

# **INVESTIGAÇÃO DE DIFERENTES ABORDAGENS PARA O CÁLCULO DE PERDAS REGULATÓRIO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA COM MINIGERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA**

**Palavras-Chave:** PERDAS REGULATÓRIO, ENERGIA FOTOVOLTAICA, SISTEMAS DE  
DISTRIBUIÇÃO

**Autores/as:**

**LUIS FILIPE GARCIA BARBOSA - FEEC**

**Prof./<sup>a</sup> Dr./<sup>a</sup> FERNANDA C. T. ARIOLI (orientador/a) – FEEC**

**Coautores:**

**RODRIGO SANTOS BONADIA - FEEC**

---

## **INTRODUÇÃO:**

Ultimamente, a incorporação progressiva da geração distribuída nos sistemas de distribuição de energia elétrica, principalmente na baixa tensão e por parte da micro e minigeração solar fotovoltaica, tem impactado as perdas técnicas presentes nos sistemas de distribuição, fundamentalmente por conta do desalinhamento entre o pico de geração e o pico de consumo das unidades consumidoras.

A geração solar fotovoltaica (FV) tem se destacado mundialmente como uma das principais fontes de energia nos últimos anos, com instalação de aproximadamente 610 GW entre 2010 e 2019, sendo 117 GW em 2019 [1]. No Brasil, este tipo de geração de energia elétrica cresceu significativamente após a resolução nº 482 de 2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) [2], com 4,7 GW instalados entre 2012 e 2020 [3].

Este fato tem tornado cada vez mais necessário a revisão e proposição de novas perspectivas para a regulação do cálculo das perdas técnicas nas redes de distribuição. Neste âmbito, este projeto de iniciação científica propõe o estudo de duas abordagens para inclusão dos micro e minigeradores fotovoltaicos nos perfis de carga durante o cálculo das perdas técnicas regulatório dos sistemas descritos. Salienta-se, que o estudo será feito via simulação computacional e softwares para tratamentos de dados, com intuito de avaliar a eficiência de cada método sugerido.

## **OBJETIVOS:**

Neste contexto, este projeto propõe avaliar duas abordagens para modelar micro e minigeradores no cálculo de perdas técnicas regulatório das redes de distribuição com tensão de operação inferior a 69 kV. A primeira proposta considera que a distribuidora não possui conhecimento das curvas de geração (curvas de irradiação solar) típicas em sua área de concessão (Abordagem 1) e outra considerando que a distribuidora conhece tais curvas de geração a partir, por exemplo, de medições coletadas durante a campanha de medição (Abordagem 2).

## METODOLOGIA:

Com intuito de dominar os temas: cálculo do fluxo de potência nas redes de distribuição; dimensionamento (segundo o consumo de carga de cada consumidor) e modelagem dos sistemas de geração fotovoltaica; compreensão dos impactos técnicos causados pela conexão da geração distribuída no fluxo de potência, foi realizada a leitura de documentos regulatórios, artigos e livros.

Os estudos foram realizados utilizando-se o software gratuito de código aberto Open Distribution System Simulator (OpenDSS) [4], o tratamento dos resultados e automatização dos estudos puderam ser realizados por meio da linguagem de programação Python. Utilizando-se redes típicas de distribuição de energia elétrica (já modeladas no software OpenDSS) avaliou-se a diferença do valor das perdas em um dia com e sem minigeração solar fotovoltaica e a exatidão dos resultados empregando-se duas abordagens propostas.

Na Abordagem 1, inicialmente estima-se a energia injetada pelo gerador fotovoltaico a partir de suas características nominais e de dados de irradiação solar disponíveis em bases de dados. A equação que descreve o pensamento segue abaixo:

$$EG_{estimada} = EIrr_{mensal} \left[ \frac{Wh}{m^2} \right] \times \text{Área}[m^2] \times \eta_{SFV}$$

*Equação 1 – Cálculo da energia injetada na rede de distribuição.*

$EG_{estimada}$  é a energia gerada pelo sistema fotovoltaico (SFV) no mês;  $EIrr_{mensal}$  é a energia irradiada no mês por  $m^2$  (obtida em bases de dados públicas); Área é a área do SFV, que pode ser calculada a partir da capacidade nominal do sistema; e  $\eta_{SFV}$  é o rendimento do sistema (pode ser utilizado dado de placa ou dados típicos para sistemas fotovoltaicos).

Desacoplando as informações de consumo e geração é possível atribuir curvas de carga típicas (dia útil, sábado e domingo) da campanha de medição para o consumo e uma curva de irradiação de dia limpo para a geração.

Na Abordagem 2, a principal diferença é que a curva de geração fotovoltaica utilizada será uma curva média obtida durante a campanha de medição. Esta curva média poder combinada com a curva de consumo para produzir curvas típicas de consumidores com geração. Em seguida, o procedimento atual de cálculo de uma demanda equivalente para cada consumidor pode ser aplicado considerando esta curva típica mista (de consumidor com geração).

Nesse aspecto, buscou-se caracterizar sistemas teste que representam casos básicos de uma rede de distribuição, para depois partir para sistemas que se assemelham com redes de distribuição reais. Foi realizado o cálculo de fluxo de potência série temporal sobre os sistemas dentro de um período de um dia (24 horas) sem e com sistemas fotovoltaicos, de maneira que o levantamento de curvas que dizem respeito a potência e tensão nas barras e na carga fosse executado. Destaca-se que curvas referentes ao consumo de energia ao longo do período de um dia foram atribuídas a carga do sistema, para consumidores residenciais, comerciais e industriais.

A primeira análise de fluxo de potência se fez sobre um sistema de distribuição com quatro barras, que pode ser utilizado com fins didáticos ao buscar compreender a relação entre o consumo, geração. Assim que os estudos em torno do sistema de quatro barras se encerraram, possibilitando compreender as consequências básicas da conexão de um gerador solar fotovoltaico (pv system) à rede elétrica, os estudos seguiram para uma rede de teste com maior semelhança a um sistema real. Especificamente, o novo objeto de estudo foi um sistema de distribuição com 123 barras que foi utilizado até o fim da execução do projeto.

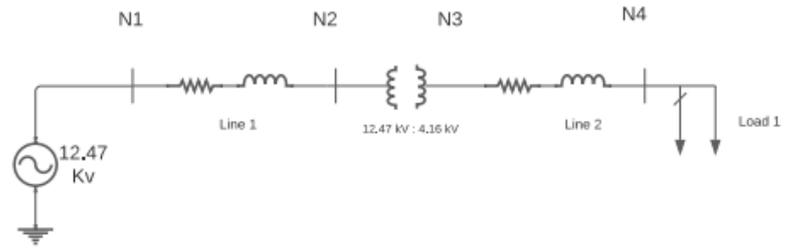


Figura 1 - Sistema de 4 Barras estudado

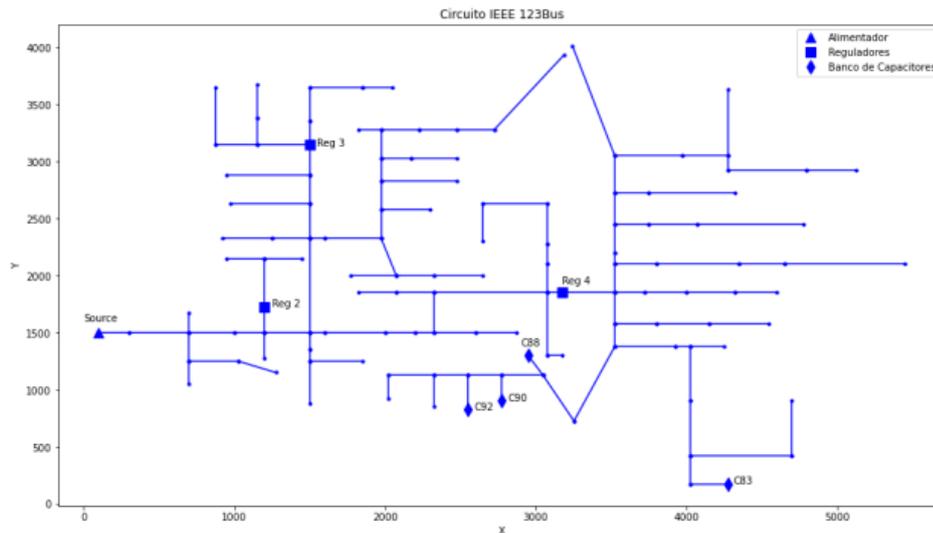


Figura 2 - Sistema de 123 barras estudado

## RESULTADOS E DISCUSSÃO:

Para realizar as primeiras simulações, um levantamento de curvas de carga típicas foi feito através da biblioteca "Load Shape Library" [5], da EPRI, que contém dados acerca do consumo de uma residência, comércio e indústria ao longo do dia.

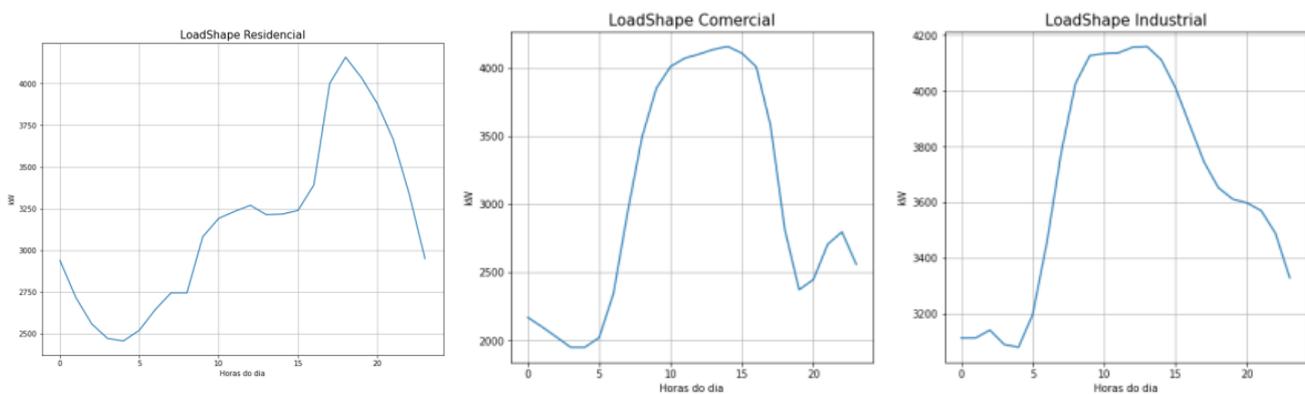


Figura 3 - Curvas de carga iniciais adotadas

Nas condições avaliadas, por meio das simulações e tratamento de dados realizadas nos softwares descritos anteriormente, conforme a geração distribuída on-grid aumenta expressivamente, as perdas também tendem a aumentar. A principal hipótese é que com o aumento da potência injetada na rede, muitas vezes em períodos do dia em que não é totalmente consumida, ocorra excessivo fluxo reverso de energia. Quando isso ocorre, essencialmente, a energia flui no sentido contrário do qual deveria fluir, ou seja, flui da carga para o alimentador e a operação do sistema se torna mais complexa. Isso gera perturbações que promovem um aumento nas perdas técnicas e sobretensão na rede de distribuição.

A mesma análise foi realizada para o sistema de 123 barras, levando em conta a situação em que nenhuma carga possuía um pv system conectado e, posteriormente, 20%, 40% e 60% das cargas conectadas a um pv system de modo que o impacto gerado nas perdas pudesse ser analisado. As perdas totais acumuladas ao longo do dia foram mensuradas e a comparação dos quatro casos testados segue na Tabela 1. No sistema teste empregado, há apenas um transformador de distribuição (MT:BT) e três reguladores de tensão. O transformador de distribuição não possui carga conectada em seu secundário e por este motivo as perdas em vazio são iguais às perdas no transformador.

<b>Perdas acumuladas ao fim do dia</b>	<b>Perdas nos Transformadores [kWh]</b>	<b>Perdas nas Linhas [kWh]</b>	<b>Perdas no cobre [kWh]</b>	<b>Perdas em vazio [kWh]</b>
<b>Sem PV</b>	11.6603	844.4019	844.4051	11.6571
<b>20% Com PV</b>	11.7313	583.6352	583.6374	11.7291
<b>40% Com PV</b>	11.7480	638.8072	638.8094	11.7458
<b>60% Com PV</b>	11.7860	994.8856	994.8891	11.7826

*Tabela 1 – Perdas para as quatro situações testadas*

Por fim, as abordagens foram empregadas utilizando-se de curvas de carga típicas de campanhas de medição e estimando a energia injetada pelos geradores durante um dia. Nesse sentido as duas abordagens se mostraram eficientes e importantes, do ponto de vista da distribuidora, para estimar o impacto causado nas redes de distribuição devido a presença de energia fotovoltaica. Cada abordagem possui seus pontos fortes e fracos que vêm sendo ponderados e estudados conforme o projeto se encaminha para o seu fim.

O principal fato estudado, constitui na percepção de que a presença de minigeração distribuída possui impactos importantes e que não devem ser descartados na hora de estimar as perdas regulatório nos sistemas de distribuição, por parte da distribuidora. O fenômeno do fluxo reverso de energia, principalmente por conta do desalinhamento do pico de geração e de consumo de energia, é o principal fator que faz com que haja o aumento das perdas, podendo ocasionar até mesmo problemas de maior gravidade.

## **CONCLUSÕES:**

Resumidamente, o que foi notado é que com a presença da geração distribuída (minigeração solar fotovoltaica) as perdas sofrem alterações expressivas, a rede pode ter influências positivas ou negativas a depender da situação. Até um certo “patamar” toda potência extra injetada na rede é consumida, de modo que não ocorra o fenômeno de fluxo reverso de energia, assim as perdas são atenuadas e não há problemas relacionados a sobretensão. No entanto, após este “patamar” ser ultrapassado, a potência injetada pelos geradores não é totalmente consumida e há o aparecimento de um fluxo energia no sentido contrário do convencional, que faz com que as perdas técnicas aumentem consideravelmente assim como os níveis de tensão entregues, podendo exceder os limites de qualidade impostos pela ANEEL. Com isso, a hipótese demonstrada no início do projeto é verificada e foi constatada a importância do estudo com a crescente conexão da geração distribuída no sistema elétrico, que pode causar efeitos

indesejáveis nos padrões adotados caso não seja considerada nos procedimentos de estudo da rede e nas revisões tarifárias por parte da distribuidora.

## **BIBLIOGRAFIA**

- [1] SolarPower Europe, “Global Market Outlook for Solar Power 2020-2024”, junho 2020. [Online]. Disponível em: . Acessado em: Jun. 2022.
- [2] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, “Resolução Normativa Nº 482, de 17 de abril de 2012”, abril 2012. [Online]. Disponível em: . Acessado em: Jun. 2022.
- [3] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, “Geração Distribuída”. [Online]. Disponível em: . Acessado em: Jun. 2022.
- [4] OpenDSS – Open Distribution System Simulator. [Online]. Disponível em <<http://smartgrid.epri.com/SimulationTool.aspx>>. Acesso em: Jun. 2022.
- [5] EPRI - Electric Power Research Institute. Load Shape Library 8.0: whole premise load shapes. Whole Premise Load Shapes. Disponível em: <https://loadshape.epri.com/wholepremise>. Acesso em: Jun. 2022.