

Evaluation of Ohmic Losses in Medium Voltage Feeders in the Presence of Distributed Generation

Leander de Oliveira Rêgo¹
 Glauco Nery Taranto¹

Alan de Paula Faria Ferreira^{1,2}
 Tatiana Mariano Lessa Assis¹ Djalma Mosqueira Falcão¹

¹Electrical Engineering Department
 Federal University of Rio de Janeiro – COPPE
 Rio de Janeiro, Brazil

²Electrical Engineering Department
 Federal Center of Technological Education - Cefet/RJ
 Rio de Janeiro, Brazil

Abstract - The increase of the insertion of photovoltaic generation (PVG) in the distribution networks can cause several electrical impacts. This paper aims to evaluate the ohmic losses in medium voltage (MV) feeders of the distribution network of utilities, in the presence of PVG. In general, the PVG connection tends to cause a reduction of the electrical losses in the medium voltage network. However, in this work will be shown, through several simulations using the software Simulight [1], cases in which the electrical losses increase with the insertion of PVG and the main factors influencing the electric losses.

Keywords - Distribution network; feeders; medium voltage; distributed generation; photovoltaic; electrical losses.

I. INTRODUÇÃO

A tendência atual pela Geração Distribuída (GD) é o resultado de avanços tecnológicos que viabilizaram economicamente a geração de energia elétrica em instalações de pequeno porte, e das preocupações com os impactos ambientais, que têm motivado a substituição da geração de energia utilizando combustíveis fósseis por fontes renováveis. Destacam-se, principalmente, as fontes de energia eólica e solar, as quais se adaptam muito bem a essa forma descentralizada de geração.

Segundo [2,3], a GD pode ser definida por: “Qualquer instalação de geração relativamente próxima aos consumidores, conectada diretamente à rede de distribuição, com capacidade não superior a 30 MW”.

Com base nesta definição geral, é possível realizar a seguinte classificação da GD, em função do porte da instalação [2,3]:

- **Minigeração Distribuída:** GD conectada normalmente às redes de distribuição em média tensão (2,3 kV a 44 kV) com capacidade superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW, considerando fontes renováveis;
- **Microgeração Distribuída:** GD conectada às redes de distribuição em baixa tensão (110 V a 440 V) com capacidade inferior a 75 kW e utilizando fontes renováveis.

A micro e minigeração distribuída no Brasil é operada de acordo com um Sistema de Compensação de Energia, ou *Net Metering*, pelo qual não existe venda da energia produzida pela unidade distribuída e sim uma compensação do consumo para o detentor da GD.

Tais definições da geração distribuída são importantes uma vez que o porte da instalação influencia diretamente nos impactos que a GD trará ao sistema de distribuição, dentre os quais está a alteração das perdas elétricas. Em geral, na literatura, a inserção de uma baixa penetração de GD é associada à redução de perdas [4, 5, 6, 7]. Este artigo mostra que as perdas podem aumentar em determinadas situações de alta penetração de GD, corroborando os resultados de [5,7].

Este trabalho avalia o impacto da geração distribuída conectada nas perdas elétricas de redes de distribuição de média tensão (MT). A avaliação é feita através da análise de um sistema tutorial e um caso real.

II. CASO TUTORIAL

A. Sistema Tutorial

O sistema apresentado na Figura 1, chamado de Sistema Tutorial, pode ser utilizado como exemplo para mostrar como podem variar as perdas elétricas de um alimentador de MT na presença de GD. O sistema é radial, composto por 4 barras, representando simplificadaamente um alimentador de MT em 11,4 kV. A Barra 4 representa o barramento da subestação (SE) e as Barras 1, 2 e 3 são pontos de carga. Na Barra 3, além da carga, há um gerador fotovoltaico que pode produzir 100% da carga do alimentador, ou seja, 3 MW.

Foram realizados dois estudos no Sistema Tutorial, ambos considerando a mesma penetração de GD no alimentador, porém considerando diferentes impedâncias para os trechos do mesmo, como será descrito a seguir.

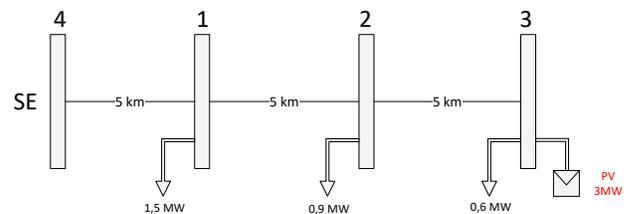


Fig. 1 Sistema Tutorial – Alimentador de MT

B. Estudo 1

Neste primeiro estudo, foi considerado um alimentador constituído por um cabo CA 4/0 AWG¹. Para as bases consideradas², chegou-se aos seguintes parâmetros para o sistema: $R_{41} = R_{12} = R_{23} = 1,16$ pu e $X_{41} = X_{12} = X_{23} = 1,57$ pu.

Esse trabalho foi parcialmente financiado pela FAPERJ, CAPES e CNPq.
 Leander O. Rêgo agradece a bolsa de pesquisa oferecida pela Energisa S.A.

¹ Cabo 4/0 AWG: r (Ω/km) = 0,3021 e x (Ω/km) = 0,4091

² $S_{base} = 100$ MVA e $V_{base} = 11,4$ kV

Os resultados de simulação são descritos na Tabela I, que considera cinco cenários operativos. Na Tabela I, são mostradas as tensões nos quatro barramentos ao longo do alimentador e a perda ôhmica total do sistema para cada ponto de operação. A primeira linha da tabela é o caso sem GD com tensão da subestação fixada em 1,00 pu. A segunda linha refere-se também a um caso sem GD, porém com a tensão da subestação fixada em 1,05 pu. Percebe-se um efeito positivo da elevação do perfil de tensão do sistema para as perdas, uma vez que as mesmas diminuíram de 149 kW para 135 kW. A terceira linha da tabela é o caso onde o gerador fotovoltaico produz 3 MW com fator de potência unitário, e a tensão da subestação é 1,05 pu. Neste caso as perdas reduzem bastante, no entanto, ao preço de um perfil de tensão proibitivo. A quarta linha da tabela reproduz um caso análogo ao da terceira linha, porém com o gerador controlando a tensão no ponto de injeção em 1,05 pu. As perdas aumentam em relação ao caso anterior, mas ficam abaixo dos dois casos sem GD iniciais. O perfil de tensão do sistema é aceitável. Para o caso da última linha da tabela, foi realizada simulação análoga ao caso da quarta linha, porém com o gerador fotovoltaico controlando a tensão no valor de 1,0 pu. O perfil de tensão continua aceitável, porém as perdas se elevam em relação a todos os casos anteriores. Isto reflete, teoricamente, que a inclusão de GD no sistema de distribuição pode também aumentar as perdas ôhmicas. Neste caso, isto ocorre pelo fato do gerador fotovoltaico estar controlando a tensão em 1,0 pu, passando a operar com o fator de potência diferente da unidade, e consequentemente, absorvendo potência reativa. Essa potência reativa proveniente da subestação (Barra 4), promove o aumento do módulo da corrente que trafega pelo alimentador em relação ao caso base e, portanto, amplia as perdas por efeito Joule nas resistências dos trechos.

TABELA I
Resultados do *Estudo 1* – Sistema Tutorial

	V _{SE} (pu)	V ₁ (pu)	V ₂ (pu)	V ₃ (pu)	Perdas (MW)
SEM GD	1,00	0,9614	0,9425	0,9350	0,149
SEM GD	1,05	1,0137	0,9958	0,9887	0,135
PV = 3 MW	1,05	1,0476	1,0620	1,0870	0,078
PV = 3 MW (PV controlando tensão em 1,05 pu)	1,05	1,0346	1,0365	1,05	0,108
PV = 3 MW (PV controlando tensão em 1,0 pu)	1,05	1,0168	1,0019	1,00	0,215

C. *Estudo 2*

Com o intuito de aprimorar a representação do alimentador do *Sistema Tutorial*, em relação a um alimentador real, no *Estudo 2*, as impedâncias dos trechos foram modificadas de forma que os trechos mais afastados da SE possuíssem maiores valores de impedância, refletindo condutores de dimensões menores. Dessa forma, as novas impedâncias consideradas são: $R_{41} = 1,16$ pu e $X_{41} = 1,57$ pu, $R_{12} = 2,32$ pu e $X_{12} = 3,14$ pu, $R_{23} = 3,48$ pu e $X_{23} = 4,72$ pu.

Para o *Estudo 2* será considerada a mesma penetração de GD do *Estudo 1*, ou seja, o gerador PV produz 3 MW. Também foram consideradas as mesmas condições operativas do *Estudo 1*. Os resultados do *Estudo 2* estão resumidos na Tabela II.

TABELA II
Resultados do *Estudo 2* – Sistema Tutorial

	V _{SE} (pu)	V ₁ (pu)	V ₂ (pu)	V ₃ (pu)	Perdas (MW)
SEM GD	1,00	0,9598	0,9195	0,8956	0,198
SEM GD	1,05	1,0123	0,9745	0,9521	0,177
PV3 = 3 MW	1,05	1,0439	1,0660	1,1351	0,195
PV3 = 3 MW (PV controlando tensão em 1,05 pu)	1,05	1,0277	1,0191	1,05	0,292
PV3 = 3 MW (PV controlando tensão em 1,0 pu)	1,05	1,0179	0,9901	1,00	0,401

Em uma comparação das Tabelas I e II, verifica-se que as perdas elétricas foram mais significativas para o *Estudo 2*. O *Estudo 2* reflete um cenário mais próximo de alimentadores reais, que tendem a ter condutores distintos entre o início e final dos alimentadores, uma vez que os diferentes trechos são projetados para transmitir diferentes potências.

Embora muitos trabalhos da literatura associem a inserção de GD à redução de perdas, os resultados obtidos mostram que a inserção de GD, sob certas circunstâncias, pode provocar o aumento das perdas elétricas.

III. ALIMENTADOR REAL

A análise do *Sistema Tutorial* possibilitou o conhecimento da sensibilidade da variável de interesse em análise (perdas ôhmicas) em função do perfil de tensão do sistema, e também em função da resistência do alimentador. No entanto, o caso tutorial é um sistema de apenas quatro barras, que o distancia, em termos de representatividade, de um alimentador real, que normalmente possui uma quantidade maior de pontos de conexão de cargas.

Dessa maneira, com o intuito de ratificar os resultados de análise obtidos para o *Sistema Tutorial*, assim como de revelar características não obtidas no primeiro sistema, será considerado um sistema mais abrangente, baseado em um sistema de distribuição real, o qual será denominado *Sistema Real*, fruto de um projeto P&D realizado pelos autores.

A topologia do alimentador utilizado é mostrada na Figura 2. Para simplificação da modelagem, o alimentador foi representado considerando apenas seu tronco principal. Os ramais laterais (derivações) foram considerados como cargas equivalentes conectadas ao tronco principal. O erro produzido por tal aproximação, em termos de resultados de fluxo de potência, foi da ordem de 1%.

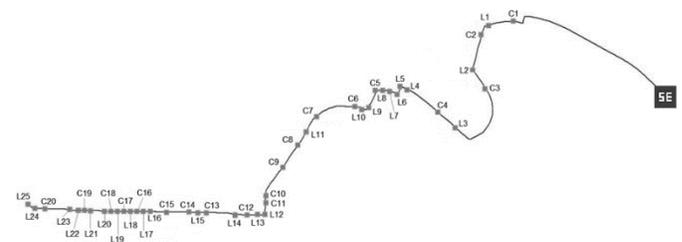


Fig. 2 Topologia do Alimentador – *Sistema Real*

O alimentador é radial, em 11,4 kV e composto por 46 barras. A impedância dos cabos aumenta ao longo do alimentador, conforme o aumento da distância da subestação.

A carga máxima do alimentador ao longo do dia é da ordem de 1,9 MW. A Figura 3 mostra a curva de carga diária considerada nas análises, discretizada por hora.

A geração fotovoltaica distribuída considerada nas simulações possui diferentes valores de pico em cada cenário analisado, entretanto mantém o comportamento típico indicado na Figura 4.

As concessionárias de distribuição de energia elétrica devem manter a tensão na entrada da unidade consumidora dentro de uma faixa de operação bem estreita [8]. Normalmente são admitidas tensões na faixa de 0,93 a 1,05 pu [9]. Para manter o perfil de tensão dentro desta faixa, historicamente os sistemas de distribuição foram projetados para superar quedas de tensão à medida que a corrente flui através de linhas com baixa relação X/R. Isto é normalmente conseguido mantendo-se uma tensão elevada na subestação e utilizando transformadores de regulação e / ou bancos de capacitores comutados para compensar quedas de tensão de linha ao longo do circuito. Nas análises do *Sistema Real*, considerou-se a subestação com tensão de 1,05 pu. A Figura 5 apresenta o perfil de tensão do alimentador em sua situação original, a qual chamaremos de *Caso Base*, desconsiderando a presença de geração distribuída.

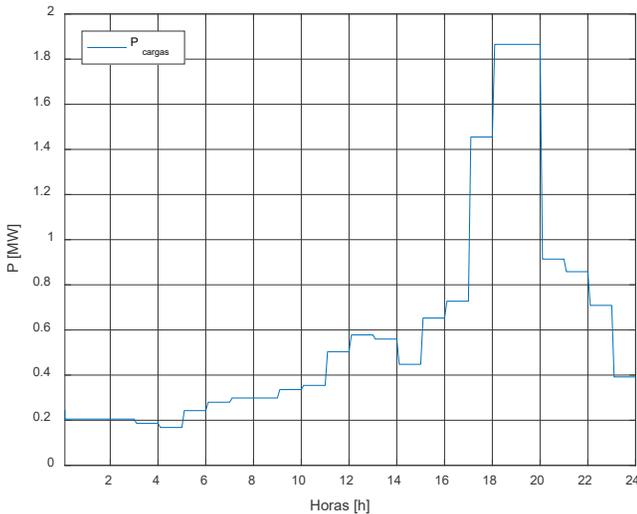


Fig. 3 Curva de Carga Diária do Alimentador

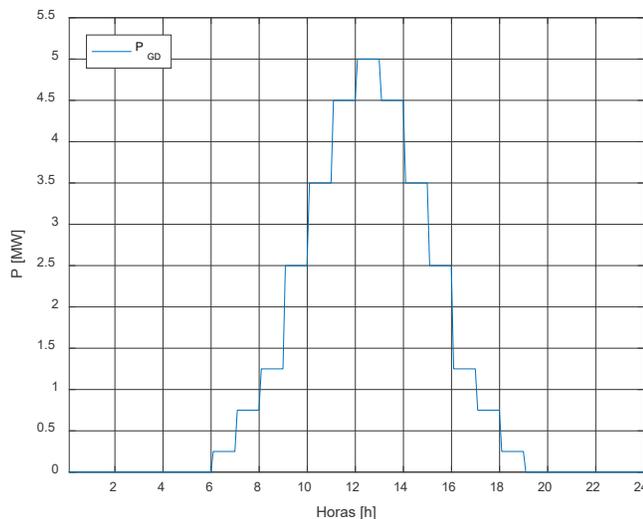


Fig. 4 Curva Típica de Geração Fotovoltaica

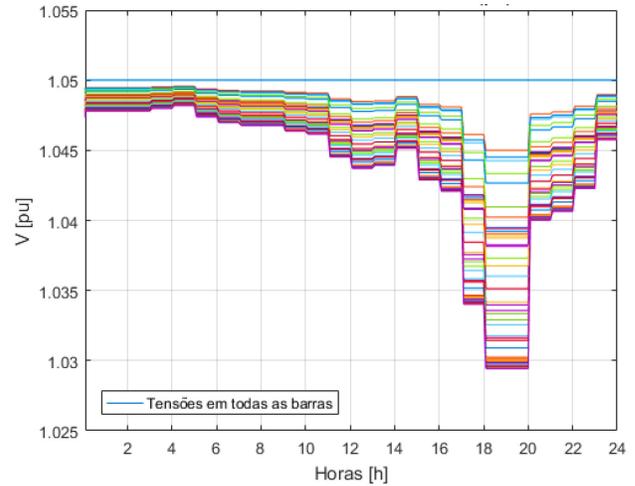


Fig. 5 Perfil de Tensão do Alimentador (Sem GD)

Com base no *Sistema Real*, e também nos portes de GD para micro e minigeração, são realizadas simulações com o intuito de verificar o impacto da GD nas perdas ôhmicas para cenários de geração de grande porte e pequeno porte, “pulverizadas” ao longo do alimentador.

A. Cenários de Microgeração

Neste cenário, foi considerada a existência de geradores com porte de microgeração, ou seja, menores do que 75 kW.

A Figura 2 indica a existência de 45 pontos de tomada de carga no tronco principal, sendo 25 destes referentes a ramais laterais, atendendo a muitas unidades consumidoras, e 20 de carga que acessam diretamente a rede de média tensão. Com o intuito de se realizar uma penetração de GD equilibrada ao longo do tronco principal, foram previstos dez pontos de acesso de geradores distribuídos fotovoltaicos, como mostra a Figura 6.

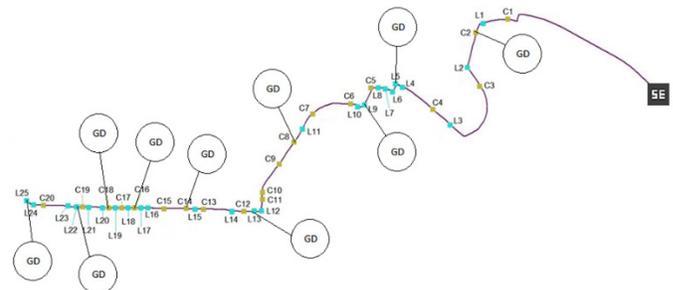


Fig. 6 Inserção de GD ao longo do Alimentador - Sistema Real

Com base nesta topologia, foram criados seis casos de análise da microgeração, considerando penetrações de 1%, 5%, 10%, 20%, 50% e 100%, como descrito na Tabela III.

TABELA III
Penetrações envolvendo Microgerações (Sistema Real)

Caso	Penetração (%)	Potência Total (kWp)	Potência por Unidade GD (kWp)
1	1	19	1,90
2	5	95	9,50
3	10	190	19
4	20	380	38
5	50	950	95
6	100	1900	190

Dessa maneira, após cada simulação, foram coletadas as seguintes variáveis: **Energia de Perdas Total por Dia (kWh/dia)**, **Energia de Perdas Percentuais em Relação a Energia Total por Dia (%)**, **Tensão Máxima no Alimentador (pu)** e **Variação da Energia de Perdas em relação ao caso base por Mês (kWh/mês)**.

Na Tabela IV são mostrados os resultados obtidos dos seis casos simulados:

TABELA IV

Análise de Perdas e Sobretenção - Microgeração (Sistema Real)

Caso	Potência GD (kWp)	Energia de Perdas (kWh/dia)	Energia de Perdas (%/dia)	Tensão Máxima (pu)
Base	-	106,2537	0,7382	1,05
1	19	105,079	0,7306	1,05
2	95	102,861	0,7152	1,05
3	190	99,603	0,6925	1,05
4	380	94,842	0,6594	1,05
5	950	90,946	0,6323	1,0513
6	1900	118,277	0,8223	1,0584

Verifica-se na Tabela IV que para dois patamares de penetração ocorrem tensões proibitivas na inserção da GD, os casos de 50% e 100%. Na Figura 7 verifica-se o período do dia em que ocorre a violação de tensão.

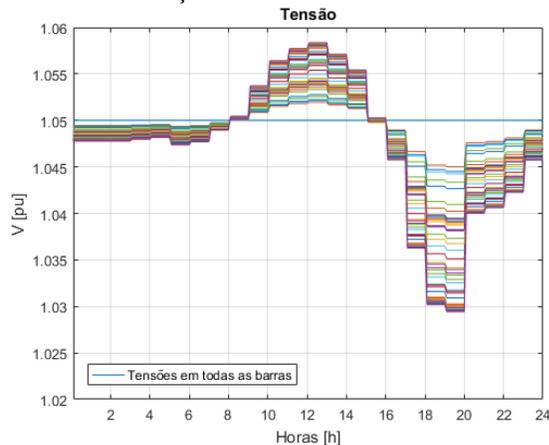
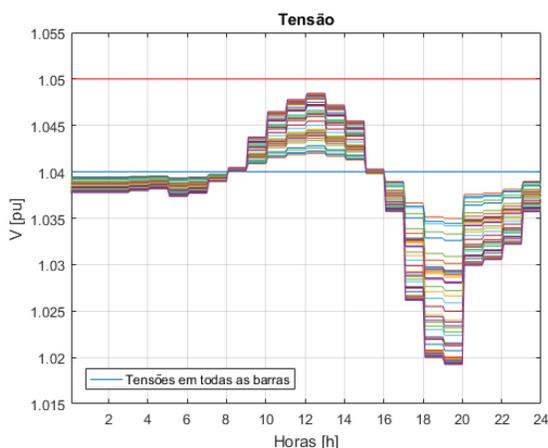
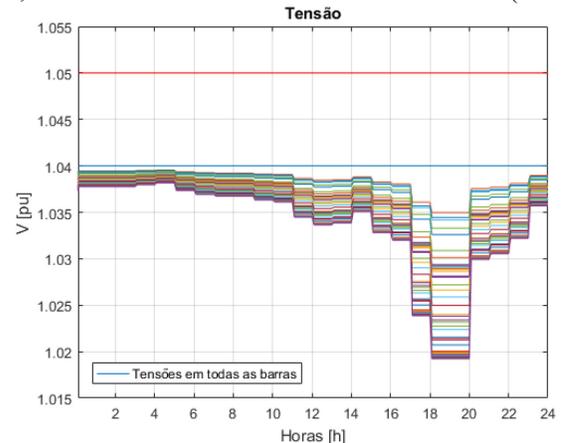


Fig. 7 Perfil de Tensão Diário com Penetração de 100% - Sistema Real

Com o intuito de viabilizar esta penetração de GD e evitar sobretenções, pode-se reduzir a tensão da subestação de 1,05 pu para 1,04 pu. O resultado é mostrado na Figura 8.

Fig. 8 Penetração de 100% com $V_{SE} = 1,04pu$

Embora a redução da tensão da barra da subestação tenha eliminado as sobretenções, essa estratégia acarreta o aumento das perdas, conforme registrado na Tabela V, que mostra o Caso Base, o Caso 6 e o novo caso com tensão reduzida (Caso 7).

Fig. 9 Caso sem GD e $V_{SE} = 1,04pu$, sem sobretenções ou sobtensõesTABELA V
Ajuste da Tensão da SE - Aumento das Perdas

Caso	Potência GD (kWp)	Energia de Perdas (kWh/dia)	Energia de Perdas (%/dia)	Tensão Máxima (pu)
Base	-	106,2537	0,7382	1,05
6	1900	118,277	0,822	1,0584
7	1900	120,614	0,839	1,0485

Na Figura 9, constata-se que ao realizarmos a diminuição da tensão da subestação para 1,04 pu, mesmo para o cenário sem GD, também não seriam violados os limites de tensão aceitáveis.

B. Cenários de Minigeração

Nos cenários de minigeração, buscou-se avaliar as perdas ôhmicas considerando plantas de geração de grande porte.

Primeiramente, foram analisados cenários de inserção de minigeração, variando-se a potência e a localização da GD.

Quanto à localização da minigeração, a GD foi conectada em três posições distintas. São elas: Posição P1: Início do Alimentador; P2: Região Central do Alimentador; P3: Final do Alimentador.

Quanto à capacidade instalada, a GD foi conectada à rede com três potências distintas: 1 MWp; 3 MWp e 5 MWp.

Portanto foram analisados 9 cenários de inserção de minigeração. Os casos estudados consideram a inserção de apenas uma planta de minigeração por cenário. Em todos os casos a planta de minigeração operou com fator de potência unitário, ou seja, apenas injetando potência ativa no sistema.

A Figura 10 apresenta a topologia do Sistema Real, destacando as posições P1, P2 e P3, onde foram consideradas a inserção das plantas de minigeração.

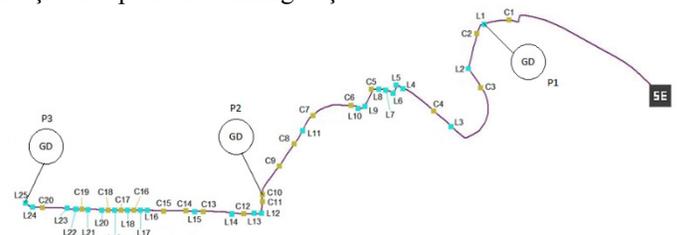


Fig. 10 Topologia do Sistema Real – Cenários de Minigeração

A Tabela VI apresenta os resultados das análises para os 9 cenários de minigeração estudados.

TABELA VI
Resultados – Cenários de Minigeração

Caso	Potência GD	Localização da GD	Energia de Perdas (kWh/dia)	Energia de Perdas (%)	Tensão Máxima (pu)
Base	-	-	106,2537	0,7382	1,05
1	1 MWp	P1	101,7393	0,7069	1,0504
2	3 MWp	P1	142,2491	0,9883	1,0544
3	5 MWp	P1	247,821	1,724	1,0584
4	1 MWp	P2	95,9731	0,6668	1,0519
5	3 MWp	P2	238,4016	1,6585	1,0652
6	5 MWp	P2	588,6544	4,0897	1,0779
7	1 MWp	P3	106,7378	0,7425	1,0564
8	3 MWp	P3	405,2917	2,8158	1,0806
9	5 MWp	P3	1065,397	7,4116	1,1037

Os resultados obtidos mostram que em apenas dois cenários houve redução das perdas elétricas, em relação ao Caso Base, desconsiderando a presença de geração distribuída.

A Figura 11 apresenta um gráfico que resume os resultados mostrados na Tabela VI e mostra a evolução das perdas elétricas nos 9 cenários de minigeração estudados.

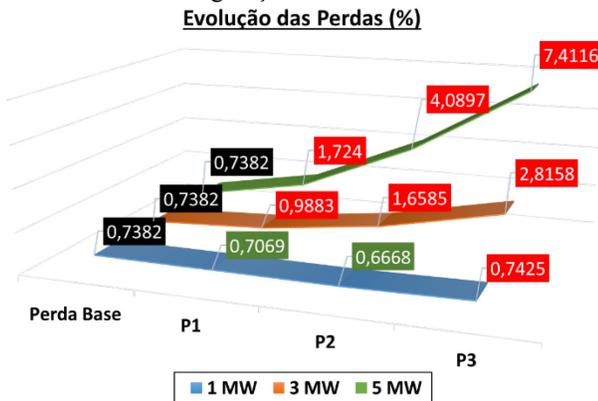


Fig. 11 Evolução das Perdas (%) nos Cenários de Minigeração

Contudo, apesar da inserção de minigeração ter provocado a redução das perdas elétricas em dois cenários analisados, a Tabela VI mostra que, em todos os cenários, a inserção da GD provocou problemas de sobretensão, levando a tensão de alguns barramentos do alimentador a patamares inadmissíveis.

A Figura 12 apresenta um gráfico que resume os resultados mostrados na Tabela VI e mostra a evolução da sobretensão provocada pela inserção da GD nos 9 cenários de minigeração estudados.

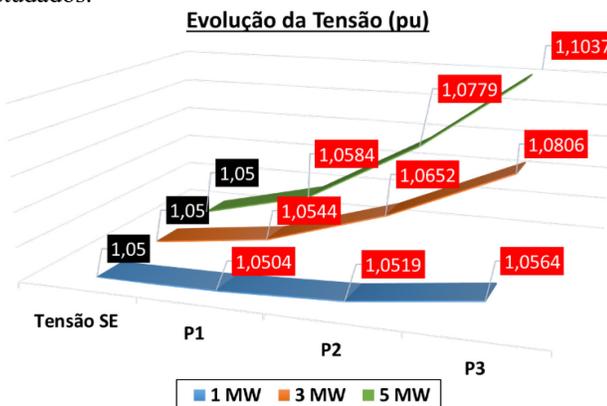


Fig. 12 Evolução das Tensões (pu) nos Cenários de Minigeração

Com o intuito de viabilizar a maior penetração de GD, sem violação dos limites de tensão, é proposta uma solução que utiliza o conceito de inversores inteligentes (*smart inverter*). Essa tecnologia de inversores permite a operação com fator de potência diferente da unidade, ou seja, absorvendo ou gerando potência reativa da rede.

No caso com GD de 1 MWp na posição P1 (início do alimentador) e operando com fator de potência unitário (Caso 1) houve redução das perdas elétricas em relação ao Caso Base, ao preço de um perfil de tensão proibitivo. Desta forma, foi analisado um novo caso (Caso 10), onde o inversor opera com fator de potência de 0,95 indutivo. A Tabela VII apresenta os resultados obtidos. Observa-se que a utilização de inversor inteligente operando com fator de potência de 0,95 foi o suficiente para manter a tensão dentro de limites toleráveis. Contudo houve um aumento das perdas elétricas, uma vez que a circulação de potência reativa provoca um aumento do carregamento do alimentador. Entretanto, apesar do aumento das perdas elétricas do Caso 10 em relação ao Caso 1, o Caso 10 tem uma redução das perdas em relação ao Caso Base, conforme indica a Tabela VII.

TABELA VII

Efeito da Variação do Fator de Potência - GD 1 MWp na Posição P1

Caso	Potência GD	Fator de Potência	Energia de Perdas (kWh/dia)	Energia de Perdas (%)	Tensão Máxima (pu)
Base	-	-	106,2537	0,7382	1,05
1	1 MWp	1,0	101,7393	0,7069	1,0504
10	1 MWp	0,95	104,3388	0,7249	1,05

A Figura 13 apresenta a evolução das perdas elétricas ao longo de um dia, para os casos com GD de 1 MWp conectadas no início do alimentador, na posição P1.

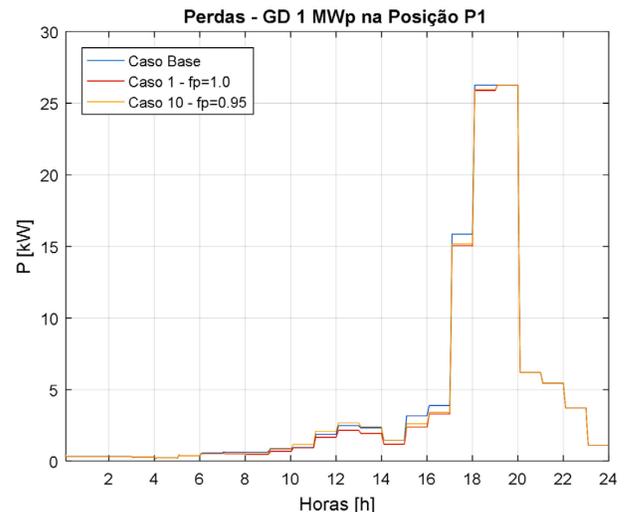


Fig. 13 Perdas com a Variação do Fator de Potência GD de 1 MWp na Posição P1

Um cenário semelhante ocorre para o caso com GD de 1 MWp na posição P2 (região central do alimentador) e operando com fator de potência unitário (Caso 4). Novamente, houve redução das perdas elétricas em relação ao Caso Base, ao preço de um perfil de tensão proibitivo. Assim, foi analisado um novo caso (Caso 11), considerando o inversor operando com fator de potência de 0,95.

A Tabela VIII apresenta os resultados obtidos para a análise com fator de potência modificado. Observa-se que a utilização de inversor inteligente operando com fator de potência de 0,95 não foi suficiente para manter a tensão dentro de limites toleráveis. Para tentar contornar o problema, o fator de potência do inversor foi reduzido para 0,90 (Caso 12), conforme mostra a Tabela VIII. No Caso 12, o perfil de tensão se manteve dentro dos limites adequados. Contudo, a sucessiva diminuição do fator de potência acarreta um aumento sucessivo do fluxo de potência reativa, provocando um aumento do carregamento do alimentador e, conseqüentemente, um aumento das perdas elétricas, conforme mostra a Tabela VIII.

TABELA VIII

Efeito da Variação do Fator de Potência - GD 1 MWp na Posição P2

Caso	Potência GD	Fator de Potência	Energia de Perdas (kWh/dia)	Energia de Perdas (%)	Tensão Máxima (pu)
Base	-	-	106,2537	0,7382	1,05
4	1 MWp	1,0	95,9731	0,6668	1,0519
11	1 MWp	0,95	104,2542	0,7253	1,0504
12	1 MWp	0,90	110,2173	0,7658	1,05

A Figura 14 apresenta a evolução das perdas elétricas, ao longo de um dia, para os casos com GD de 1 MWp conectadas na região central do alimentador, na posição P2.

Em uma análise das Figuras 13 e 14, podemos notar que a variação do fator de potência tem um impacto acentuado nas perdas elétricas por volta das 12h, período em que a GD opera em seu pico de geração, injetando uma elevada potência na rede.

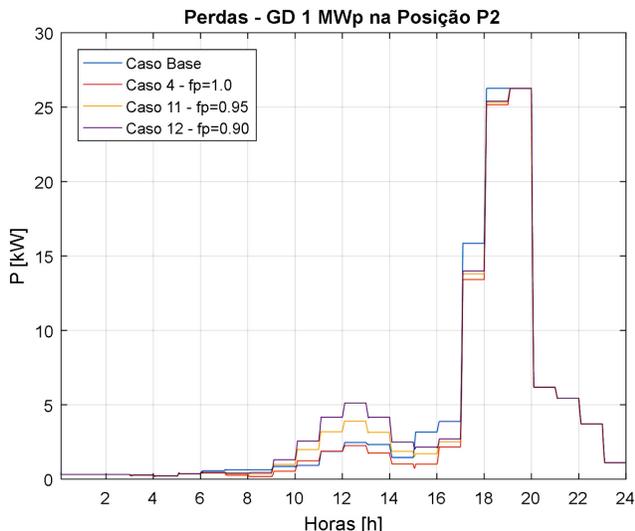


Fig. 14 Perdas com a Variação do Fator de Potência GD de 1 MWp na Posição P2

IV. CONCLUSÕES

Os resultados obtidos neste trabalho indicam que a inserção de geração distribuída em alimentadores de MT não deve ser associada generalizadamente à redução de perdas elétricas.

De fato, como atualmente a inserção de geração distribuída ainda não atingiu valores de penetração significativos, a inserção de geração distribuída tende a provocar a redução das perdas elétricas, como mostram os resultados da maioria dos casos de microgeração analisados.

Contudo, a inserção de plantas de minigeração tende a alterar este quadro, mudando o panorama da avaliação das perdas elétricas em alimentadores de redes de distribuição, podendo levar a situações com aumento considerável nas perdas.

Além do porte da geração da distribuída, os resultados obtidos neste trabalho indicam outros fatores influenciadores das perdas elétricas.

A localização da geração distribuída mostrou-se um importante fator influenciador de perdas elétricas. Geradores distribuídos conectados próximos às extremidades do alimentador tendem a ser mais impactantes do que geradores conectados próximos a subestação. O mesmo ocorre sob o aspecto de tensão.

Outro fator que pode influenciar as perdas elétricas em redes de distribuição é o carregamento do alimentador, já que as perdas são proporcionais ao quadrado da corrente elétrica em circulação. Contudo, a inserção de geração distribuída nem sempre pode levar à redução do carregamento nos cabos e, conseqüentemente, à redução das perdas elétricas.

Além disso, a geração distribuída mostrou-se responsável por diversos problemas de sobretensão em alimentadores de rede de distribuição. Atualmente, a utilização de inversores inteligentes (*smart inverter*) tem sido bastante discutida. Os resultados obtidos neste trabalho mostram que a circulação de potência reativa adicional para o controle de tensão, pode provocar um aumento do carregamento do alimentador e, conseqüentemente, um aumento das perdas elétricas.

V. REFERÊNCIAS

- [1] Simulight, "Simulador para Redes Elétricas com Geração Distribuída, Versão 4", COPPE/UFRJ, 2017.
- [2] ANEEL, Resolução Normativa No. 482, Abril de 2012.
- [3] ANEEL, Resolução Normativa No. 687, Novembro de 2015.
- [4] Z. W. Khan, S. Khan, "Analyzing the Impacts of Distributed Generation on Power Losses and Voltage Profile", International Conference on Emerging Technologies (ICET), IEEE, 2015.
- [5] S. Daud, A. F. A. Kadir, C. K. Gan, "The Impacts of Distributed Photovoltaic Generation on Power Distribution Networks Losses", IEEE Student Conference on Research and Development, 2015.
- [6] J. R. Kumar, A. Jain, "Power Loss and Voltage Regulation Calculation in a Radial System with Distributed Generation and Voltage Regulators", International Conference on Energy, Power and Environment: Towards Sustainable Growth (ICEPE), IEEE, 2015.
- [7] A. A. C. Priyangika, W. D. A. S. Wijayapala, H. M. W. Banda, "The Impacts of Distributed Generation on Transmission and Distribution Losses in Sri Lankan Power System", Electrical Engineering Conference (EECon), IEEE, 2016.
- [8] ANEEL, Procedimentos de Distribuição (PRODIST), Módulo 1 – Introdução, Janeiro 2017. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/>.
- [9] ANEEL, Procedimentos de Distribuição (PRODIST), Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica, Janeiro 2017, Disponível em <http://www.aneel.gov.br/>.