

Desenvolvimento de ferramentas computacionais para avaliação da inclusão de fontes alternativas de energia em *Microgrids*¹

Development of computational tools to evaluate the inclusion of alternative sources of energy on Microgrids

Fábio Morandi Tavela²

Luiz Felipe Santos Souza³

Prof. João Alberto Passos Filho⁴

DOI: <https://doi.org/10.34019/2179-3700.2019.v19.29882>

Resumo

Este artigo tem por objetivo principal apresentar o desenvolvimento de uma ferramenta computacional para subsidiar estudos relacionados à inclusão de fontes alternativas de energia em um sistema elétrico. O programa proposto foi implementado no ambiente MALTAB[®], sendo capaz de realizar o cálculo do fluxo de potência de forma sequencial, de forma a se considerar em conjunto as curvas de carga e geração do sistema. O fluxo de potência foi formulado por injeção de potência em coordenadas polares, onde se utiliza o método de Newton-Raphson para resolvê-lo. Para validação da ferramenta proposta foi realizado um estudo baseado no sistema teste de 24 barras do IEEE, cujo principal objetivo é a identificação da barra em que se deve conectar um parque eólico de maneira a se obter o menor valor de perdas elétricas. Verificou-se que as perdas técnicas do sistema variam de acordo com o ponto de conexão do parque eólico e do montante de geração a ser alocado, sendo que a partir dos resultados das simulações identificou-se que, para este sistema, o menor nível de perdas é obtido quando a conexão acontece próxima de um centro de carga. O programa de Análise de Redes ANAREDE, desenvolvido pelo CEPEL, foi utilizado para validar os resultados das simulações.

Palavras-chave: Curva de carga. Curva de geração. Fluxo de potência. Perdas técnicas.

Abstract

This paper aims to present the development of a computational tool to support studies related to the inclusion of alternative sources of energy in a power system. The proposed program was implemented in the MALTAB[®] environment, being able to perform the calculation of the power flow sequentially, to consider together the load and generation curves of the system. The power flow was formulated by power injection in polar coordinates, where the Newton-Raphson method is used to solve it. A study was carried out based on the IEEE 24-bus test system to validate the proposed tool, whose primary objective is to identify the bus in which a wind farm must be connected in order to obtain the lowest value of electrical losses. It was verified that the technical

¹ Trabalho premiado no Seminário de Iniciação Científica da UFJF em 2016.

² Bolsista PIBIC/CNPq.

³ Bolsista BIC/UFJF.

⁴ Professor Orientador - Departamento de Energia Elétrica, Faculdade de Engenharia, UFJF, e-mail: joao.passos@ufjf.edu.br.



losses of the system vary according to the connection point of the wind farm and the amount of generation to be allocated, and from the results of the simulations it was identified that, for this system, the lowest level of loss occurs when the connection takes place close to a load center. The Network Analysis program - ANAREDE, developed by CEPEL, was used to validate the results of the simulations.

Keywords: Generation curve. Load curve. Power flow. Technical losses.

1 INTRODUÇÃO

A energia, em todas as suas formas, tem se mostrado cada vez mais importante na sociedade atual. A economia e o desenvolvimento de uma nação dependem de seu potencial energético. A maior parte da geração de energia no mundo está concentrada em fontes poluentes de combustíveis não renováveis (IEA, 2018). Para reverter essa situação muitos países têm investido em fontes de Geração Distribuída (GD) como, por exemplo, usinas solares e eólicas (OLIVEIRA PINTO, 2013; TOLMASQUIM, 2016). Quanto maior o número de GDs conectadas a rede maior deverá ser a preocupação em criar requisitos que permitam a operação segura, além de garantir a qualidade e continuidade do serviço prestado por grandes geradores. O dimensionamento e a localização da(s) usina(s), assim como as características de resposta do sistema são dois dos principais fatores a serem considerados antes da conexão de uma GD ao sistema.

A partir deste contexto, pode-se afirmar que o desenvolvimento de ferramentas computacionais que permitam ou facilitem a avaliação de sistemas de potência contendo a presença de GD e a possibilidade de operação ilhada, formando *Microgrids*, de forma planejada ou durante a ocorrência de contingências é um tema de pesquisa de grande relevância para os sistemas atuais.

Dessa forma, este trabalho apresenta uma ferramenta computacional elaborada através do *software* MATLAB[®] capaz de solucionar curvas de carga e geração aplicadas a sistemas com geração local, também conhecidos como *Microgrids*. Solucionar uma curva carga e geração significa calcular o fluxo de potência para cada ponto de operação das curvas analisadas. A consideração das curvas de carga e geração na solução do problema tem por objetivo principal capturar as características de variação diária da carga e a intermitência das fontes de geração, principalmente as fontes solar e eólica.

O cálculo do fluxo de potência em um sistema elétrico consiste essencialmente na determinação do estado da rede (tensões complexas), da distribuição dos fluxos e de algumas outras grandezas de interesse. Representa-se o sistema analisado por um conjunto de equações e inequações algébricas, o que implica em uma modelagem

estática. Essa modelagem é utilizada em ocasiões onde a variação do tempo é suficientemente lenta, ou seja, quando o sistema pode ser considerado em regime permanente (STOTT, 1974; MONTICELLI, 1983).

A ferramenta desenvolvida neste trabalho soluciona um fluxo de potência sequencial para cada ponto de operação de uma curva de carga e geração e, portanto, apresenta como solução uma série de curvas que mostram a variação da distribuição dos fluxos de potência no sistema, a variação dos módulos e fases das tensões nas barras, a geração e consumo de potência em cada barra, e também a variação das perdas técnicas ao longo do tempo. Ao se integralizar as perdas técnicas de cada ponto de operação obtêm-se as perdas ao longo de um determinado período de tempo tornando possível, por exemplo, analisar o impacto de uma fonte alternativa de energia nas perdas técnicas do sistema.

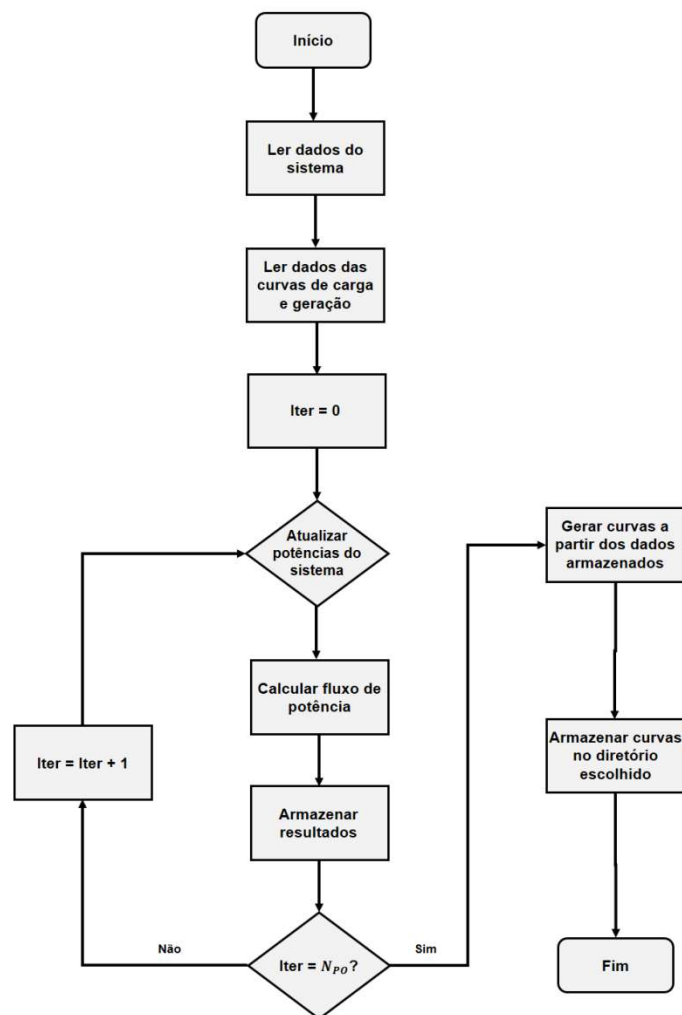
2 SOLUÇÃO DE CURVAS DE CARGA E GERAÇÃO

A ferramenta computacional desenvolvida resolve as curvas de carga e geração conforme a estratégia mostrada no fluxograma da Figura 1. Inicialmente é realizada a leitura dos dados de entrada do sistema analisado a partir de um arquivo de texto, onde o formato dos dados é o mesmo adotado pelo programa ANAREDE, desenvolvido pelo Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (CEPEL) e utilizado por diversas empresas do Setor Elétrico Brasileiro. A leitura dos dados das curvas de carga e geração é feita em seguida e, novamente, o padrão é mesmo do programa ANAREDE. O contador de iterações (“Iter”) é inicializado em 1. O passo seguinte é a atualização das potências injetadas no sistema (potências geradas e demandadas) para o ponto de operação “Iter”, onde as potências ativas e reativas demandadas são multiplicadas pelo coeficiente do ponto “Iter” da curva de carga, enquanto as potências ativas geradas são multiplicadas pelo coeficiente da curva de geração. É importante destacar que os coeficientes só irão multiplicar as potências das barras indicadas no arquivo de dados iniciais, o que significa que as barras não selecionadas terão potências gerada e/ou demanda mantidas constantes, conforme definido no caso base. Com as potências atualizadas soluciona-se o fluxo de potência para o caso em questão e os resultados são armazenados matricialmente. O contador de iterações é incrementado e o processo se repete até que todos os pontos de operação das curvas tenham sido percorridos.

A partir dos resultados armazenados dos fluxos de potências são geradas as

curvas de interesse no mesmo padrão que o programa ANAREDE. Destaca-se que são geradas curvas para todas as barras do sistema. É importante salientar que o programa ANAREDE não soluciona fluxos de potência sequencial com a aplicação de curvas de geração. Desta forma, esta é uma contribuição deste trabalho. Para validação com o programa ANAREDE considerou-se a geração como uma carga negativa injetada na barra.

Figura 1 – Estratégia de solução das curvas de carga e geração



Fonte: elaboração própria.

3 SIMULAÇÕES E RESULTADOS

Foram realizadas simulações no sistema teste de 24 barras do IEEE (SUBCOMMITTEE, 1979), onde as mesmas considerações utilizadas por (CAVALARI, 2016) foram adotadas. Esse sistema possui 11 barras de geração que variam de 172 MW

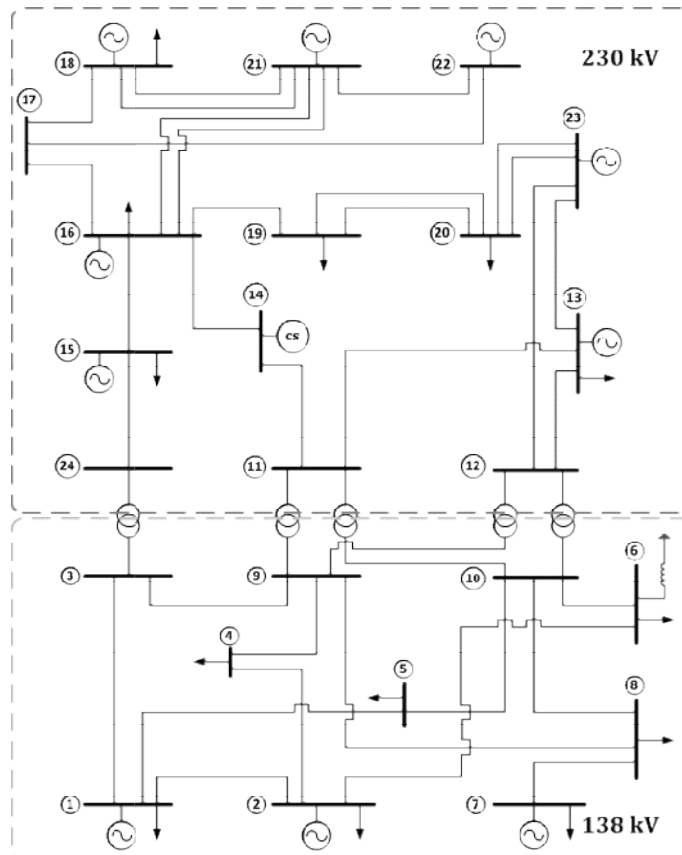
a 660 MW, com um total de 24 barras que são conectadas por 38 linhas de transmissão e transformadores, possuindo ainda duas áreas de tensão bem definidas, 138 kV e 230 kV. A Figura 2 apresenta a topologia do sistema. Sendo a área 1 correspondente a 138 kV e a área 2 a 230 kV. A barra de referência do sistema (*swing*) é a de número 13. A distribuição da geração e carga por área do sistema pode ser vista na Tabela 1, onde se destaca que a geração é maior que a carga devido à existência de perdas no sistema. Para se aproximar do comportamento de um sistema real, foram utilizados os fatores de participação da Tabela 2, de forma a distribuir as diferenças entre carga e geração do sistema (ALTOMAR, 2015).

Tabela 1 –Distribuição de geração e carga por área do sistema

Área	Geração [MW]	Carga [MW]
138 kV	584,0	1.332,0
230 kV	2.415,3	1.518,0
Total	2.999,3	2.850,0

Fonte: elaboração própria.

Figura 2 –Topologia do sistema 24 barras do IEEE

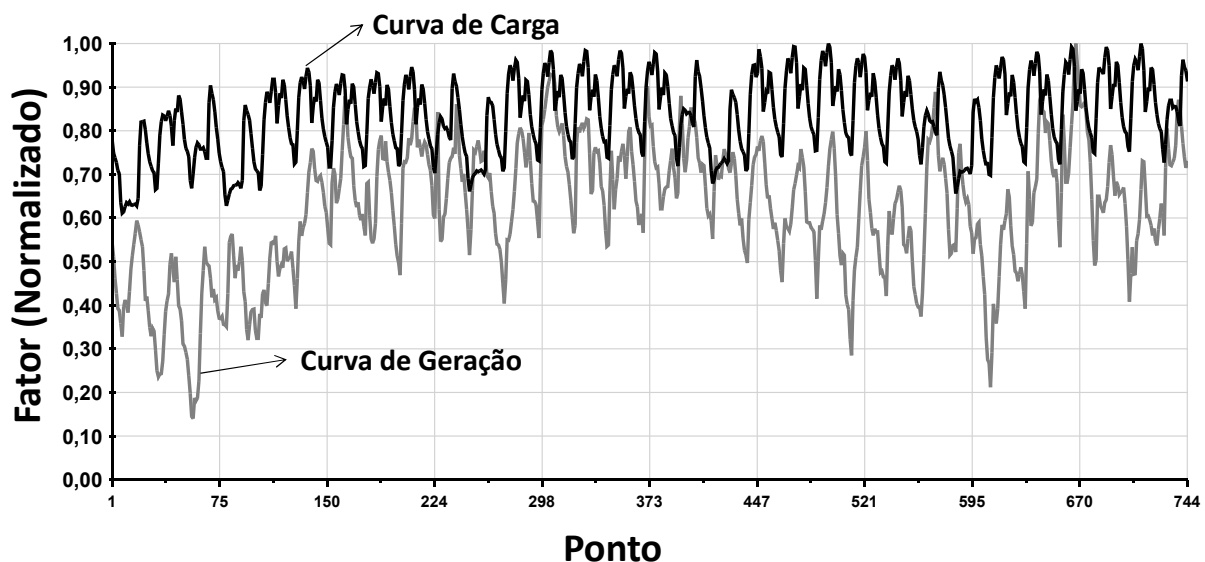


Fonte: SUBCOMMITTEE, 1979.

Os dados para elaboração das curvas de carga e geração utilizadas foram disponibilizados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Ambas as curvas possuem 744 pontos, o que corresponde, em horas, a um mês de 31 dias. Foram considerados três níveis diferentes de penetração de energia eólica em relação à carga ativa total do sistema (2.850 MW), o que pode ser verificado na Tabela 3.

As simulações realizadas consistiram na conexão de um parque eólico, operando com fator de potência unitário, em cada uma das 24 barras do sistema teste através de um *link* de baixa impedância, onde as curvas de carga e geração foram aplicadas em todas as barras do sistema. A Figura 3 apresenta as curvas de carga e geração normalizadas que foram utilizadas neste trabalho. A barra do parque eólico foi numerada como barra 25. Esse processo foi realizado para cada nível de penetração considerado, ou seja, foram considerados 24 casos para cada um deles, totalizando 72 casos de estudo. Para cada simulação foram obtidos os fluxos de potência entre as linhas de transmissão e transformadores, perfil de tensão em módulo e fase nas barras, e as perdas técnicas no sistema durante os 744 pontos de operação. De forma a validar os resultados obtidos pelo programa desenvolvido durante este trabalho, foram realizadas as mesmas simulações no programa ANAREDE.

Figura 3 – Curvas de Carga e Geração



Fonte: ONS.

Tabela 2 –Fatores de participação dos geradores do sistema teste IEEE 24-Barras.

Barra	Fator de participação [%]
1	5,73
2	5,73
7	8,00
13	9,51
14	0,00
15	7,17
16	5,17
18	13,34
21	13,34
22	10,00
23	22,01

Fonte: CAVALARI, 2016.

Tabela 3 –Níveis de Penetração de Energia Eólica em relação a carga do sistema

Nível de Penetração [%]	Nível de Penetração Absoluto [MW]
1	28,5
5	142,5
10	285,0

Fonte: CAVALARI, 2016.

As Tabelas 4 e 5 contêm, respectivamente, os casos com as menores e maiores perdas elétricas obtidas nas simulações dos 72 casos de estudo, onde é possível se observar uma comparação entre os resultados do ANAREDE e da ferramenta desenvolvida em MALTAB[®] neste trabalho. As tolerâncias adotadas foram de 0,01 p.u. para os desvios de potência ativa e reativa em cada iteração. Cada tabela contém os resultados por nível de penetração, sendo estes organizados de acordo com a barra em que foi feita a conexão do parque eólico. As perdas elétricas foram definidas de forma percentual tomando como referência as perdas do caso base, sendo este o caso em que não é considerado o parque eólico e tem perdas totais iguais a 27.913,964 MW.

Tabela 4 –Menores perdas em relação ao nível de penetração

Penetração de 1%		
Barra de conexão	Perdas no MATLAB [%]	Perdas no ANAREDE [%]
6	99,77998	99,77350
8	100,6363	100,6290
5	100,6375	100,6307
Penetração de 5%		
Barra de conexão	Perdas no MATLAB [%]	Perdas no ANAREDE [%]
6	102,0310	102,0012
10	105,2347	105,2044
11	105,7949	105,7845
Penetração de 10%		
Barra de conexão	Perdas no MATLAB [%]	Perdas no ANAREDE [%]
6	112,6354	112,5798
13	112,8347	112,8177
10	112,9349	112,8827

Fonte: elaboração própria.

Ao se analisar os resultados das Tabelas 4 e 5, percebe-se que em todos os níveis de penetração considerados tem-se que o menor valor de perdas é obtido quando a conexão do parque eólico é feita na barra 6. Além disso, fica claro que as perdas técnicas do sistema crescem conforme se aumenta o nível de penetração independente da barra em que se conecta o parque eólico, sendo a única exceção o caso da barra 6 com penetração de 1%. Pode-se destacar também que o nível de perdas pode aumentar consideravelmente de acordo com a barra de conexão do parque eólico. Para todos os níveis penetração se verificou que a barra 22 é o pior local para se realizar a conexão, apresentando as maiores perdas. Para uma penetração de 10%, o aumento das perdas chega a 68,0006% em relação ao valor do caso base. Esses resultados estão de acordo com as considerações de (OCHOA; HARRISON, 2011) e (KHALESI *et al.*, 2011). Em comparação com o ANAREDE observa-se que a diferença nos resultados aconteceu na ordem da segunda casa decimal, de acordo com a tolerância adotada, validando os desenvolvimentos realizados.

Tabela 5 –Maiores perdas em relação ao nível de penetração

Penetração de 1%		
Barra de conexão	Perdas no MATLAB [%]	Perdas no ANAREDE [%]
22	105,3390	105,3332
21	104,3619	104,3570
18	104,2244	104,2197
Penetração de 5%		
Barra de conexão	Perdas no MATLAB [%]	Perdas no ANAREDE [%]
22	130,0908	130,0567
21	124,5219	124,4937
18	123,8599	123,8323
Penetração de 10%		
Barra de conexão	Perdas no MATLAB [%]	Perdas no ANAREDE [%]
22	168,0006	167,9288
21	155,3123	155,2548
18	154,0593	154,0028

Fonte: elaboração própria.

É interessante notar que a topologia do sistema tem influência direta nas perdas do sistema. A distribuição dos fluxos de potência depende de onde se localizam os geradores e cargas, sendo que características físicas das linhas de transmissão e transformadores também desempenham um forte papel nessa questão. Dessa maneira, dependendo da barra em que se conecta um novo gerador, pode-se aumentar ou diminuir as perdas do sistema de acordo com o nível de penetração. Do ponto de vista do sistema teste de 24 barras do IEEE, observa-se que as barras 21 e 22, que são barras de geração (tipo PV) e se mostraram como os piores pontos de conexão para o parque eólico, estão mais distantes eletricamente das cargas do sistema, como pode ser observado na Figura 3.1 e nos dados do sistema. Em contrapartida, a barra 6, que é uma barra de carga (tipo PQ), se encontra em uma região com pouca geração e se beneficiou da conexão do parque eólico.

4 CONCLUSÃO

Este artigo apresentou a estrutura de um programa computacional desenvolvido para a avaliação da inserção de fontes alternativas em sistemas elétricos. O programa desenvolvido em MATLAB[®] é capaz de solucionar curvas de carga e geração de forma

semelhante ao programa ANAREDE desenvolvido pelo CEPEL, gerando como resultado as variações das grandezas elétricas de interesse no sistema ao longo do tempo. As simulações da inserção de um parque eólico no sistema teste IEEE 24-Barras mostraram que o nível de perdas elétricas depende do ponto do sistema em que é realizada a conexão, podendo aumentar consideravelmente se a conexão for realizada longe do centro de carga. Verificou-se que o melhor ponto de conexão depende do nível de penetração do parque eólico e varia de acordo com a topologia do sistema.

REFERÊNCIAS

ALTOMAR, M. B. A. P. F. J. A. **Assessment of Solar Generation Power Plants Through Sequential Newton Power Flow Solutions Along The Weekly Load Curve.** In: The XI Latin-American Congress Electricity Generation and Transmission, 2015, São José dos Campos.

CAVALARI, G. M. **Avaliação de perdas elétricas devido ao ponto de interconexão do sistema de geração eólica na rede elétrica.** 2016. 60 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF), Juiz de Fora, 2016.

IEA. International energy agency. **IEA**, 2018. Disponível em: <http://www.irena.org>. Acesso em: 17 dez. 2018.

KHALES, N.; REZAEI, N.; HAGHIFAM, MR. DG allocation with application of dynamic programming for loss reduction and reliability improvement. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 33, p. 288-295, 2011.

MONTICELLI, A. J. **Fluxo de carga em redes de energia elétrica.** [S.l.]: E. Blucher, 1983.

OCHOA, L. F.; HARRISON, G. P. Minimizing energy losses: Optimal accommodation and smart operation of renewable distributed generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 26, p. 198-205, 2011.

OLIVEIRA PINTO, M. **Fundamentos de energia eólica.** [S.l.]: Grupo Gen-LTC, 2013.

STOTT, B. Review of load-flow calculation methods. **Proceedings of the IEEE**, v. 62, p. 916-929, 1974.

SUBCOMMITTEE, P. M. IEEE reliability test system. **IEEE Transactions on power apparatus and systems**, p. 2047-2054, 1979.

TOLMASQUIM, M. T. **Energia Renovável: hidráulica, biomassa, eólica, solar, oceânica.** Rio de Janeiro: EPE, 2016.