

## Modelos com Inserção de Sistemas Fotovoltaicos na Análise das Perdas Técnicas

Poleana Gehrke\*. Criciële C. Martins\*. Micael M. Oliveira\*\*. Leonardo H. Medeiros\*\*

\*Universidade Federal de Santa Maria, Cachoeira do Sul, RS, Brasil  
(e-mail: poleana.gehrke@acad.ufsm.br).

\*\*Instituto de Redes Inteligentes, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, RS, Brasil  
(e-mail: leohm.29@gmail.com).

---

**Abstract:** In this paper we present the creation of some models that consider the presence of distributed photovoltaic generators in the analysis of technical losses. This analysis is performed considering a test network, the IEEE 34 bars, reconciling the network modeling with the regulations required by ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), taking into account the presence of photovoltaic systems in addition to taking into account the data held by the energy concessionaire and ANEEL, to determine technical losses, using the OpenDSS (Open Distribution System Simulator) software as a resource. In view of the above, the methodological impact of the proposed changes is analyzed, searching for a more coherent way of representing and calculating technical losses in the electric power distribution system. In addition, other impacts that may occur in the methodology and in the electric grid are evaluated.

**Resumo:** No presente artigo são apresentados a criação de alguns modelos que consideram a presença de geradores distribuídos fotovoltaicos na análise das perdas técnicas. Essa análise é realizada considerando uma rede teste, o IEEE 34 barras, conciliado a modelagem da mesma com as regulamentações exigidas pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). Para a consideração de sistemas fotovoltaicos, são levados em consideração os dados de posse da concessionária de energia e da ANEEL, além da utilização do *software* OpenDSS (*Open Distribution System Simulator*). Diante do exposto é analisado o impacto metodológico com as mudanças propostas, buscando por uma maneira mais coerente de representação e apuração das perdas técnicas do sistema de distribuição de energia elétrica. Ademais, são avaliados outros impactos que podem vir a ocorrer na metodologia e na rede elétrica.

**Keywords:** technical losses; photovoltaic systems; OpenDSS; module 7; ANEEL.

**Palavras-chaves:** Perdas técnicas; sistemas fotovoltaicos; OpenDSS; módulo 7; ANEEL.

---

### 1. INTRODUÇÃO

O setor de energia elétrica no Brasil é composto principalmente pela geração, transmissão, distribuição e a comercialização, onde tais setores são regulados pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL (Vargas, 2020). Destaca-se a atribuição do órgão regulador na formação das tarifas de energia elétrica, onde são incluídos os custos provenientes das perdas de energia elétrica (Barouche et al., 2016).

As perdas de energia elétrica interferem diretamente na operação e no planejamento da rede, sobretudo em relação aos investimentos financeiros que necessitam ser executados para suprir à quantidade de energia que não é devidamente utilizada ou faturada de acordo com (Piotrowski et al., 2021). Assim, almeja-se a menor perda de energia elétrica, sendo este um dos principais objetivos da comunidade e das concessionárias.

Em termos de metodologia, as perdas na distribuição são normalmente apuradas por nível de tensão. Nos sistemas de alta tensão a apuração das perdas técnicas (PT) é considerada fácil devido à existência de medição eletrônica nos pontos de

interconexão com a transmissão (Barouche et al., 2016). Já em sistemas de média (MT) e baixa tensão (BT), dada a complexidade em modelar os mesmos, além da qualidade e/ou falta de dados, a identificação/quantificação das perdas torna-se complexa, sendo muitas vezes utilizados métodos numéricos para sua estimação (Martins, 2021).

Em 2015, a ANEEL definiu que as perdas técnicas devem ser apuradas por meio do cálculo do fluxo de potência com a utilização do *software* Open Distribution System Simulator (OpenDSS). A forma de apuração das perdas pode ser encontrada no Módulo 7 dos Procedimentos de Rede (PRODIST).

Considerando o contexto atual, as redes de distribuição contaram com um grande aumento na participação de sistemas fotovoltaicos (Junior, 2020). Com isso, visto que as perdas estão associadas à disposição do fluxo de potência das redes, a presença de geradores distribuídos interfere no fluxo de potência e modifica a análise das perdas (Oliveira et al., 2009).

Evidencia-se, que na literatura já existem diferentes artigos o qual analisam a rede elétrica com a presença de geradores

distribuídos. Na sua maioria, avaliam os impactos em relação aos níveis de tensão, perdas técnicas, qualidade de energia e sistemas de proteção etc. (Reinaldo et al., 2020) (Andrade et al., 2020) (Ferreira et al., 2021) (Teixeira, 2019) (Razavi et al., 2019) (Oliveira et al., 2009), dentre outros autores. Contudo, não se encontram referências nas quais abordam a consideração de geradores distribuídos na metodologia atual de cálculo das perdas técnicas adotada pelo órgão regulador.

A proporção do problema ocasionado através das perdas, em função do impacto financeiro causado às concessionárias de energia elétrica, também possui reflexos na tarifa cobrada ao consumidor final. Deste modo, torna-se necessário atenção do órgão regulador, em frente a esta problemática (Araújo et al., 2006). Ademais, destaca-se que com o crescimento dos sistemas fotovoltaicos, torna-se cada vez mais indispensável a análise das perdas técnicas, uma vez que existe a procura das concessionárias de energia, em virtude de uma revisão da metodologia utilizada no cálculo das perdas técnicas (Reinaldo et al., 2020).

Diante deste contexto, este artigo apresenta um estudo a respeito da análise das perdas técnicas no sistema de distribuição e a influência na rede elétrica, por meio da implementação de geradores distribuídos fotovoltaicos, sendo estes o de maior predominância na rede elétrica. A contribuição deste trabalho consiste na observação da rede com sistemas fotovoltaicos por meio da análise juntamente com a metodologia da ANEEL, presente no módulo 7 dos Procedimentos de Rede.

Avalia-se diferentes modelos de inserção dos geradores, por meio do *software* de simulação OpenDSS. Assim, as análises apresentadas neste artigo, visam verificar se é viável e/ou importante a consideração desta nova metodologia para a apuração das perdas técnicas.

Desta maneira, na presente seção deste artigo apresentou-se a contextualização e objetivos da pesquisa. A seção 2, apresenta uma análise geral das perdas de energia elétrica no sistema de distribuição e como são apuradas. Na seção 3 é exposto os impactos da inserção dos sistemas fotovoltaicos. A metodologia e parâmetros adotados é apresentado na seção 4. A seção 5 traz as simulações e os resultados. E por fim, a seção 6 apresenta as conclusões obtidas a partir deste estudo.

## 2. PERDAS DE ENERGIA ELÉTRICA

As perdas do Sistema de Distribuição Brasileiro, de maneira geral, são obtidas através da diferença entre o quanto é faturado e quanto é adquirido pelas distribuidoras de energia. Desta forma, essa diferença representa as perdas totais da distribuição, sendo composta pelas perdas técnicas (PT) e pelas perdas não técnicas (PNT) (Piotrowski et al., 2021).

As perdas técnicas são referentes a energia que é perdida durante o transporte, na transformação de medição e de tensão (Barouche et al., 2016). Enquanto as perdas não técnicas, também conhecidas como perdas comerciais, são as demais perdas associadas na distribuição de energia elétrica. Estão associadas a questões socioeconômicas, sociais e

educativas, como erros de medição, fraudes e furtos de energia elétrica (Felix et al., 2020).

Evidencia-se, que a 4 ou 5 anos, acontece a Revisão Tarifária Periódica, onde é definido por meio do órgão regulador, os percentuais regulatórios das perdas que ocorrem na distribuição das concessionárias, onde é utilizado o módulo 7 do PRODIST para regulamentar o método para apuração dos percentuais de perdas, referente a energia inserida na rede (Piotrowski et al., 2021).

### 2.1 Cálculo das perdas no sistema de distribuição

Atualmente os cálculos das perdas no sistema de distribuição são realizados por meio do Módulo 7 - Cálculo de Perdas na Distribuição - do PRODIST. A metodologia para estes cálculos é definida pela ANEEL. Além disso, a ANEEL também estabelece os procedimentos que as concessionárias de energia devem adotar na aquisição dos dados para a realização da apuração das perdas, além dos indicadores para a avaliação das mesmas (Cassel, 2012).

No módulo 7 são descritos diversos parâmetros regulatórios que devem ser levados em consideração para a apuração das perdas técnicas, dentre estes destacam-se os mais importantes. O fator de potência é estabelecido em 0,92 para cálculos das perdas em Sistemas de Distribuição de Média e Baixa Tensão - SDMT e SDBT. Destaca-se que não é levado em consideração elementos de compensação de energia reativa. Ademais, é considerado o modelo ZIP de cargas, ou seja, é caracterizado pela impedância, corrente e potência constante, sendo para a parcela ativa 50% de impedância e potência constante e 100% de impedância constante para a parcela reativa (ANEEL, 2021).

Na metodologia para definição das perdas técnicas, o cálculo é mensal, onde são consideradas curvas de carga com característica de dia útil, sábado e domingo/feriado, resultando em 72 patamares de 1 hora cada (cada dia com 24 horas), além disso, os consumidores são classificados conforme seu enquadramento tarifário (residencial, industrial, comercial, rural etc.). Além disso, para serem considerados 24 patamares de carga, é realizada uma média aritmética dos registros de demanda, sendo de 15 em 15 minutos ou de 5 em 5 minutos (ANEEL, 2021).

Desta forma, para o cálculo das perdas de energia na distribuição existem dois procedimentos, o *top down* e o *bottom-up*. O *top down* é referido para redes de distribuição de alta tensão, enquanto o *bottom-up* refere-se a redes de baixa e média tensão, assim as perdas são calculadas através da energia medida nos pontos de consumo juntamente com o valor das perdas nos medidores (ANEEL, 2021).

Diversos estudos foram realizados de forma a serem levados em consideração os parâmetros e características a serem utilizadas para o cálculo das perdas técnicas. No entanto, apesar da evolução metodológica e o fato de possuir uma elaboração de acordo com o contexto particular do país, as regulamentações adotadas pela ANEEL ainda necessitam de muitas melhorias.

Diante do exposto, um dos setores que merece destaque é o de energia solar, dado o crescimento significativo dos geradores distribuídos fotovoltaicos nos últimos anos, devido principalmente aos incentivos regulatórios. Contudo, ainda não são levados em consideração na metodologia da ANEEL a presença de geradores distribuídos fotovoltaicos para os cálculos das perdas técnicas.

### 3. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

O aumento da demanda por energia elétrica ao redor do mundo deu origem ao aumento da produção de energia elétrica. Diante desse cenário, diversos países desenvolvidos tenderam a reduzir a parcela de diminuição de carga. Além disso, existem diversos problemas em possuir uma central elétrica afastada do centro de carga, o qual ocasiona perdas e quedas de tensão (Razavi et al., 2019).

A geração distribuída é definida como uma fonte de eletricidade que está conectada diretamente ao consumidor, possuindo como suporte a rede de distribuição e localizada próximo ao centro de carga (Ehsan et al., 2018).

A adoção da geração distribuída auxilia na procura de carga cada vez mais elevada. Além disso, existem diversos tipos de geração distribuída, como a geração fotovoltaica, turbinas eólicas, dentre outros. A grande utilização dos geradores distribuídos tem como motivação o aumento da demanda por energia elétrica, preocupações com as mudanças climáticas, emissão dos gases do efeito estufa, dentre outros fatores (Razavi et al., 2019).

Nos últimos anos a adoção de sistemas fotovoltaicos vem crescendo devido alguns impulsionadores, como os incentivos governamentais, regulamentação e a confiabilidade, ocasionando mudanças no sistema elétrico brasileiro (Scarabelot et al., 2020).

No Brasil, os sistemas fotovoltaicos foram normatizados por meio da resolução nº 482/2012, o qual estabelece normas que regulamentam e incentivam o setor solar. Dos incentivos regulatórios, destaca-se a redução das barreiras regulatórias, como o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (*Net-Metering*), que ocorre quando o consumidor não utiliza toda energia gerada pela geração distribuída, sendo desta forma injetada na rede da distribuidora, gerando crédito de energia (Teixeira, 2019).

A instalação da geração distribuída ocasiona em diversos impactos técnicos que influenciam diretamente na qualidade de energia entregue ao consumidor, como as perdas técnicas, níveis de tensão, níveis de curto-circuito, fluxo reverso dentre outros (Neiva et al., 2020). Esses impactos vão depender de diversos fatores, onde destaca-se a quantidade de penetração de geração distribuída e o ponto de inserção. Entretanto, quando a rede de distribuição é bem planejada pode trazer benefícios tanto para o consumidor quanto para a concessionária de energia elétrica (Teixeira, 2019).

#### 3.1 Vantagens e desvantagens para o cálculo das perdas

A inserção de geradores distribuídos fotovoltaicos pode trazer vantagens e desvantagens na rede elétrica, tornando essencial

a avaliação e estudo destes impactos de maneira a evitar problemas futuros na rede (Augusto et al., 2019).

Alguns benefícios que a penetração de sistemas fotovoltaicos pode fornecer são: a postergação dos investimentos de expansão, melhoria nos níveis de tensão, diminuição da demanda de energia elétrica, a diminuição das perdas técnicas, podendo reduzir à tarifa, dentre outras. No entanto, quando a penetração de sistemas fotovoltaicos for muito elevada, ocasiona maiores desafios no funcionamento da rede de distribuição (Augusto et al., 2019).

Quando inserida uma quantidade elevada de geradores distribuídos, ocorre a diminuição da demanda da carga na subestação. Desta forma, a capacidade de hospedagem (*Hosting Capacity*) fotovoltaica de um alimentador de distribuição é igual a quantidade máxima de geração fotovoltaica que pode ser integrada, sem violar o limite definido, podendo se tornar problemático para as concessionárias se a penetração fotovoltaica exceder os níveis da capacidade de hospedagem do sistema (Ding et al., 2016).

Desta forma, com o consumidor gerando a sua própria energia, no instante em que a energia gerada for maior que a energia consumida, esse excedente retorna para a rede de distribuição e é direcionado de acordo com a demanda do circuito de distribuição, gerando o fluxo reverso (Augusto et al., 2019).

### 4. METODOLOGIA

A criação de um novo modelo que considere a presença de geradores distribuídos fotovoltaicos no cálculo das perdas é de extrema importância podendo influenciar na quantidade total de apuração das perdas técnicas.

Diante do exposto, a metodologia do estudo é dividida em cinco etapas: A primeira etapa consiste na análise da rede original do IEEE 34 barras, considerando a inserção de curvas de carga em 24 patamares. A próxima etapa baseia-se na análise da rede considerando os parâmetros do PRODIST, módulo 7. A próxima fase corresponde à construção de modelos com inserção de sistemas fotovoltaicos.

A quarta etapa relaciona-se a análise da rede com os modelos criados na etapa anterior. E por fim, a etapa cinco, a realização de uma análise crítica dos resultados.

#### 4.1 Rede teste – IEEE 34 barras

Conforme já exposto, faz-se o uso do sistema IEEE 34 barras, para os testes realizados. Sendo este um sistema de distribuição real, composto por linhas trifásicas e monofásicas. Além disso, possui dois reguladores de tensão, dois capacitores em derivação nas barras 844 e 848. Além de operar na tensão nominal de 24,9 kV e o carregamento ser desequilibrado, dentre outras características (Ferreira et al., 2021).

Além disso, de forma a gerar um modelo mais assertivo e variável no tempo, é considerado perfis de carga comercial, industrial e residencial, composto por 24 horas cada, onde

pode ser visto alguns exemplos de curvas de carga na Fig. 1. Contudo, dado que o presente trabalho está em desenvolvimento, optou-se por somente realizar testes considerando as primeiras 24 horas, sendo estas a representação de dia útil, no intuito de verificar alterações nas perdas técnicas.

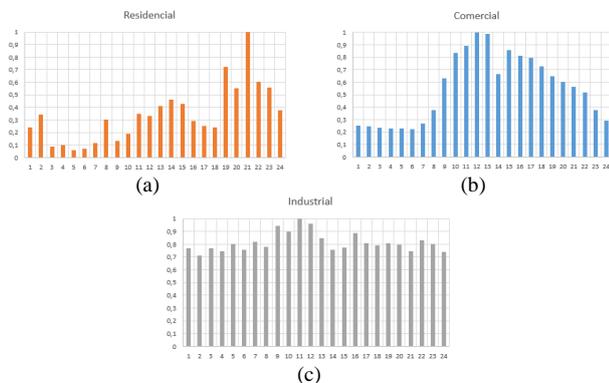


Fig. 1: Exemplo de curvas características utilizadas. (a) residencial, (b) comercial, (c) industrial.

#### 4.2 Sistemas fotovoltaicos

Para os estudos de consideração de sistemas fotovoltaicos foram utilizadas informações reais adquiridas do sistema instalado no Colégio Politécnico da Universidade Federal de Santa Maria, presente no bloco E. O sistema é constituído por 14 módulos fotovoltaicos de 250Wp, do fabricante Risen SYP 250P (Risen Energy 2022), totalizando a potência total do arranjo fotovoltaico de 3,5 kWp.

Além disso, é composto por um inversor Fronius Galvo 3.1-1 (Fronius, 2022), com potência nominal de saída de 3,1 kW. Pode-se observar na Fig. 2 (a) os parâmetros do sistema fotovoltaico, com o valor da potência máxima o qual é referente a curva de eficiência do painel solar. Consta a temperatura de operação de  $45 \pm 2$  °C e coeficiente de temperatura para máxima potência é de  $-0,39$  %/°C (Risen energy, 2022).

Enquanto a potência do sistema fotovoltaico e da saída do inversor, é realizada através da multiplicação da potência de saída do arranjo pelo rendimento do inversor, de modo que o valor de rendimento do inversor é obtido através da curva demonstrada na Fig. 2 (b).

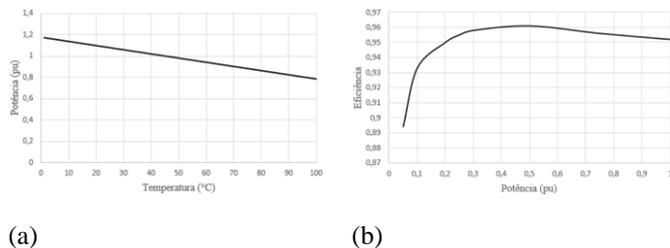


Fig. 2: Característica do sistema fotovoltaico. (a) Potência versus temperatura. (b) Eficiência versus potência.

Desta forma, para a realização das simulações é considerado um dia mês de março de 2020. Para o dia considerado

(06/03/2020), tem-se o registro dos dados de irradiação a cada 5 minutos, no entanto, são utilizados 24 pontos para o dia em questão, visto a exigência da metodologia apresentada no módulo 7. Na Fig. 3 é demonstrada a curva de irradiação para o dia considerado.

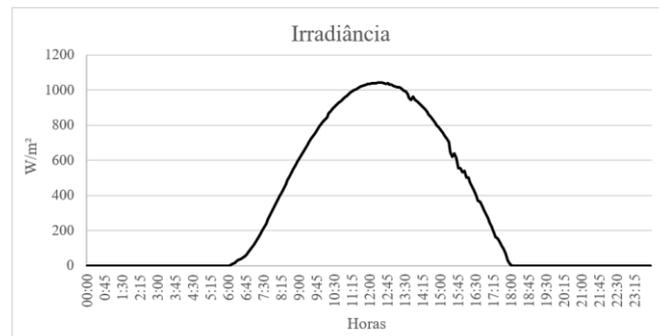


Fig. 3: Curva de irradiação.

#### 4.3 Parâmetros e definições de modelos

Diante da problemática da ANEEL não apresentar informações sobre a inserção de sistemas fotovoltaicos no cálculo das perdas, presentes no módulo 7 do PRODIST, o propósito deste estudo consiste na criação de um novo modelo de cálculo que considere a presença de geradores distribuídos fotovoltaicos. O estudo é realizado a partir do *software* OpenDSS, considerando as informações de posse da concessionária e da ANEEL.

O *software* OpenDSS permite a inserção de sistemas fotovoltaicos por meio de alguns modelos, como o “PVSystem”, o qual necessita de um banco de dados com informações sempre atualizadas tanto da concessionária quanto da ANEEL. Ainda, tem-se o modelo “Generator”, o qual não necessita de informações tão específicas para ser executado.

O PVSystem é um modelo com características mais fidedignas para modelagem de sistemas fotovoltaicos, onde combina as características do sistema fotovoltaico com as características do inversor, como o rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT), controle de potência reativa e corte em função da tensão contínua (Scolari et al., 2018).

Este modelo consiste na inserção da potência do arranjo fotovoltaico, da irradiação, da temperatura e da eficiência do inversor. Além disso, é necessário informar a tensão nominal, número de fases, conexão e o fator de potência (Ferreira, 2021). Ademais, possui 44 parâmetros que podem ser implementados de acordo com o desejado. Já o modelo Generator consiste na introdução da potência ativa juntamente com o fator de potência ou por meio de potência ativa e reativa nominal (Silva, 2021). Este modelo é composto por 48 parâmetros disponíveis para modelagem.

As concessionárias de energia elétrica são responsáveis pelo serviço de distribuição, o qual está presente a geração distribuída fotovoltaica. As distribuidoras de energia, de forma geral, solicitam basicamente as mesmas informações,

no entanto, a seguir são especificadas a documentação exigida da RGE-CPFL considerando o sistema de microgeração distribuída, o qual solicita as seguintes informações para a inserção de sistemas fotovoltaicos: certidão de registro de profissional, a emissão da Anotação de Responsabilidade Técnica (ART), dados da Unidade Consumidora (UC), como informações pessoais do titular, latitude e longitude e o número da UC. Além disto são exigidas dados técnicos da UC, como o padrão de entrada (categoria - GED 13/RIC BT), tipo de atendimento (aéreo ou subterrâneo), número de fases da instalação, seção transversal dos cabos, caixa de medição (tipo, segundo a GED 14945), demanda disponibilizada (se MT) ou carga instalada (se BT), disjuntor, quantidade de módulos, fabricante e modelo dos módulos e do inversor, área ocupada, quantidade de inversores, potência de pico dos módulos, potência de pico do inversor além da data pretendida de instalação, essas informações são estabelecidas por meio do anexo F (CPFL ENERGIA, 2020).

Ainda são solicitadas, o projeto em AutoCAD, da planta de localização/situação (rua da instalação, avenidas próximas ao ponto de conexão, localização do padrão de entrada e os limites da propriedade), e o diagrama unifilar (indicando desde o ponto de conexão com a distribuidora, bitola dos cabos, capacidade do dispositivo de proteção, medição, proteção, inversor(es) - se houver - e central geradora), ainda é requerido o certificado do inversor, e fotos do padrão de entrada e do dispositivo de proteção geral. Estes documentos compõem a documentação técnica necessária (CPFL ENERGIA, 2020).

Já a documentação comercial exigida consiste na informação de RG, CPF, uma procuração e o denominado anexo E o qual solicita informações pessoais, carga instalada, tensão de atendimento, tipo de conexão, potência instalada de geração e o tipo da fonte de geração. Ainda é requerido o envio de um memorial descritivo que integra de forma geral, as informações anteriores (CPFL ENERGIA, 2020).

Vale ressaltar, que a concessionária de energia, recebe todo o projeto de energia solar, verifica se as informações estão corretas, e se estiverem, aprovam o projeto. Após aprovado a empresa responsável realiza a instalação do sistema fotovoltaico e a concessionária de energia executa a inspeção, e em seguida a conexão é realizada.

O banco de dados da ANEEL conta com as seguintes informações sobre os sistemas fotovoltaicos registrados: a distribuidora, código da geração distribuída, titular da unidade consumidora, classe, subgrupo, modalidade, quantidade de unidade consumidoras que recebem os créditos, município, Unidade da Federação (UF), Código de Endereçamento Postal (CEP), data da ligação, fonte de geração, potência instalada (kW), quantidade de módulos fotovoltaicos, quantidade de inversores e área do arranjo. Estes dados são obtidos por meio do banco de informações de janeiro de 2019 (Scolari, 2019). No entanto, de acordo com o Sistema de Informações de Geração da ANEEL (SIGA), não houve alterações nas informações registradas até o momento, do ano de 2022.

Percebe-se que existem muitas informações solicitadas pela distribuidora de energia elétrica, no entanto não constam no banco de dados da ANEEL. Assim, no presente artigo são criados modelos mais completos e simplificados para verificar o impacto em relação às perdas técnicas. Com o intuito de levar em consideração o efeito desta alteração em relação ao cadastro das informações.

## 5. SIMULAÇÕES E RESULTADOS

Com o objetivo de apresentar os modelos criados com a inserção de sistemas fotovoltaicos para a análise das perdas técnicas, considerou-se o modelo de rede IEEE 34 barras, juntamente com os dados de posse da concessionária de energia e da ANEEL, além da modelagem da rede de acordo com as regulamentações. Foram criados modelos com diferentes variáveis para a análise das perdas técnicas na rede elétrica:

Modelo 1: IEEE 34 barras com inserção de sistemas fotovoltaicos, no modelo do *PVSystem* com informações mais específicas;

Modelo 2: IEEE 34 barras com inserção de sistemas fotovoltaicos, no modelo do *Generator*;

Modelo 3: IEEE 34 barras com inserção de sistemas fotovoltaicos, no modelo *PVSystem* com informações básicas.

No primeiro modelo, utiliza-se os parâmetros do *PVSystem* para as análises. Foram inseridas informações como o número de fases, a barra de conexão, a tensão nominal, a potência aparente do inversor, a irradiância, a potência máxima nominal do painel, temperatura, fator de potência, a eficiência do inversor, curvas de irradiação e da potência máxima do painel versus a temperatura.

No segundo modelo foi considerado o teste por meio do *Generator*, onde foram inseridas o número de fases, a barra de conexão, a tensão nominal, a potência máxima do painel, fator de potência, o modelo, além da tensão mínima e máxima permitida (pu) e a irradiância do dia útil o qual usou-se como base.

Já no terceiro modelo utiliza-se novamente o *PVSystem*, no entanto, agora com inserção de informações principais, que são: o número de fases, a barra de conexão, a tensão nominal, a potência aparente do inversor e a potência máxima nominal do painel.

É importante destacar que o *software* utilizado não executa simulações com cargas distribuídas, o qual são localizadas ao longo do seguimento da linha entre duas barras, desta forma as cargas do sistema IEEE 34 barras são fragmentadas e inseridas na barra antecedente e na barra subsequente.

Além disto, nos testes realizados foram inseridos geradores distribuídos fotovoltaicos nas mesmas barras em todos os modelos, como demonstra na Tabela 1, o qual a metodologia de alocação é inserida considerando a aleatoriedade da presença dos sistemas fotovoltaicos, tendo em vista que em um sistema de distribuição real basta o consumidor atender todos os requisitos exigidos pela concessionária. Considera-

se a potência das cargas instaladas como base para definição da inserção dos geradores, de maneira que o propósito é suprir a demanda.

**Tabela 1. Inserção dos sistemas fotovoltaicos**

Barra	Potência	Tipo de Fornecimento
802	15,0	Monofásico
810	8,0	Monofásico
816	2,5	Monofásico
820	84,0	Monofásico
848	20,0	Trifásico
890	150,0	Trifásico
840	18,0	Trifásico
830	25,0	Trifásico
834	61,5	Trifásico
856	2,0	Monofásico

Após a introdução das características em cada um dos modelos criados, os primeiros resultados estão relacionados com o total da potência demandada, sendo simulado para um período de 24 horas em um dia útil. Este é constituído pelo consumo das cargas além das perdas técnicas, sendo estas compostas através das perdas nas linhas e nos transformadores.

Na Fig. 4 tem-se demonstrado os modelos criados considerando a inserção de geradores distribuídos fotovoltaicos. Conforme já esperado, a potência demandada da subestação apresenta um menor fluxo de potência em comparação ao teste sem sistemas fotovoltaicos, demonstrando que quando levado em conta a energia fotovoltaica inserida na rede, apresentam uma menor potência exigida da subestação.

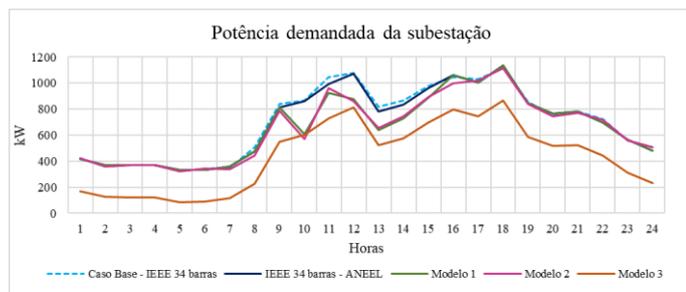


Fig. 4: Total de potência demandada.

Além disso, pode ser analisado que a potência demandada da subestação não apresentou valores negativos, não ocorrendo o fluxo reverso. Na Tabela 2 é exposto os valores apurados para o dia de simulação, onde o caso base é o modelo padrão do IEEE 34 barras, sem a metodologia da ANEEL e sem sistemas fotovoltaicos. O caso IEEE 34-ANEEL refere-se ao sistema sem sistemas fotovoltaicos, no entanto considerado a metodologia da ANEEL, e na sequência os modelos criados.

Percebe-se que o caso base, exige uma potência demandada superior em relação ao IEEE 34-ANEEL barras o qual considera a metodologia. Desta forma, é notável que a presença da técnica da ANEEL, em relação a uma rede sem metodologia requer uma potência demandada menor, sendo

de aproximadamente 223 kW diários. Quando comparado com os modelos criados, que considera a presença de sistemas fotovoltaicos, demonstra uma potência ainda menor, o que é esperado, visto a potência inserida no sistema provinda dos sistemas de geração.

**Tabela 2. Potência demandada na subestação - kW.**

Caso base – IEEE 34 barras	16.898,95
IEEE 34 barras – ANEEL	16.675,75
Modelo 1	15.837,00
Modelo 2	15.714,64
Modelo 3	10.574,32

Quando analisado a influência dos geradores distribuídos fotovoltaicos em relação às perdas técnicas, é observado o impacto das perdas nas linhas e nos transformadores. O comportamento das perdas nas linhas pode ser observado na Fig. 5, enquanto a atuação das perdas nos transformadores pode ser visualizada na Fig. 6.

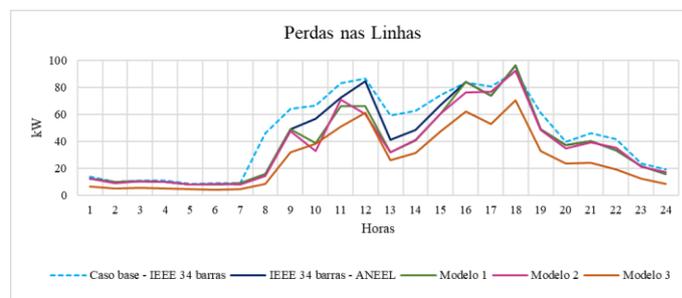


Fig.5: Perdas nas linhas.

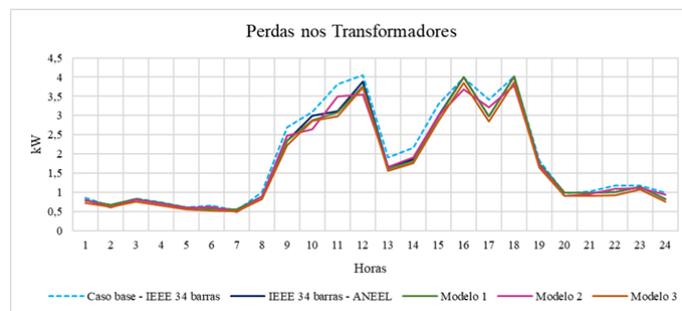


Fig. 6: Perdas nos transformadores.

É demonstrado nas Tabelas 3 e 4 a composição das perdas técnicas, para um período de 24 horas, em relação aos modelos criados em comparação ao modelo base do IEEE 34 barras, sem metodologia e sem implementação de sistemas fotovoltaicos e ao modelo da rede IEEE 34 barras com a metodologia da ANEEL e sem sistemas fotovoltaicos.

**Tabela 3. Perdas nas linhas - kW.**

Caso base – IEEE 34 barras	1.102,43
IEEE 34 barras – ANEEL	954,94
Modelo 1	888,72
Modelo 2	868,94
Modelo 3	640,46

**Tabela 4. Perdas nos transformadores - kW.**

Caso base – IEEE 34 barras	45,53
IEEE 34 barras – ANEEL	42,18
Modelo 1	41,77
Modelo 2	41,69
Modelo 3	40,00

Quando se analisa as Tabelas 3 e 4 é perceptível que o caso base possui perdas mais elevadas, em ambos os casos quando comparado com os demais modelos com geradores distribuídos fotovoltaicos. Isso pode ser explicado, pelo fato que o método exigido pela ANEEL altera características significativas do sistema, podendo-se citar os modelos de carga, a não consideração de elementos de compensação de energia, além da consideração somente da impedância de sequência positiva para o estudo de fluxo de potência e a divisão das cargas de forma igual entre as fases, para as UC's trifásicas.

Ademais, quando se analisa as perdas entre os modelos construídos, percebe-se que o modelo 1, o modelo mais completo, com informações mais específicas, apura melhor as perdas. Enquanto o modelo com informações mais básicas, como o exposto no modelo 3, demonstra uma menor apuração das perdas em ambos os casos, exposto nas perdas nas linhas e nos transformadores, o qual indica que este modelo, por não possuir muitos detalhes, vai apurar menos.

Considera-se também que o aproveitamento dos sistemas fotovoltaicos seja maior, fazendo com que toda potência ativa produzida irá para a rede, além disso, na regulamentação na Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) está presente a injeção de potência reativa através do tamanho do sistema fotovoltaico, contudo ainda não é considerada pela ANEEL. Assim, a energia produzida pelos sistemas fotovoltaicos faz com que ocorra uma maior inserção de potência ativa na rede elétrica, ocasionando em uma redução das perdas técnicas.

É demonstrado por meio dos resultados, que conforme são inseridas informações mais específicas, torna-se um modelo mais preciso para a apuração das perdas técnicas, como explicitado no modelo 1, provenientes da concessionária de energia, o qual detém de uma grande quantidade de informações, que são repassados para a ANEEL. Conforme exposto por meio dos resultados, são evidenciados que é importante a análise desta nova metodologia proposta, considerando a inserção de geradores distribuídos fotovoltaicos explanando vantagens no contexto das perdas técnicas.

Além disto, a metodologia utilizada para o cálculo das perdas técnicas, têm evoluído no decorrer dos anos, no entanto apesar da evolução metodológica a ANEEL simplifica cerca de 13% das perdas técnicas reais de acordo com (Martins et al., 2019). Assim, evidencia-se a importância de uma revisão na técnica de apuração das perdas utilizada pela ANEEL, de modo que a metodologia proposta neste artigo para a apuração das perdas técnicas, faz-se relevante dentro do contexto da regulação, demonstrando modelos mais

fidedignos para a apuração das perdas técnicas, os quais consideram sistemas fotovoltaicos.

## 6. CONCLUSÕES

Por meio do estudo conclui-se que a inserção de geradores distribuídos fotovoltaicos na rede elétrica pode resultar em impactos na rede de distribuição. A apuração das perdas técnicas é considerada um parâmetro muito importante, o qual impacta diretamente nas concessionárias e no usuário final.

O estudo demonstra a criação de modelos por meio do *software* OpenDSS, o qual é considerado a inserção de sistemas fotovoltaicos e a modelagem da rede de acordo com as informações de posse da ANEEL e as diretrizes impostas pela mesma no intuito de avaliar os impactos na rede elétrica e na metodologia.

Por meio dos testes, pode-se verificar que os modelos criados considerando a inserção da geração distribuída fotovoltaica resultam em uma redução de perdas técnicas, em relação ao modelo sem a inserção de sistemas fotovoltaicos com a presença da metodologia da ANEEL e sem está. Além disso, quando se analisa o fluxo de potência, pode-se notar que resultam em uma menor potência exigida da subestação quando insere-se a energia solar. Outro aspecto a ser analisado é em relação a alteração metodológica o qual pode impactar na quantidade total apurada das perdas técnicas, o que pode ser significativo ao consumidor final e a concessionária de energia elétrica, além de possível redução na tarifa.

Além disso, vale destacar que para essa possível alteração metodológica, é de extrema importância que as concessionárias tenham um banco de dados completos e atualizados. Com isso, um modelo com parâmetros mais completos resulta em resultados mais fidedignos de perdas no alimentador.

## REFERÊNCIAS

- Andrade, V. B., et al., (2020). Modelagem de um sistema de distribuição real e análise do impacto da geração distribuída utilizando o *software* OpenDSS. *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos*.
- ANEEL. PRODIST Módulo 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição, Agência Nacional de Energia Elétrica. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST, 7 de dezembro, 2021.
- Araujo, MSc. A.C.M. de., et al., (2006). Considerações sobre as perdas na Distribuição de Energia Elétrica no Brasil. *XVII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica*.
- Augusto, K., et al., (2019). Estudo de Máxima Potência de Painéis Fotovoltaicos em um Alimentador Primário de Distribuição de Energia Elétrica. *Sociedade Brasileira de Automática*.
- Barouche, I. de O; et al., (2016). Novas Proposições Metodológicas para o Cálculo das Perdas Técnicas no âmbito do 4º Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas.

- XXII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica.*
- Cassel, Thiago de Oliveira (2012). Avaliação de Perdas em Sistemas de Distribuição Considerando Modelagem de Carga. Trabalho de Conclusão de Curso, Universidade Federal do Rio Grande do Sul.
- CPFL ENERGIA, (2020). Conexão de Micro e Minigeração Distribuída sob Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Norma técnica.
- Ding, F., et al., (2016). Technologies to Increase PV Hosting Capacity in Distribution Feeders. *IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*, pp. 1-5, doi: 10.1109/PESGM.2016.7741575.
- Ehsan, A., et al., (2018). Optimal integration and planning of renewable distributed generation in the power distribution networks: A review of analytical techniques. *Applied Energy* 210 (2018) 44-59.
- Felix, G. E., et al. (2020). Análise Espacial Exploratória das Perdas Não Técnicas em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. *Sociedade Brasileira de Automática.*
- Ferreira, B. C., et al., (2021). Estratégias de Operação para Sistemas de Armazenamento de Energia conectados à Rede Elétrica de Distribuição. *Sociedade Brasileira de Automática.*
- Fronius Galvo 3.1-1. Disponível em: <https://www.fronius.com/pt-br/brasil/energia-solar/proprietarios-de-casas/products-and-solutions/fotovoltaicos>. Acesso em: 11 fev. 2022.
- Junior, Jairo Giacomini (2020). Alocação inteligente de geração fotovoltaica em redes elétricas de distribuição para redução de perdas financeiras em consumidores industriais sensíveis a afundamentos de tensão. Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual Paulista Júlio Mesquita Filho.
- Marques, R. C., et al., (2018). Analysis of the Distribution Network Reconfiguration using the OpenDSS software. *Simposio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE)*, 2018, pp. 1-6, doi: 10.1109/SBSE.2018.8395703.
- Martins, C. C., et al., (2019). Sensitivity Analysis of the Brazilian Methodology of Calculation of Technical Losses in the Electric Energy Distribution System. *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference – Latin America (ISGT Latin America 2019)*, pp. 1-6, doi: 10.1109/ISGT-LA.2019.8895270.
- Martins, C. C. (2021). Metodologia de alocação das perdas não técnicas a partir da localização de consumidores irregulares em redes de distribuição. Tese de doutorado, Universidade Federal de Santa Maria.
- Neiva, L. J. R., et al., (2020). Análise da Inversão no Sentido do Fluxo de Potência Devido à Falta na Média Tensão e Geração Distribuída no Secundário Reticulado. *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos.*
- Oliveira, B. V., et al., (2009). Incentivos para a conexão de geradores distribuídos em redes de média e baixa tensão. *The 8th Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission.*
- Piotrowski, L. J., et al., (2021). Análise das Perdas de Energia no Sistema Elétrico de Distribuição Brasileiro. *13th Seminar on Power Electronics and Control (SEPOC).*
- Radatz, P., et al., (2016). Assessing Maximum DG Penetration levels in a Real Distribution Feeder by using OpenDSS. *17th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*, 2016, pp. 71-76, doi: 10.1109/ICHQP.2016.7783416.
- Razavi, S. E., et al., (2019). Impact of distributed generation on protection and voltage regulation of distribution systems: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 105 (2019) 157-167.
- Reinaldo, P. M., et al., (2020). Análise do Impacto da Geração Distribuída Fotovoltaica na rede de baixa tensão da CELESC. *Revista Eletrônica de Potência* Vol. 25.
- Risen Energy CO., L. Risen Solar Technology. p. SYP240S ~ SYP260P - Polycrystalline Module 60x6", Disponível em: <[https://www.kstore.gr/images/pv-modules/multi/Risen\\_SYP240S-SYP260P.PDF](https://www.kstore.gr/images/pv-modules/multi/Risen_SYP240S-SYP260P.PDF)>. Acesso em: 11 fev. 2022.
- Scarabelot, L. T. et al., (2020). Otimização do desempenho de sistemas fotovoltaicos de geração distribuída a partir do sobredimensionamento do inversor. *VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar.*
- Scolari, B. S., et al., (2018). Panorama dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica amparados pela REN nº 482/2012 da ANEEL no Brasil. *VII Congresso Brasileiro de Energia Solar.*
- Scolari, Bruno Sabino (2019). Panorama da inserção da geração fotovoltaica conectada à rede amparada pela REN Nº 482/2012 da ANEEL no Brasil, no Paraná e em Curitiba. Dissertação de mestrado, Universidade Tecnológica Federal do Paraná.
- Silva, Allan David da Costa (2021). Desenvolvimento de interfaces para o software OpenDSS. Universidade Federal de Campina Grande.
- Teixeira, Lucas de Godoi (2019). Avaliação dos Impactos Causados pela Difusão da Micro Geração Distribuída Fotovoltaica na Baixa Tensão de Redes Reais de Distribuição de Energia Elétrica. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Minas Gerais.
- Vargas, José Maurício Pacheco (2020). Análise da regulação da geração distribuída no Brasil para o setor de energia elétrica. Tese de Doutorado, Universidade Federal do Rio Grande do Sul Campus Litoral Norte.