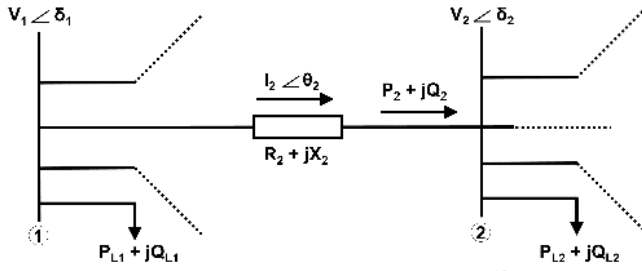


Fig. 1 Trecho de um alimentador radial monofásico.

Em relação ao modelo de carga, selecionou-se o tipo potência constante, visto que é o mais utilizado em estudos de fluxo de carga e se adequa bem quando se utiliza curva de duração de carga segmentada. Associado a isso, está sua facilidade de cálculo e implementação computacional.

O levantamento da curva de carga¹ foi feito considerando medição realizada em intervalos de cinco minutos, resultando na curva de carga diária, que posteriormente foi segmentada. O procedimento de segmentação é normalmente realizado considerando um número de intervalos pré-definidos, nos quais a carga é considerada constante. Tais intervalos equivalem a patamares de carga e representam níveis distintos, sendo o número de níveis definido conforme o tipo de aplicação e o grau de precisão desejado e para sua implementação, requer o uso de técnicas de otimização numérica. Neste trabalho, optou-se pela segmentação em três níveis, que representam cargas leve, média e pesada. Para isso, empregou-se uma rotina computacional para segmentar curvas de carga, baseada em algoritmo genético elaborada por [9].

Para o cálculo do fluxo de carga, considerado uma das etapas mais importantes nos estudos relacionados aos sistemas de potência, se usou um método de varredura do tipo *backward-forward*, os quais são atualmente os mais utilizados para SDEE [10]. Especificamente, empregou-se o Método da Soma das Potências (MSP) proposto por [11], o qual tem formulação matemática simples, é robusto, converge rapidamente e se aplica a sistemas monofásicos ou trifásicos, desde que tenham configuração radial.

O problema de fluxo de carga via MSP consiste em resolver, para cada trecho do alimentador, uma equação biquadrada mediante a qual se relacionam o fluxo de potência em seu final e as tensões nos extremos do trecho. O fluxo de potência no final de um trecho corresponde à carga instalada na barra do trecho mais a soma das potências instaladas e das perdas à jusante. Daí o nome do método, que é iterativo nas variáveis perdas. A estimativa inicial é de perdas nulas e a cada interação seus valores são corrigidos até que essas correções deixem de ser significativas.

Ao final da análise extrai-se o seguinte equacionamento:

$$V_i^4 + 2AV_i^2 + B = 0 \quad (1)$$

$$A = (R_i P_i + X_i Q_i) - \frac{1}{2} V_{i-1}^2, \quad B = (R_i^2 + X_i^2)(P_i^2 + Q_i^2) \quad (2)$$

$$\Delta P_i = R_i \left(\frac{P_i^2 + Q_i^2}{V_i^2} \right) \quad e \quad \Delta Q_i = X_i \left(\frac{P_i^2 + Q_i^2}{V_i^2} \right) \quad (3)$$

$$P_i = P_{Li} + \sum_{K \in \Omega_i} (P_K + \Delta P_K) \quad e \quad Q_i = Q_{Li} + \sum_{K \in \Omega_i} (Q_K + \Delta Q_K) \quad (4)$$

Sendo:

- P_i e Q_i respectivamente, o fluxo de potência ativa e reativa no fim do trecho i ;
- P_{Li} e Q_{Li} respectivamente, a carga ativa e reativa instaladas no fim do trecho i ;
- ΔP_K e ΔQ_K são, respectivamente, as perdas ativa e reativas no fim do trecho k ;
- Ω_i o conjunto de todos os trechos que derivam do trecho i .

O algoritmo de solução pode ser resumido da seguinte maneira:

1. Inicialmente, considerar nulas as perdas ativa e reativa no alimentador;
2. Calcular os fluxos em cada trecho considerando a configuração do alimentador, a carga instalada em cada barra e as perdas por trecho do alimentador utilizando as Eqs. (3) e (4) e seguindo a direção das barras terminais para a subestação;
3. Calcular a tensão em cada trecho empregando as Eqs. (1) e (2) e seguindo a direção da subestação para as barras terminais;
4. Calcular as perdas ativa e reativa em cada trecho empregando a eq. (3);
5. Repetir os passos 2 a 4 enquanto houver variação significativa nas perdas totais do alimentador de uma iteração para outra.

III. ANÁLISE ECONÔMICA

Para realizar o estudo de viabilidade econômica e de rentabilidade das alternativas de investimento, foram avaliados os seguintes métodos: Método do Valor Presente Líquido (VPL), Método da Taxa Interna de Retorno (TIR) e *Payback*.

O VPL tem como objetivo calcular o impacto dos eventos futuros associados a um projeto de investimento em relação ao valor presente, ou seja, calcula o valor presente dos fluxos de caixa gerados pelo projeto ao longo de sua vida útil. Matematicamente, de acordo com [12], o VPL é simplesmente a diferença entre os aditamentos gerados pelo projeto e os custos associados a ele:

$$VPL = -I + \sum_{t=1}^n \frac{f_{ct}}{(1+r)^t} \quad (5)$$

Sendo: I o investimento inicial; f_{ct} o fluxo de caixa do projeto no período de tempo t ; r a taxa de desconto e n , o horizonte de análise do fluxo de caixa. O critério de decisão será positivo quando seu valor for maior que zero.

¹ Curva de carga (ou curva de demanda) é definida como sendo a relação carga *versus* tempo de um dispositivo elétrico.

O TIR tem como objetivo encontrar uma taxa intrínseca de rendimento. Segundo [12], trata-se de uma taxa de retorno do investimento, ou seja, é o valor de i^* que satisfaz:

$$VPL = -I + \sum_{t=1}^n \frac{f_{ct}}{(1+i^*)^t} = 0. \quad (6)$$

O projeto é economicamente viável se i^* for maior que a taxa mínima de atratividade aplicada.

O *Payback* ou tempo de retorno sobre o investimento é caracterizado pelo número de períodos (tempo) necessário para que o projeto se pague. Ele pode ser computado, conforme [12], por:

$$I = \sum_{t=1}^T \frac{f_{ct}}{(1+k)^t}. \quad (7)$$

Sendo: K a taxa de desconto (igual ao custo de capital do empreendimento); T o tempo necessário para que o projeto se pague, ou seja, o *Payback*.

IV. METODOLOGIA

A metodologia desenvolvida para o estudo realizado é apresentada de forma resumida na Fig. 2 e baseou-se nos critérios estabelecidos pelos órgãos reguladores.

Considerou-se o sistema-teste apresentado na Fig. 3 (extraído de [13]), que representa um alimentador de distribuição da Companhia Energética da Borborema (CELB), atualmente Energisa Borborema, suprido pela subestação Bela Vista, situada na cidade de Campina Grande, na Paraíba. Segundo [9], o sistema-teste possuía aproximadamente 14,5 km de extensão, 103 barramentos e atendia uma área predominantemente residencial.

No sistema-teste foram inseridos geradores fotovoltaicos em alguns barramentos e avaliados diferentes níveis de penetração fotovoltaica (ou seja, diferentes níveis de geração fotovoltaica) e de patamares de carga, o que resultou em diversos cenários, conforme mostrado na Tabela I.

O critério para definição dos pontos de instalação e distribuição dos geradores fotovoltaicos foi realizado por meio da inspeção visual do perfil de tensão do sistema, após análise de fluxo de carga, sem levar em consideração as curvas de cargas. Foram avaliados no perfil de tensão os pontos de maior

queda de tensão, os quais foram selecionados para alocar os geradores fotovoltaicos.

O estudo consistiu em avaliar os impactos no perfil de tensão e nas perdas de potência em diversos cenários de penetração fotovoltaica. O estudo foi concluído com uma análise de custos, visando cálculo da estimativa do prazo de recuperação do capital investido.

TABELA I. CENÁRIOS DE ESTUDO.

Cenário	Geração Fotovoltaica	Carga do sistema
A	Máxima	Leve
B	Máxima	Média
C	Máxima	Pesada
D	Média	Leve
E	Média	Média
F	Média	Pesada
G	Baixa	Leve
H	Baixa	Média
I	Baixa	Pesada

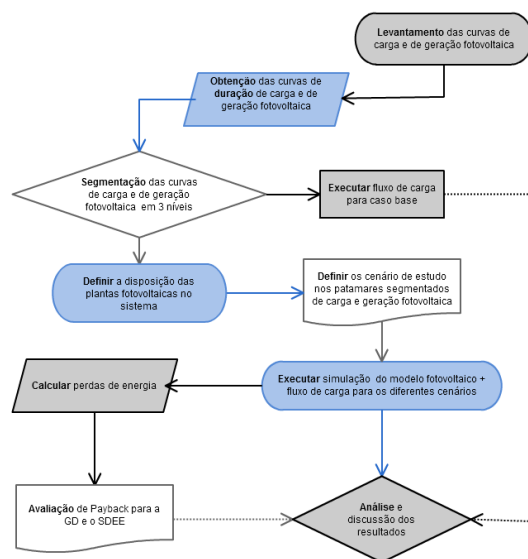


Fig. 2 Fluxograma da metodologia proposta.

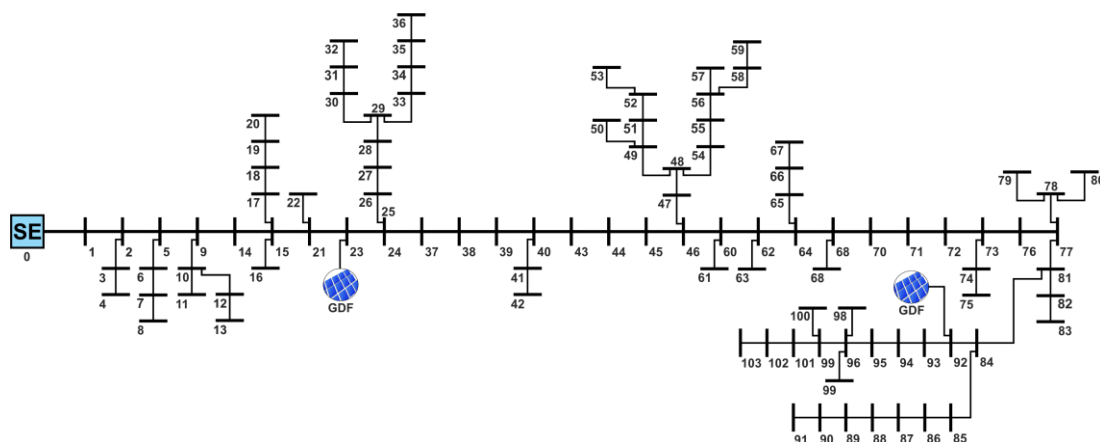


Fig.3 Diagrama unifilar do sistema-teste.

O modelo de gerador fotovoltaico proposto foi utilizado por [14], segundo o qual, a potência de saída, sob dadas irradiância e temperatura, é a seguinte:

$$IP = \eta \cdot P_{nom} (1 + K_p \Delta T) \cdot \frac{S_m}{S_{nom}} \quad (8)$$

Sendo: P_{nom} , K_p , ΔT , η , S_m e S_{nom} a potência máxima de saída do módulo fotovoltaico (250W), o coeficiente de temperatura (%/°C), o desvio de temperatura (°C), o rendimento do inversor (0,96), a irradiância no módulo PV (W/m²) e a irradiância nominal (1000W/m²), respectivamente. A temperatura foi considerada constante.

Os dados de irradiância da geração fotovoltaica, obtidos com a segmentação da curva de duração de carga, conforme mostrado nas Fig. 4 e 5, constituem a entrada para a variável S_m do modelo da Eq. (8). A resposta do modelo é alocada dentre os dados de potência ativa de entrada, nos barramentos de alocação do GF, para execução do MSP.

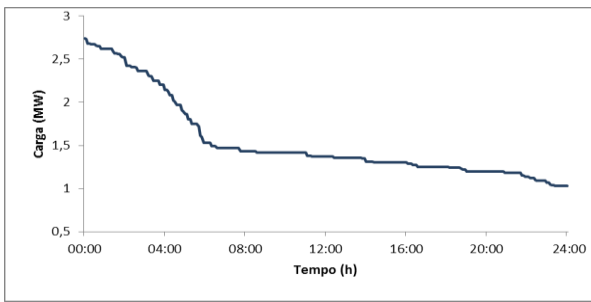


Fig. 4 Curva de duração de carga do sistema-teste proposto.

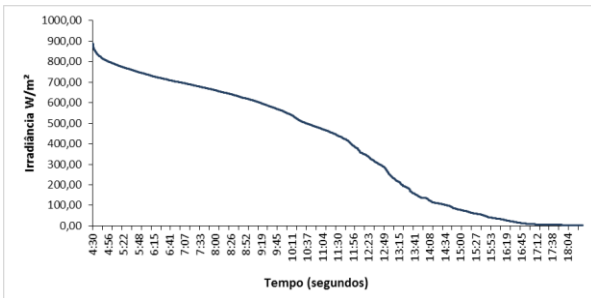


Fig. 5 Curva de duração de irradiância média global proposta.

V. ANÁLISE DOS RESULTADOS

A avaliação da variação dos níveis de tensão do sistema baseou-se nos limites permissíveis de tensão determinados pela ANEEL, no módulo 8 do PRODIST, que considera uma faixa de variação de $\pm 5\%$ [15].

Para avaliação do efeito da geração fotovoltaica, tomou-se como referência o caso do alimentador sem conexão dos geradores fotovoltaicos e operando em seu pior cenário (situação de carga pesada sem geração fotovoltaica), denominado aqui de *caso base*.

A título de comparação e melhor visualização, optou-se pela exibição dos resultados apenas para os barramentos críticos, ou seja, barramentos de maior regulação, que são: barramentos terminais, barramentos de conexão de grandes ramais e barramentos de conexão dos geradores fotovoltaicos. Os valores

de tensão nesses barramentos são fornecidos em valor por unidade (pu) e apresentados nas Fig. 6 a 8.

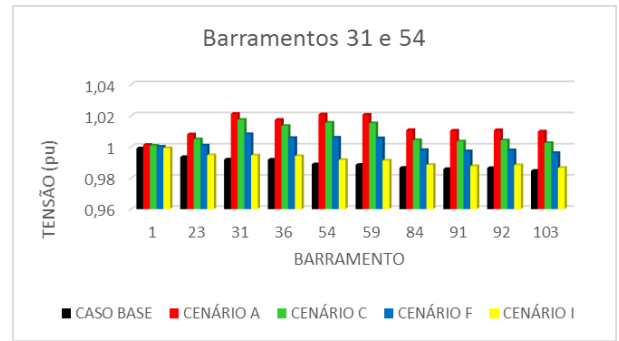


Fig. 6 Tensões resultantes nos barramentos de maior regulação do sistema-teste com GSF instalada nos barramentos 31 e 54.

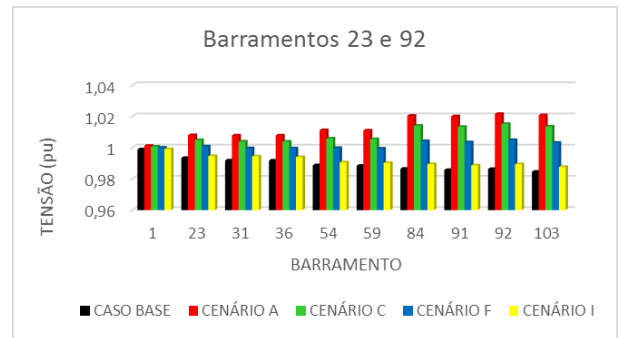


Fig. 7 Tensões resultantes nos barramentos de maior regulação do sistema-teste para GSF instalada nos barramentos 23 e 92.

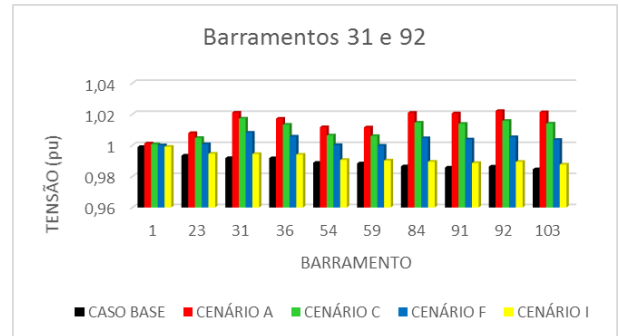


Fig. 8 Tensões resultantes nos barramentos de maior regulação do sistema-teste para GSF instalada nos barramentos 31 e 92.

Os resultados do cálculo do fluxo de carga em todos os casos estudados, os quais estão especificados na Tabela I, foram conforme o esperado, pois a tensão elevou-se em todos os cenários e barramentos, independentemente do nível de penetração da GSF. Para os cenários exibidos nas Fig. 6 a 8:

- Observaram-se picos de tensão nos entornos onde os GSF foram instalados para todos os cenários e configurações, exceto para o cenário I, que apresentou o pior resultado dentre os demais.
- Quando comparada às demais configurações, a tensão da configuração GSF conectada às barras 23 e 92 apresentou: i) comportamento menos oscilatório; ii) crescimento constante nos níveis de tensão e valores próximos a 1pu; iii) ausência de picos proeminentes de tensão ao longo do alimentador, exceto nos barramentos terminais.

- O cenário A apresentou as maiores elevações nos níveis de tensão sem, entretanto, ultrapassar o limiar máximo de 1,05 pu (pico máximo de 1,02 pu).
- Quando o nível de penetração da GSF foi mínimo, as elevações nos níveis de tensão foram menores.
- Quando o nível de penetração da GSF foi médio, os resultados foram melhores sob o ponto de vista técnico, em particular na configuração GSF conectada às barras 23 e 92, pois nessa situação, ocorreu elevação de tensão com ausência de picos proeminentes.

Os resultados referentes às *perdas técnicas totais* são apresentados nas Tabelas II, III e IV. Elas foram calculadas via método da soma de potência, fazendo-se uso das Eqs. (3) e (4). Os cenários com menores valores de perdas estão destacados em negro. Análise dos resultados mostrou:

- Atuação positiva da GSF no sentido de redução das perdas.
- O cenário G foi o que apresentou a maior redução de perdas, entretanto, não possui menores níveis de tensão.
- O cenário F, em particular os valores destacados em vermelho, resultou: i) em redução significativa nos valores de perdas; ii) nos melhores níveis de tensão; iii) no menor valor de perdas de energia quando se considerou análise integrada.

O gráfico de barras das *perdas de energia* calculadas para todos os cenários e configurações avaliadas é apresentado na Fig. 9, que foram calculadas como sendo a estimativa do valor da energia anual economizada considerando a redução das perdas. A tarifa atual para a classe consumidora B1 residencial de baixa tensão, monofásico 220/127 V adotada pela Energiza/Paraíba é de 0,2898 R\$/KWh. A perda de energia é obtida fazendo-se uso da perda de energia diária calculada pelo MSP e orçada com base na curva de carga diária, donde extrai-se posteriormente seu equivalente anual.

TABELA II. PERDAS NAS CONDIÇÕES DE CARGA LEVE.

		CARGA - LEVE		
		GD (23 e 92)	GD (31 e 54)	GD (31 e 92)
PERDA ATIVA (MW)	CASO BASE	0,00422722	0,00422722	0,00422722
	CENÁRIO A	0,09354976	0,13156305	0,13558524
	CENÁRIO D	0,03069202	0,04635174	0,04690821
	CENÁRIO G	0,00136102	0,00183562	0,00143313
PERDA REATIVA (MVar)	CASO BASE	0,00694496	0,00694496	0,00694496
	CENÁRIO A	0,15213564	0,14639278	0,14639278
	CENÁRIO D	0,04899449	0,04813409	0,04690821
	CENÁRIO G	0,00192401	0,00237258	0,00237258

TABELA III. PERDAS NAS CONDIÇÕES DE CARGA MÉDIA.

		CARGA - MÉDIA		
		GD (23 e 92)	GD (31 e 54)	GD (31 e 92)
PERDA ATIVA (MW)	CASO BASE	0,00604998	0,00604998	0,00604998
	CENÁRIO B	0,08757543	0,12579469	0,12894881
	CENÁRIO E	0,02745867	0,04324382	0,04322213
	CENÁRIO H	0,00235151	0,00284482	0,00234306
PERDA REATIVA (MVar)	CASO BASE	0,00993909	0,00993909	0,00993909
	CENÁRIO B	0,1416743	0,13695264	0,12894881
	CENÁRIO E	0,04327541	0,04307972	0,04322213
	CENÁRIO H	0,003487	0,00404577	0,00404577

TABELA IV. PERDAS NAS CONDIÇÕES DE CARGA PESADA.

		CARGA - MÁXIMA		
		GD (23 e 92)	GD (31 e 54)	GD (31 e 92)
PERDA ATIVA (MW)	CASO BASE	0,01707493	0,01707493	0,01707493
	CENÁRIO C	0,06599204	0,10511748	0,10460161
	CENÁRIO F	0,0173304	0,03367091	0,03120286
	CENÁRIO I	0,00989249	0,01046953	0,00954724
PERDA REATIVA (MVar)	CASO BASE	0,02804516	0,02804516	0,02804516
	CENÁRIO C	0,10354102	0,1031318	0,10460161
	CENÁRIO F	0,02495014	0,02756449	0,03120286
	CENÁRIO I	0,01560594	0,01663142	0,01663142

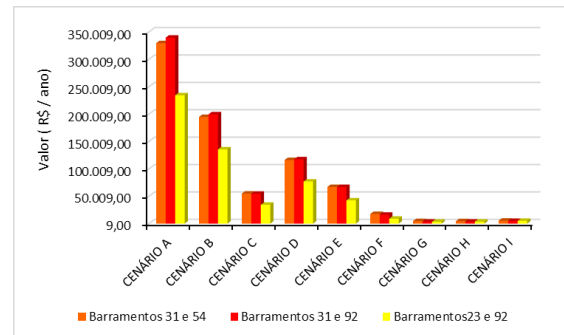


Fig. 9 Gráficos de barra de perdas de energia calculadas para todos os cenários estudados

Em relação ao estudo de análise econômica, é importante destacar que essa etapa foi realizada sob a ótica do produtor de energia, com base em um projeto de uma usina solar fotovoltaica de 3 MWp, composta por aproximadamente, 19.400 módulos fotovoltaicos de 250 MWp. O modelo tomado como base foi o proposto por [16] e apresenta os seguintes parâmetros adaptados:

- Vida útil da usina: 25 anos;
- Custos com manutenção e operação do sistema estimado em 0,05% do investimento inicial ao ano;
- Juros de 7,00%, 14,00% e 15,50% ao ano;
- Venda da energia produzida pela usina pelo valor do PLD (Preço de Liquidação das Diferenças), que sofrerá redução progressiva de 9,55% ao ano alcançando o valor máximo de R\$ 2.183,81;
- Investimento inicial de R\$ 30.000,00.

O estudo não contemplou as taxas de juros que possam serem eventualmente aplicadas e os custos associados à depreciação dos módulos e equipamentos que constituem a usina em questão.

Os dados do PLD médio foram extraídos de [17] e a taxa considerada baseou-se na SELIC (Taxa Básica). Os resultados obtidos são apresentados na Tabela V, dos quais se pode concluir:

- O tempo para o projeto ter seu investimento saldado em sua totalidade está diretamente relacionado com a taxa aplicada, pois quanto menor ela for, menor também será o *payback* do projeto e consequentemente, maiores serão os valores de VPL obtido.
- A TIR está intimamente relacionada com o VPL e portanto, só faz do projeto viável para a taxa de 7%, já que seu valor é maior que a taxa, nas demais o projeto é inviável.

TABELA V. ANÁLISE ECONÔMICA.

MÉTODO ATUARIAL	RESULTADO		
	TAXA (%)		
	7,00	14,00	15,50
VPL (R\$)	37.099.463,16	3.947.937,64	115.813,13
TIR (%)	7,991	4,416	3,060
Payback descontado (anos)	11	18	25

V. CONCLUSÕES

Corroborando a literatura especializada, a geração fotovoltaica constitui uma alternativa promissora para atuação conjunta com o sistema elétrico interligado brasileiro. A injeção de potência ativa resultante da conexão desse tipo de fonte ao sistema primário provocou elevação das tensões em todos os barramentos do sistema para todos os cenários avaliados.

Na condição de baixa penetração fotovoltaica, observou-se que sua influência é pequena, entretanto, quando instalados em determinadas condições, a geração solar fotovoltaica pode promover impactos positivos, tanto nos níveis de tensão, quanto na minimização das perdas técnicas e de energia.

Do estudo realizado, verificou-se que cenários que combinem carga máxima com penetração fotovoltaica média (cenário F) tendem a ser muito atrativos para a redução do uso de equipamentos reguladores de tensão e também, para a melhoria geral da qualidade da energia fornecida.

A avaliação econômica realizada demonstrou o quão sensível é a implementação de empreendimentos para geração solar fotovoltaica às taxas vigentes e aplicáveis no Brasil e o quão pouco atrativos ainda são tais projetos, do ponto de vista econômico-financeiro.

Ao final, constatou-se que a metodologia implementada é simples e eficaz na avaliação do comportamento da rede, sem exigir modificações significativas nas ferramentas existentes.

REFERÊNCIAS

- [1] L. D. M. Guedes, "Localização e dimensionamento de unidades de geração distribuída em redes de distribuição radiais", Tese de Doutorado, Universidade de Brasília, 2006.
- [2] T. Chang, "Impact of distributed generation on distribution feeder protection", Doctoral Thesis, University of Toronto, 2010.
- [3] T. C. D. C. Fernandes, "Aplicação de técnicas de estimação modal para análise da estabilidade a pequenas perturbações de sistemas de distribuição com geração distribuída", Tese de Doutorado, Universidade de São Paulo, 2012.
- [4] R. A. Shayani, "Método para determinação do limite de penetração da geração distribuída fotovoltaica em redes

radiais de distribuição", Tese de Doutorado, Universidade de Brasília, 2010.

- [5] M. P. S. Martins, "Inovação tecnológica e eficiência energética", Monografia de Pós-Graduação, Instituto de Economia-UFRJ, 1999.
- [6] L. N. Padilha, "Análise comparativa de estratégias para regulação de tensão em sistemas de distribuição de energia elétrica na presença de geradores distribuídos", Tese de Doutorado, Universidade de São Paulo, 2010.
- [7] J. A. Paludo, "Avaliação dos impactos de elevados níveis de penetração da geração fotovoltaica no desempenho de sistemas de distribuição de energia elétrica em regime permanente", Dissertação de Mestrado, Universidade de São Paulo, 2014.
- [8] M. M. Frigo, "Impacto da microgeração de energia elétrica em sistemas de distribuição de baixa tensão", Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Mato Grosso do Sul, 2013.
- [9] H. Ferreira, "Sistemas de distribuição de energia elétrica: um algoritmo genético para alocação ótima de capacitores", Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Campina Grande, julho, 2002.
- [10] D. Shirmohammadi, H. W. Hong, A. Semlyen and G. X. Luo, "A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks," IEEE Transactions on Power Systems, v. 3, n. 2, p. 753-762, 1988.
- [11] R. P. Broadwater, A. Chandrasekaran, C. T. Huddleston and A. H. Khan, "Power flow analysis of unbalanced multiphase radial distribution systems", Electric Power Systems Research, v. 14, n. 1, p. 23-33, 1988.
- [12] C. P. Samanez, "Engenharia Econômica," Editora: São Paulo, 2009.
- [13] B. A. de Souza, H. A. Ferreira, R. J. A. Loureiro, L. F. Cavalcanti, & S. Lima, "Segmentação ótima da curva de duração de carga anual", Congresso Internacional de Distribuição Elétrica (CIRED), 2002
- [14] T. Yao, Y. Tang, and R. Ayyanar, "High resolution output power estimation of large-scale distributed PV systems", IEEE In Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2014.
- [15] ANEEL, "Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica – PRODIST, Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica", 2010.
- [16] ABINEE, "Propostas para inserção da energia solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira, 1ª edição, 2012.
- [17] CCEE, Disponível em: <http://www.ccee.org.br>, Acesso em 10/01/2016.