

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
*CAMPUS* LITORAL NORTE  
DEPARTAMENTO INTERDISCIPLINAR  
ENGENHARIA DE GESTÃO DE ENERGIA

**LEONARDO NOZARI DA SILVA**

**TRANSIÇÃO ENERGÉTICA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA: UM ESTUDO DE CASO COM FOCO NA  
INSERÇÃO DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS**

Tramandaí

2022

**LEONARDO NOZARI DA SILVA**

**TRANSIÇÃO ENERGÉTICA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: UM ESTUDO DE CASO COM FOCO NA INSERÇÃO DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS**

Este trabalho foi julgado adequado para fazer jus aos créditos da atividade de ensino “Trabalho de Conclusão de Curso”, do Departamento Interdisciplinar e aprovado em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Orientador: Prof. Dr. Daniel da Silva Gazzana, UFRGS.

Doutor pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Porto Alegre, Brasil.

Coorientador: Prof. Dr. Renato Gonçalves Ferraz, UFRGS.

Doutor pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Porto Alegre, Brasil.

Banca Examinadora:

Profa. Dra. Bibiana Maitê Petry Ferraz, UFRGS.

Doutor pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Porto Alegre, Brasil.

Prof. Dr. Fábio Fedrizzi Vidor, UFRGS.

Doutor pela Universität Paderborn – Paderborn, Alemanha.

Profa. Dra. Gabriela Pereira da Silva Maciel, UFRGS.

Doutora pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Porto Alegre, Brasil.

**Coordenadora COMGRAD-EGE**

**Profa. Dra. Gabriela Pereira da Silva Maciel**

# TRANSIÇÃO ENERGÉTICA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: UM ESTUDO DE CASO COM FOCO NA INSERÇÃO DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS

Leonardo Nozari da Silva<sup>1</sup> – leonardo.nozari@ufrgs.br  
Daniel da Silva Gazzana<sup>1</sup> – daniel.gazzana@ufrgs.br  
Renato Gonçalves Ferraz<sup>1</sup> – renato.ferraz@ufrgs.br

<sup>1</sup>Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Departamento Interdisciplinar – Engenharia de Gestão de Energia.

**Resumo.** A transição energética é um conceito que pode ser observado no setor elétrico de diferentes países, dentre os temas abordados estão as mudanças climáticas, as fontes de baixa emissão de carbono, a eletrificação e a digitalização. Tais fatores e o alto custo da energia elétrica explicam a mudança dirigida pela inovação tecnológica no setor elétrico brasileiro. De forma geral, a transição energética é vista como a descarbonização, descentralização e digitalização. Porém, os sistemas de distribuição de energia elétrica ainda são dimensionados seguindo normativas conservadoras e pouco atuais. Neste contexto, este trabalho avalia, por meio da simulação de um estudo de caso, as mudanças relacionadas à transição energética em um sistema de distribuição existente, avaliando diferentes temas e o impacto no projeto da rede de distribuição. Assim, propõe-se uma investigação com foco no conceito de recursos energéticos distribuídos, particularmente no que se refere à inserção de fontes de energia renováveis e armazenamento, tendo como premissa a qualidade da energia e do projeto elétrico dos sistemas de distribuição de energia elétrica. Os resultados obtidos mostraram que a simulação computacional é essencial para a compreensão da integração dos diferentes recursos energéticos descentralizados, e que a transição energética pode trazer benefícios, mesmo para redes que não foram dimensionadas com esta premissa. O desenvolvimento deste estudo destaca a importância de novas investigações sobre o tema da transição energética em sistemas de distribuição de energia elétrica para contribuir com sistemas mais confiáveis, robustos e eficientes.

**Palavras-chave:** Recursos Energéticos Distribuídos, Sistemas de Armazenamento de Energia, Simulação Numérica.

**Abstract.** The energy transition is a concept that can be observed in the electricity sector of different countries, among the topics covered are climate change, low carbon sources, electrification, and digitalization. Such factors and the high cost of electricity explain the change driven by technological innovation in the Brazilian electricity sector. In general, the energy transition is seen as decarbonization, decentralization and digitalization. However, energy distribution systems are still designed following conservative and not very current regulations. In this context, this work evaluates, through the simulation of a case study, the changes related to the energy transition in an existing distribution system, evaluating different themes and the impact on the distribution network design. Therefore, an investigation is proposed focusing on the concept of distributed energy resources, particularly regarding the insertion of renewable energy sources and storage, having as a premise the quality of energy and the electrical design of electrical energy distribution systems. The results obtained showed that computer simulation is essential for understanding the integration of different decentralized energy resources, and that the energy transition can bring benefits, even for networks that were not dimensioned with this premise. The development of this study highlights the importance of further investigations on the theme of energy transition in electric energy distribution systems to contribute to more reliable, robust, and efficient systems.

**Keywords:** Distributed Energy Resources, Energy Storage System, Numerical Simulation.

## 1. INTRODUÇÃO

Frente às mudanças climáticas apontadas pelo *Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC), os governos, empresas e consumidores têm, em diferentes níveis, buscado reduzir as emissões de gases de efeito estufa. Além disso, a geração de energia a partir de fontes fósseis enfrenta custos elevados e a redução de incentivos comparada com a geração a partir de fontes renováveis. Medidas como a redução de custos, a busca por fontes renováveis, a eficiência e a redução do desperdício se alinham com os objetivos de desenvolvimento sustentável da agenda 2030 elaborados pela Organização das Nações Unidas (ONU) (CARTER; HULME, 2000; NAÇÕES UNIDAS NO BRASIL, 2022; EPE, 2021<sup>a</sup>).

O setor elétrico é planejado considerando estudos de curto, médio e longo prazo, com horizontes de 10, 15 e 30 anos. No Brasil compete principalmente à Empresa de Pesquisa Energética (EPE), realizar estudos e projeções da matriz energética brasileira e desenvolver métodos para avaliar e incrementar a utilização de energia proveniente de fontes renováveis. A transição energética vista pela EPE possui sete temas que repercutem socialmente e tecnicamente no setor elétrico, são eles: as mudanças climáticas, inovações tecnológicas, digitalização, uso eficiente de recursos energéticos, desenvolvimento sustentável, fontes de energia renováveis e eletrificação. Este conceito de transição energética consiste

em um processo de transformações em direção a uma economia de baixo carbono e menor impacto ambiental. Atualmente está diretamente relacionado aos 3Ds: descarbonização, descentralização e digitalização (EPE, 2021<sup>c</sup>).

Os sistemas baseados em Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) desempenham um importante papel nos sistemas de distribuição modernos, pois usam fontes de energia renovável (tais como: biomassa, biogás, energia solar, energia eólica) descentralizadas, que podem englobar sistemas de armazenamento de energia e sistemas de gestão e controle da rede.

Os desafios enfrentados em redes que possuem REDs estão relacionados à intermitência das fontes renováveis, já que possuem despacho imediato e dependem diretamente de fatores climáticos. Estes pontos justificam a necessidade de investigação, já que a inserção de fontes intermitentes torna mais complexa a operação dos sistemas e podem impactar na confiabilidade do sistema de distribuição de energia elétrica (SDEE), na qualidade da energia e nas perdas de energia na distribuição. Por outro lado, a digitalização<sup>1</sup> proporcionada pelos sistemas de armazenamento de energia permite a flexibilização do consumo pelo lado da demanda, podem desagregar a carga da produção e permitem fluxos multidirecionais de energia.

Neste contexto, o objetivo deste trabalho é apresentar um estudo para avaliar a transição energética em redes existentes, com foco nas fontes descentralizadas, por meio de simulação computacional das cargas com variação temporal, a integração de recursos energéticos distribuídos, sistemas de armazenamento e a avaliação de indicadores de qualidade. O estudo de caso tem seu foco na análise de uma rede de distribuição de um loteamento residencial real, dimensionada de acordo com todas as normativas vigentes, tendo a possibilidade de alta inserção de REDs. Os parâmetros analisados serão a qualidade da energia, as perdas na distribuição e a capacidade da rede frente ao seu uso.

Salienta-se que a metodologia tem como propósito agregar qualidade aos projetos elétricos de SDEE por meio de uma análise da rede, determinando os limitantes da infraestrutura e a avaliação da capacidade de absorver os impactos causados pela transição energética em um horizonte de médio prazo, como o prazo do planejamento da expansão.

O trabalho está dividido em: revisão da literatura, onde encontra-se o estado da arte dos estudos referentes ao tema; metodologia, onde haverá a descrição da proposta de avaliação; estudo de caso, onde ocorrerá a aplicação da metodologia em uma rede real; resultados e conclusões.

## 2. REVISÃO DA LITERATURA

As edificações são os maiores consumidores de energia elétrica no Brasil (51%) não pela sua intensidade de uso, mas sim pela quantidade de edificações. O setor residencial, em específico, representa a segunda maior parcela de consumo de energia elétrica (27,6%), ficando atrás apenas da indústria, e tem como maiores consumidores a iluminação, climatização e aquecimento de água (EPE, 2021<sup>b</sup>; EPE, 2022). Para os próximos anos, espera-se um crescimento do consumo de energia elétrica no Brasil neste setor, de cerca de 3,9% a.a. (EPE, 2022).

Devido à representatividade das cargas residências frente ao consumo total de energia elétrica e a sua ampla diversidade, faz-se necessário o estudo deste perfil de consumo. A curva de carga, ou de demanda, representa a variação da potência requerida em função do tempo por um equipamento ou por uma unidade consumidora. O perfil desta curva é modificado de acordo com o setor de sua representação, caracterizando-se por: residencial, comercial, industrial ou rural. Além da categoria do consumidor, outros fatores externos influenciam neste padrão, como a temperatura, época do ano e comportamento da sociedade (ZHAO; MAGOULÈS, 2012).

A distribuidora com posse dos dados de consumo, estipula a demanda constante com base na média da potência demandada pelas cargas ao longo do tempo. Com o intuito de agregar o consumo em um grupo de consumidores, ainda é calculada a demanda diversificada, com base na Eq. (1), o que resulta em uma demanda máxima de um conjunto sendo menor que a soma das demandas máximas individuais.

$$\text{Demanda}_{\text{diversificada}} = \frac{\sum_{i=1}^{\text{Número de consumidores}} \text{Demanda do consumidor}_i(t)}{\text{Número de consumidores}} \quad (1)$$

Para o dimensionamento de um SDEE ao nível de um bairro, a demanda elaborada pela distribuidora pode não ter a precisão necessária, ocasionando em um sistema subdimensionado se for considerado um patamar de carregamento leve, ou sobredimensionado se o patamar de carregamento pesado for considerado. Para estimar curvas de cargas residências, tendo como base diferentes perfis de consumo, o programa *Load Profile Generator* (LPG) pode ser utilizado (PLUFGRAT, 2012). De acordo com Pflugradt (2017), o LPG permite a obtenção do consumo residencial a partir dos desejos dos ocupantes de uma residência e do leque de dispositivos disponíveis, conforme mostra a Fig. 1, além dos consumos base de uma residência, como a geladeira. Deste modo, o LPG pode simular diferentes edificações residenciais permitindo que os dados de entrada reflitam edificações em diferentes locais, conforme os dados de temperatura e calendário inseridos. Para verificar a robustez do programa, em Silva (2020), foram comparados os resultados de uma edificação real com os performados pelo LPG, constatando a proximidade da curva de carga simulada com a real.

<sup>1</sup> A digitalização descreve a crescente aplicação de tecnologias digitais em toda a economia para alcançar os resultados desejados, como maior segurança, eficiência e produtividade. No setor elétrico, as redes de distribuição de baixa tensão permitem perceber o potencial das tecnologias digitais com a transformação dirigida pelo papel de equilibrar oferta e demanda, incluindo hospedar recursos de energia mais heterogêneos e distribuídos, como os veículos elétricos, sistemas fotovoltaicos e sistemas de armazenamento de energia (IEA, 2017).

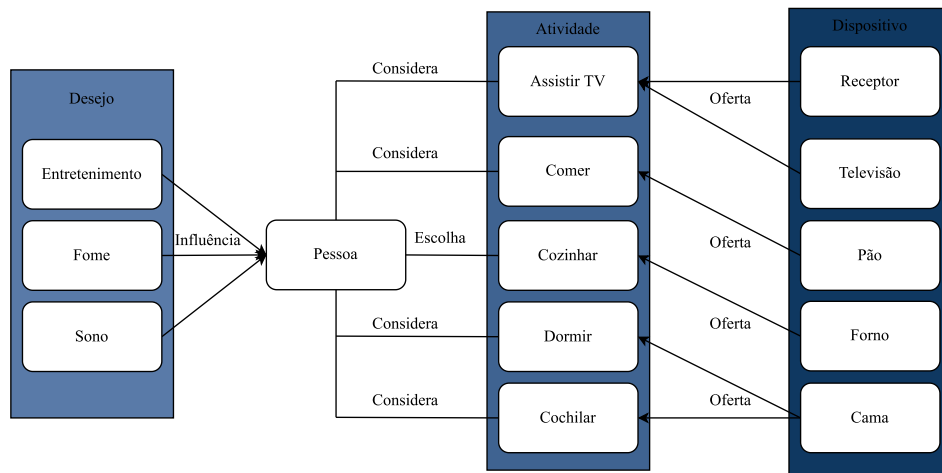


Figura 1 – Conceito de funcionamento do *Load Profile Generator* (Adaptado de Pflugradt, 2017).

Com a tendência de eletrificação vista pelo Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2031, há o aumento dos custos com energia elétrica, corroborando consequentemente com a busca por geração distribuída. Constatou-se que as fontes de baixa emissão de carbono descentralizadas são o alavancador da transição energética, isso se dá devido ao crescimento expressivo dos REDs desde 2017. Ainda segundo o PDE 2031, espera-se nos próximos anos que haja um acréscimo de REDs, chegando a 31.702 MW de potência instalada em 2030. A Fig. 2 ilustra o crescimento da potência instalada em geração distribuída (GD) cadastrada na Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e a previsão até 2030 da EPE (2022).

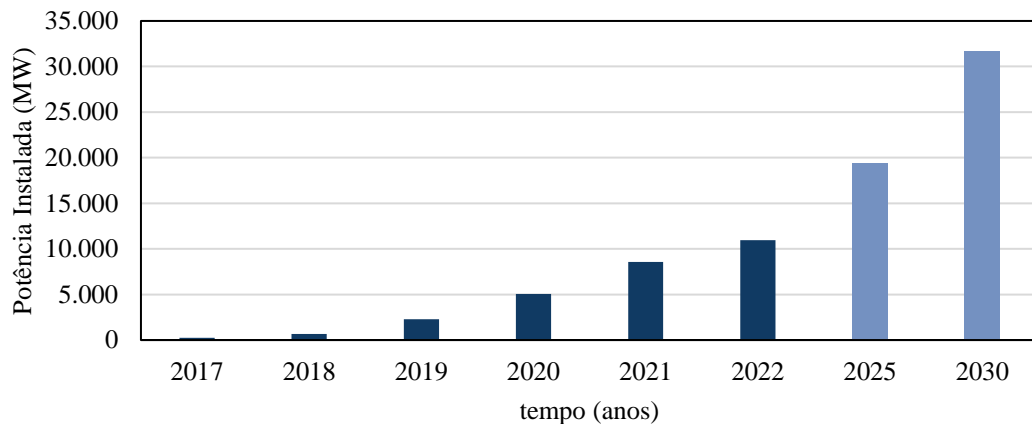


Figura 2 - Evolução da potência instalada em geração distribuída (ANEEL, 2022; EPE 2022).

Os sistemas fotovoltaicos (SFV) são a principal fonte distribuída de baixa emissão de carbono no Brasil, estes sistemas possuem fácil instalação e baixo nível de manutenção. A tecnologia destes geradores baseia-se na conversão da irradiação incidente nos módulos em corrente elétrica. O inversor de frequência é o responsável por converter a tensão contínua em corrente alternada, adequar os níveis de tensão, frequência e ângulo e conectar o SFV à rede (XING; XI; HE; LIU; 2020). Para tal propósito, são embarcados nos inversores de frequência componentes de potência como transistores, indutores e capacitores. Algoritmos de controle como o rastreamento de ponto de potência máxima ou *Maximum Power Point Tracking* (MPPT) e o anti-ilhamento<sup>2</sup> são comumente empregados em microcontroladores responsáveis pela interpretação, execução e gerenciamento das operações (XING; XI; HE; LIU; 2020).

A alta e repentina inserção de REDs, retratada na Fig. 2, pode ocasionar na mudança de comportamento das redes existentes. No nível de distribuição, não raramente encontram-se alimentadores em patamares saturados de carregamento, altos fluxos de potência no sentido do consumidor para a fonte e tensões fora dos patamares estabelecidos por norma (CEMIG, 2022). Tais constatações demonstram a vasta capacidade de produção de energia por meio da fonte solar, porém ressaltam o gargalo enfrentado para a distribuição da energia produzida (SEGUIN et al., 2016). A influência da GD nas Perdas Técnicas (PT) dos Sistemas Elétricos de Potência (SEP) são avaliadas em Goop; Odenberger; Johnsson (2016), constatando-se que esta geração local permite reduzir as perdas. Porém, quando em grande quantidade, a produção de energia a partir de GD traz o efeito contrário, ocasionando no crescimento do indicador de perdas na distribuição.

<sup>2</sup> Algoritmo responsável por efetuar o desligamento do SFV na presença de uma falta na rede, proporcionando segurança para os responsáveis pela manutenção (SEVERO, 2011).

Por meio de simulação computacional, diversos estudos vêm sendo desenvolvidos com foco na limitação das redes de distribuição. Os estudos sobre máxima capacidade de acomodação de fontes renováveis em redes de distribuição relatam a falta de avaliação por parte da distribuidora do uso de dados dinâmicos, excessivas simplificações e falta de detalhamentos dos alimentadores simulados (SEGUIN, 2016). As interações entre os sistemas fotovoltaicos e as redes de distribuição dependem diretamente da qualidade dos dados introduzidos nos modelos. Destaca-se a necessidade de dados referentes à irradiância com a influência das nuvens, a necessidade de um passo de tempo minuto-a-minuto e captura de dados locais. No Brasil, todos estes pontos trazem dificuldades para a realização de simulações fidedignas devido à falta de estações meteorológicas (SMITH, 2013). Em Rylander (2016), detalha-se os passos para a determinação da capacidade de hospedagem. Os problemas encontrados são, em sua maioria, sobretensões e falhas na proteção. A propriedade com maior impacto na hospedagem é a capacidade de curto-circuito da rede, sendo que a localização dos REDs também possui caráter determinante.

Tendo em vista os problemas citados e a movimentação do setor elétrico frente a promulgação da Lei nº 14.300 que desincentiva a injeção de energia na rede da concessionária – por compensar apenas parcialmente o consumo – uma alternativa atrativa para reduzir as despesas com energia elétrica e evitar os altos custos de reestruturação da infraestrutura são os sistemas de armazenamento de energia (SAEs) (BRASIL, 2022).

Os SAEs possuem diversas funcionalidades para as redes elétricas atuais, permitindo que o excedente da produção seja absorvido e disponibilizado fora do horário de produção, exercendo assim um papel fundamental para a digitalização do fornecimento de energia elétrica, sendo a digitalização um dos maiores alavancadores da transição energética (EPE, 2021<sup>b</sup>). Estes SAEs podem ser posicionados tanto após o medidor do usuário, como também na própria rede de distribuição, sob responsabilidade da distribuidora. A utilização de armazenadores é avaliada em Stecca *et al.* (2020), onde evidencia-se a grande utilização da tecnologia de íon-lítio e a vasta aplicação nas redes de distribuição, proporcionando confiabilidade e serviços ancilares. Entre as funcionalidades ancilares comumente utilizadas em redes de distribuição destaca-se:

- *Peak shaving*: função de absorver o excedente de produção ou de consumo;
- Regulação de tensão: baseado na utilização dos conversores embarcados tem a função de modular a tensão de sua saída, auxiliando na regulação da tensão da rede;
- Regulação do fator de potência: devido às características indutivas das cargas conectadas e o crescente uso de fontes chaveadas, um dispositivo como o armazenador, o qual possui a capacidade de regular o fator de potência, aumenta a qualidade da energia elétrica disponibilizada ao consumidor;
- *Time shifting*: finalidade de absorver a produção e descarregar a energia acumulada em um horário em que não é possível produzir energia;
- Gerenciamento energético: em sua grande maioria, os armazenadores são acompanhados de diversos sensores e sistemas de controle que permitem gerenciar/acompanhar o uso de energia;
- *Black start*: em situação de falta de fornecimento de energia elétrica, proporciona ao usuário a utilização da carga armazenada, mesmo que seja necessário energizar a rede interna sem a referência da rede da distribuidora.

Em relação aos indicadores de qualidade de energia elétrica, é possível notar a importância dos armazenadores para uso em caso de falta de fornecimento de energia pela concessionária, este é um quesito intangível por meio da simulação. No Brasil, segundo a ANEEL (2022), estes indicadores demonstram que as interrupções de fornecimento contabilizam 11,84 horas do ano, com frequência de interrupção de 5,98 vezes. Quando se restringe a concessionária responsável pela área do estudo (CEEE-D Equatorial) estes números aumentam ainda mais, atingindo 19,39 horas de interrupção e 14,04 interrupções por unidade consumidora.

Tendo em vista a integração dos recursos energéticos distribuídos, armazenadores e o perfil de consumo dos usuários de uma rede de distribuição foi desenvolvido por Roger Dugan e Davis Montenegro o *Electric Power Distribution System Simulator* (OpenDSS). Esta ferramenta de simulação de redes de distribuição de energia elétrica, atualmente está sob responsabilidade do *Electric Power Research Institute* (EPRI), com licença de código livre. O software é referência para o cálculo de perdas técnicas regulatórias das distribuidoras, conforme nota técnica nº 057/2014-SRD/ANEEL. O algoritmo desta ferramenta baseia-se na matriz de admitância nodal da rede e nos fasores tanto de tensões nodais como de correntes injetadas, permitindo a integração de diversos parâmetros pertinentes às redes atuais. A modelagem matemática dos elementos presentes no OpenDSS está detalhada em Radatz (2015). A sua operação está de acordo com a solicitada no módulo 7 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) e baseia-se em um conceito de simulação *Quasi-Static Time-Series* (QSTS) (DUGAN; MCDERMOTT, 2011).

A ANEEL estabelece que a apuração das perdas por fluxo de potência seja estipulada a partir da Resolução Normativa Nº 956 de 2021 (ANEEL, 2021):

Apuração das perdas por fluxo de potência

As perdas ocorridas nos sistemas de distribuição de média tensão e nos sistemas de distribuição de baixa tensão, onde estão incluídos os ramais de ligação, são calculadas por meio do método de fluxo de potência, em que:

- a) os elementos não-lineares, como geradores e alguns tipos de cargas, são considerados como equivalentes de Norton, com matriz de admitância nodal constante e uma corrente de compensação que ajusta a porção não-linear;
- b) a matriz de admitância nodal é mantida constante para melhorar a eficiência na solução do problema de fluxo de potência;
- c) a corrente de compensação é aquela adicionada ao vetor de injeção de corrente e que compõe as equações nodais do circuito.

Com base nos conceitos, definições e estudos pertinentes sucintamente apresentados neste capítulo, na próxima seção a metodologia proposta para este trabalho será detalhada.

### 3. METODOLOGIA

Esta seção é destinada à apresentação da metodologia proposta para a análise de uma rede de distribuição com potencial de receber REDs, de modo a avaliar critérios de qualidade da rede frente a tal inserção. A Fig. 3 apresenta o fluxograma do estudo, o qual será brevemente descrito a seguir.

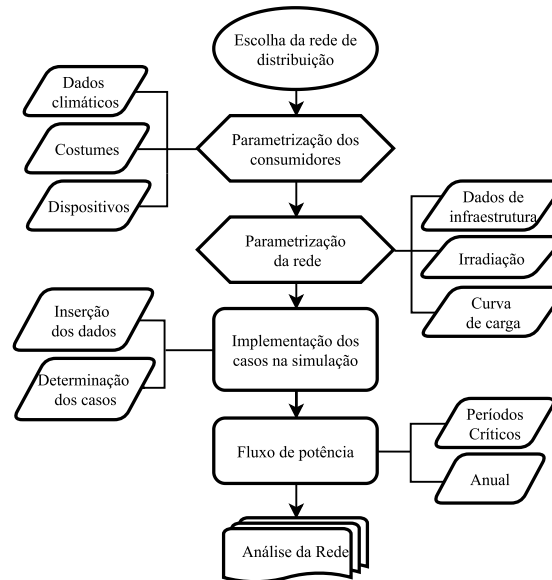


Figura 3 – Fluxograma dos processos para elaboração do estudo de caso (Elaborado pelo autor)

O eixo central da Fig. 3 descreve os passos da metodologia, aos lados são apresentados os dados considerados em cada etapa. Em suma, as seis etapas são definidas por:

- Escolha do sistema de distribuição: etapa em que se define a rede de distribuição a ser analisada;
- Parametrização dos consumidores: etapa onde ocorre a modelagem dos consumidores de energia elétrica;
- Parametrização da rede: etapa onde são inseridas as propriedades do SDEE, como a capacidades dos condutores, transformadores, distâncias dos circuitos, tensão de alimentação, frequência, entre outros fatores;
- Implementação dos casos na simulação: etapa em que se agregam os dados parametrizados anteriormente, define-se o período da simulação e o passo de tempo desejado;
- Fluxo de potência: etapa onde é feito o fluxo de potência do SDEE a partir do método numérico;
- Análise da rede: etapa de análise dos parâmetros obtidos na simulação e avaliação do impacto das mudanças.

As principais mudanças causadas pela transição energética que impactam os SDEE são os hábitos de consumo, a inserção de REDs e os SAEs. Portanto, cada um dos itens relevantes para os resultados será descrito a seguir.

O uso das cargas do SDEE e a produção de energia por parte dos REDs é influenciado diretamente pela temperatura e irradiação no local simulado. Portanto, a primeira definição a ser feita é o uso dos arquivos climáticos do ano teste de referência, do inglês *test reference year* – TRY (XING; XI; HE; LIU; 2020). Estes arquivos são utilizados para estimar o consumo de energia de edificações, representando um ano de dados médios descontados os extremos. Tais arquivos são elaborados a partir de um histórico de 30 anos, a fim de garantir que as mudanças climáticas estejam incorporadas nos resultados. Dentre as informações disponíveis estão a temperatura de bulbo seco, nebulosidade e radiação solar (EVOLA, 2021). A importância da precisão dos dados meteorológicos se dá pelo fato de que estes são os fatores que mais influenciam na produtividade dos REDs e na decisão de consumo dos usuários. Optou-se por não utilizar dados do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) devido à presença de lacunas e interrupções nas medições (SCHELLER, 2015).

Para obter dados precisos de consumo, a simulação computacional da curva de carga leva em consideração as características geográficas do local da rede, o calendário, a temperatura, o número médio de residentes nas habitações e os dispositivos comumente utilizados. Para representar um consumo diverso, são simuladas diferentes residências com diferentes dispositivos. Além dos diferentes hábitos de consumo, cada consumidor ainda possui diferentes rotinas como horário de trabalho e período de férias. A agregação do resultado de consumo de cada uma das residências simuladas é de 1 hora e o período de geração dos resultados é de 1 ano.

Para avaliar a produção dos REDs, utilizou-se a premissa de geração visando abater 100% do consumo dos usuários. Isso se dá devido ao interesse dos consumidores em reduzir ao máximo o seu consumo e a certificações internacionais

como a *Leadership in Energy and Environmental Design for Neighborhood Development* (LEED ND) que gratificam a produção integral do consumo a partir de fontes renováveis locais (SMITH, 2015).

As especificações necessárias para o funcionamento dos REDs são adicionadas, como as capacidades de potência dos sistemas, a forma de conexão dos geradores, as curvas de eficiência em função da temperatura e do carregamento dos inversores.

Devido ao deslocamento entre o horário de produção da energia pelos REDs e os picos de consumo, avalia-se ainda o uso de sistemas de armazenamento de energia, que representam a digitalização do SDEE (STECCA, 2020). A gestão dos armazenadores na simulação visa reduzir os picos de consumo e geração, atuando de modo a absorver o excedente da produção durante o dia e liberando carga no horário de pico.

As características da infraestrutura que impactam na simulação e devem ser modeladas são a tipologia da instalação, aérea ou subterrânea, a topologia da rede, a sua extensão e as propriedades da fonte, condutores e transformadores.

A avaliação dos resultados referentes à qualidade da energia elétrica utiliza como referência o módulo 8 - qualidade do fornecimento de energia elétrica do PRODIST e a Norma Técnica de Distribuição (NTD) - 00.001 – Elaboração de projetos de redes aéreas de distribuição urbanas. Já a avaliação das perdas segue os indicadores do módulo 7 - cálculo de perdas na distribuição do PRODIST (ANEEL, 2021; CEEE-D, 2013).

Por conseguinte, para avaliar o impacto das mudanças enfrentadas pelo SDEE e a qualidade do projeto, estipulou-se os seguintes casos:

- Caso base: representa a rede escolhida com os consumidores simulados, sem qualquer modificação;
- Caso 1: representa a inserção dos REDs junto às cargas para abater 100% do consumo dos usuários;
- Caso 2: representa a rede com REDs e os SAEs junto às cargas, buscando compreender a digitalização do SDEE.

O próximo capítulo descreve a aplicação da metodologia proposta em um estudo de caso real. As subseções do capítulo descrevem aspectos pertinentes a sua implementação.

#### 4. ESTUDO DE CASO

Para o estudo de caso, foi utilizada uma rede aérea de distribuição urbana, cujo projeto elétrico foi elaborado pela Empresa Júnior Bivolt da Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS) para um loteamento com área estimada de 65.370 m<sup>2</sup>, conforme mostra a Fig. 4. A rede é originária de um alimentador de média tensão, com tensão de 23 kV e frequência de 60 Hz. Esta rede tem característica radial, possui 987 metros de rede primária e 1929 metros de rede secundária com interconexão com a rede de média tensão através de transformadores de distribuição. A conexão dos consumidores é feita de modo a manter a rede simétrica. Devido à baixa demanda solicitada, não há a necessidade de instalação de religadores, bancos capacitores ou reguladores de tensão.

A NTD – 00.001, última revisão de 30 de julho de 2013 rege todo o dimensionamento do SDEE escolhido. Nesta normativa estão os cálculos de dimensionamento dos transformadores e condutores, especificação da potência por lote e as avaliações de qualidade da rede como o cálculo de queda de tensão.

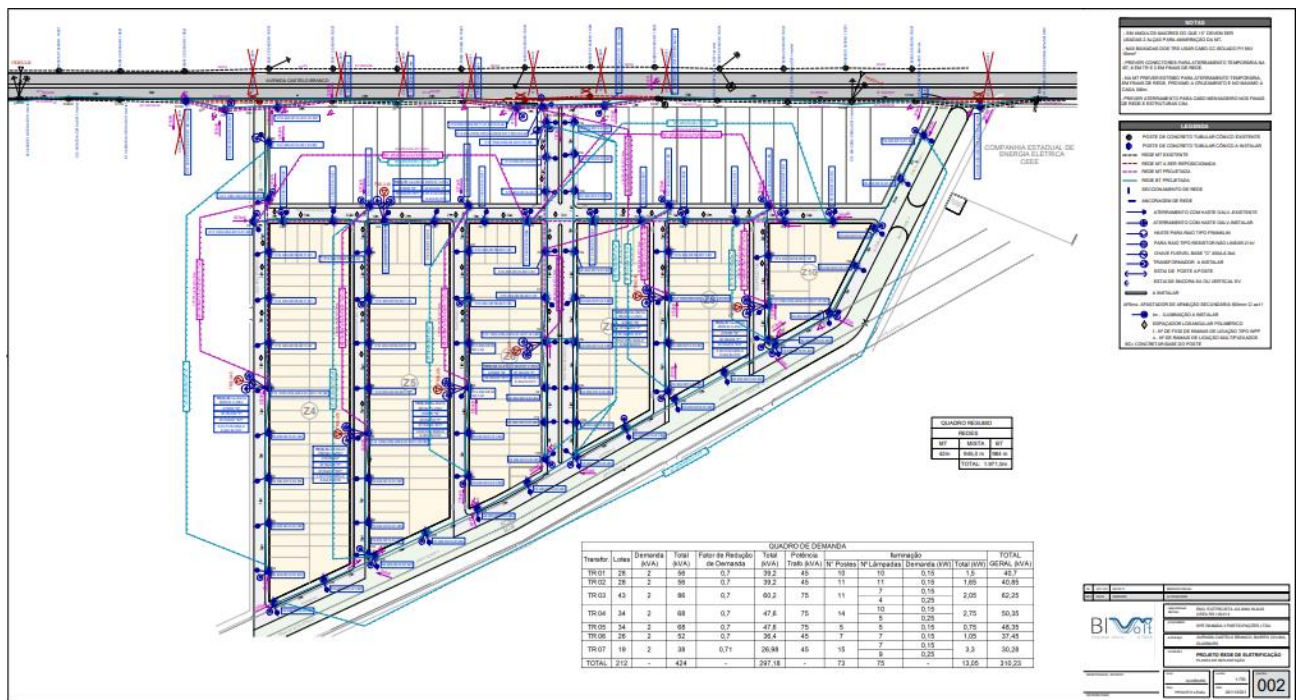


Figura 4 – Representação da rede de distribuição utilizada no estudo de caso (BIVOLT JÚNIOR, 2022).



O circuito primário, o qual está representado na Fig. 5, possui um raio de 274 metros e atende 6 transformadores. O ponto de conexão está alocado em um circuito já existente em tensão primária. Demais circuitos estão disponíveis no APÊNDICE 1.

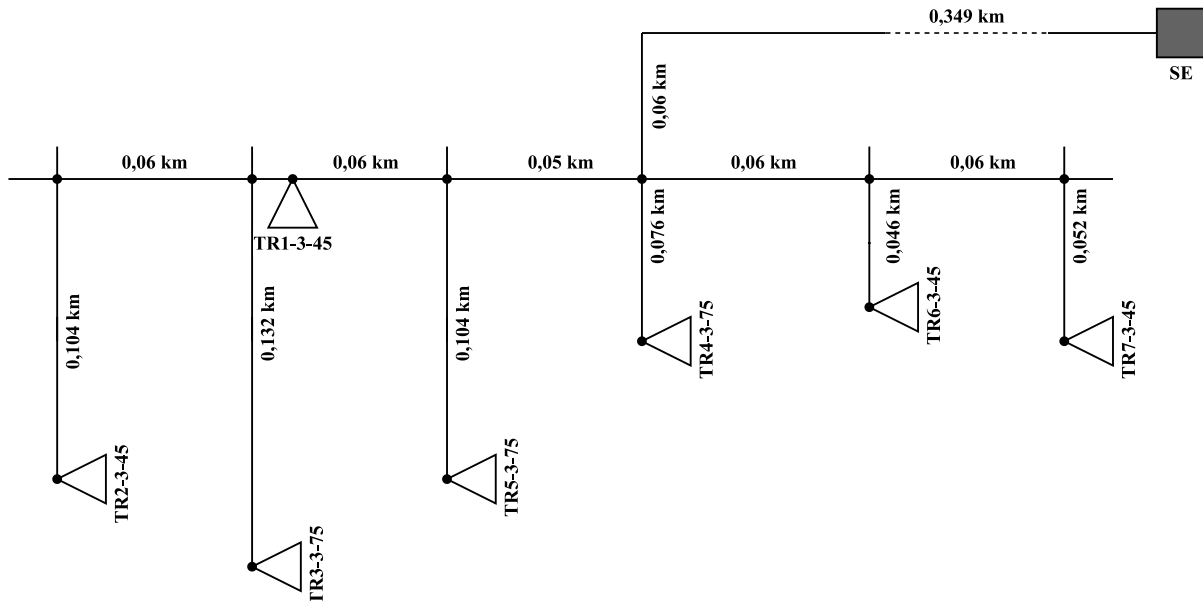


Figura 5 – Diagrama do circuito primário (Elaborado pelo autor)

#### 4.1 Transformadores

Os transformadores de distribuição utilizados são trifásicos resfriados a óleo, com conexão no primário em delta, e estrela aterrada no secundário. Para facilitar a compreensão o modelo utilizado na simulação está representado na Fig. 6 para uma fase. Os parâmetros utilizados são de transformadores reais e estão na Tab. 1 (WEG, 2022).

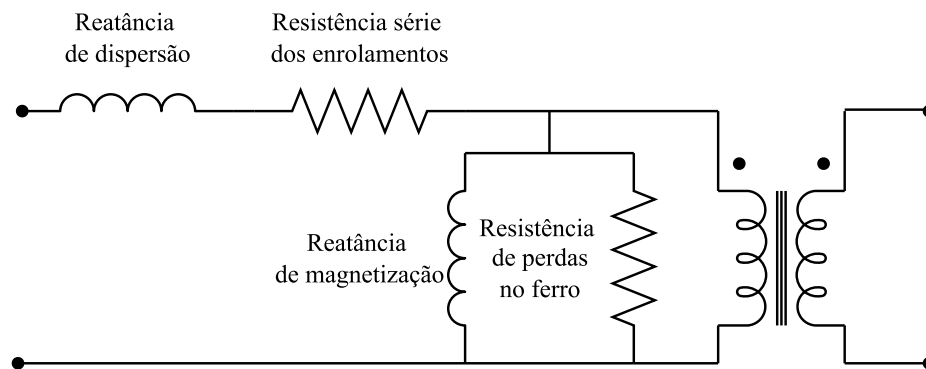


Figura 6 – Modelo de uma fase para um transformador de distribuição (Adaptado de Smith; Dugan; Sunderman, 2011)

Tabela 1 – Parâmetros dos transformadores

Parâmetro	Valor (45 kVA)	Valor (75 kVA)
Fases	3	3
Enrolamentos	2	2
Reatância (pu) <sup>3</sup>	4	4
Perdas sob carga (%)	2,02	1,80
Perdas a vazio (%)	0,422	0,036
Tensão nominal (kV)	23 / 0,38	23 / 0,38

Os transformadores são dimensionados de acordo com a demanda do circuito, permitindo-se um fator de redução devido ao consumo dos usuários não ser simultâneo. Os dados dos transformadores estão dispostos na Tab. 2.

<sup>3</sup> Valores referidos ao primário do transformador.

Tabela 2 – Demanda e transformador por circuito

Transformador	Lotes	Demanda (kVA)	Demanda Diversificada (kVA)	Potência Transformador (kVA)
TR 01	28	56	39,2	45
TR 02	28	56	39,2	45
TR 03	43	86	60,2	75
TR 04	34	68	47,6	75
TR 05	34	68	47,6	75
TR 06	26	52	36,4	45
TR 07	19	38	26,98	45
TOTAL	212	424	297,18	-

## 4.2 Condutores

Os condutores utilizados na rede primária são de alumínio isolados para rede compacta e os condutores da rede secundária são multiplexados, dispostos via rede aérea. Para a alimentação secundária dos 4 condutores, 3 são fase com isolamento e 1 condutor de proteção e neutro sem isolamento (PEN), conforme a solicitação da distribuidora (CEEE-D, 2013). Os limites de distância em rede secundária também são respeitados, ficando abaixo de 250 metros para a tensão utilizada. A Tab. 3 apresenta as propriedades dos condutores utilizados.

Tabela 3 - Propriedades dos condutores

Condutor. ID.	Seção dos Condutores (mm <sup>2</sup> )	Resistência CC ( $\Omega/m$ ) – 90 °C	Ampacidade (A) – 70 °C
MT	50	0,5807	174
BT	50	0,5730	122

## 4.3 Proteção

Para a proteção do SDEE contra sobrecarga e curto-circuito no primário do transformador são instaladas chaves fusíveis com as características presentes na Tab. 4. Este tipo de proteção não distingue o sentido do fluxo de energia, restringindo-se ao rompimento quando sua capacidade é ultrapassada.

Tabela 4 - Características da proteção

Capacidade do Transformador (kVA)	Tensão Nominal (kV)	Capacidade de Interrupção (kA)	Elo Fusível	Corrente por Fase (A)
45	23	6,3	1H <sup>4</sup>	1,13
75	23	6,3	2H	1,88

Os elos fusíveis utilizados possuem curva H de atuação, isso quer dizer que são de alto surto. Para essa classificação os fusíveis seguem a Eq. (2) e a curva de atuação disponível no ANEXO 1 (ABNT NBR 7282, 2011).

$$\text{Corrente admissível} = 1,5 * \text{Corrente nominal} \quad (2)$$

## 4.4 Dados climáticos

Os dados referentes a condições meteorológicas são extraídos do arquivo climático TRY de Porto Alegre, nele constam a irradiação e a temperatura típica para todos os dias do ano, com granularidade de 1 hora.

Observa-se nas Fig. 7 e Fig. 8 que a temperatura de bulbo seco para o local simulado possui uma amplitude térmica significativa, já a irradiação é influenciada pela época do ano e fica em sua maior parte entre às 07:00 e 17:00.

<sup>4</sup> De acordo com a NTD-00.001 (2013), em caso de queimas recorrentes, sem causa aparente, pode-se substituir para o elo fusível para o imediatamente superior. Persistindo o problema, a capacidade do transformador deve ser aumentada.

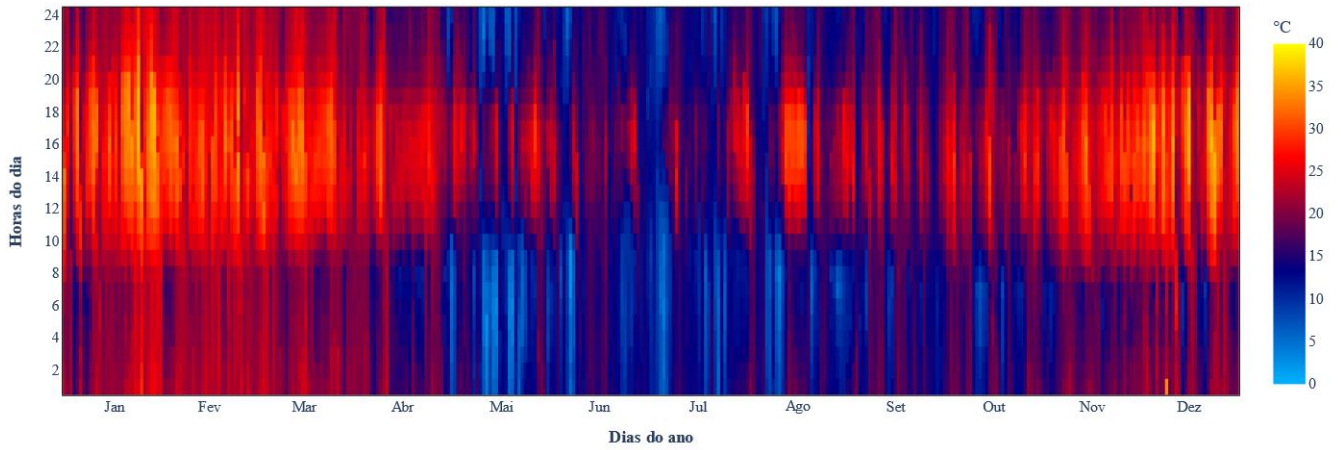


Figura 7 – Temperatura anual para o local simulado (Elaborado pelo autor)

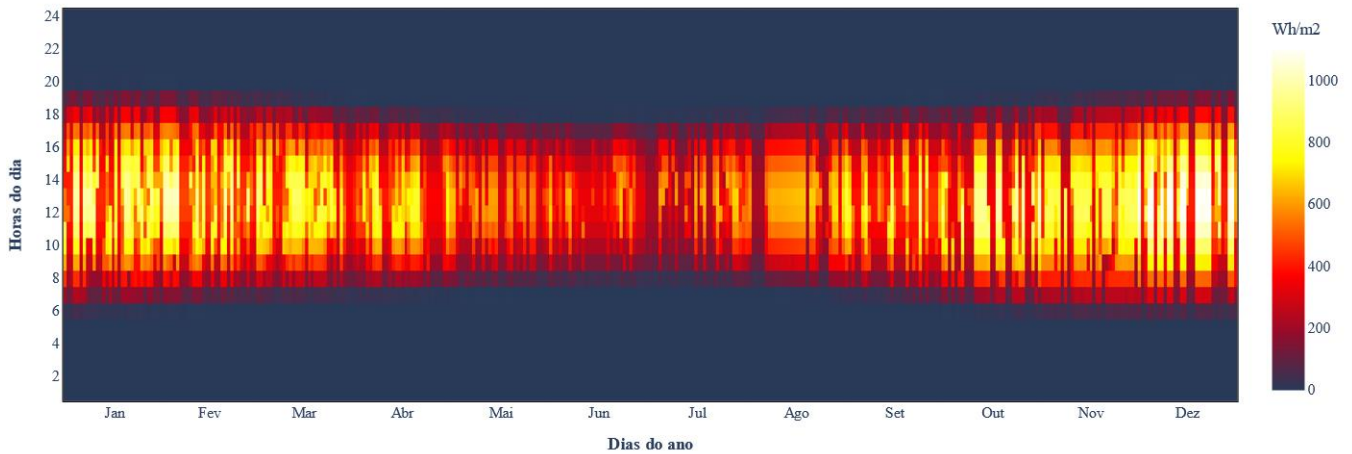


Figura 8 – Irradiação anual para o local simulado (Elaborado pelo autor)

#### 4.5 Dados das cargas

A potência instalada das cargas segue o projeto elétrico, com demanda de 2 kVA por lote e conexão trifásica. Cada ponto de conexão possui um perfil de carga que descreve o seu consumo, podendo extrapolar a demanda diversificada.

O consumo dos usuários foi estimado a partir da simulação de 25 residências diferentes, e é de 265 kWh/mês, representando um uso intensivo de energia elétrica. Os resultados obtidos no LPG são o consumo de cada residência para as 8760 horas do ano, conforme Fig. 9.

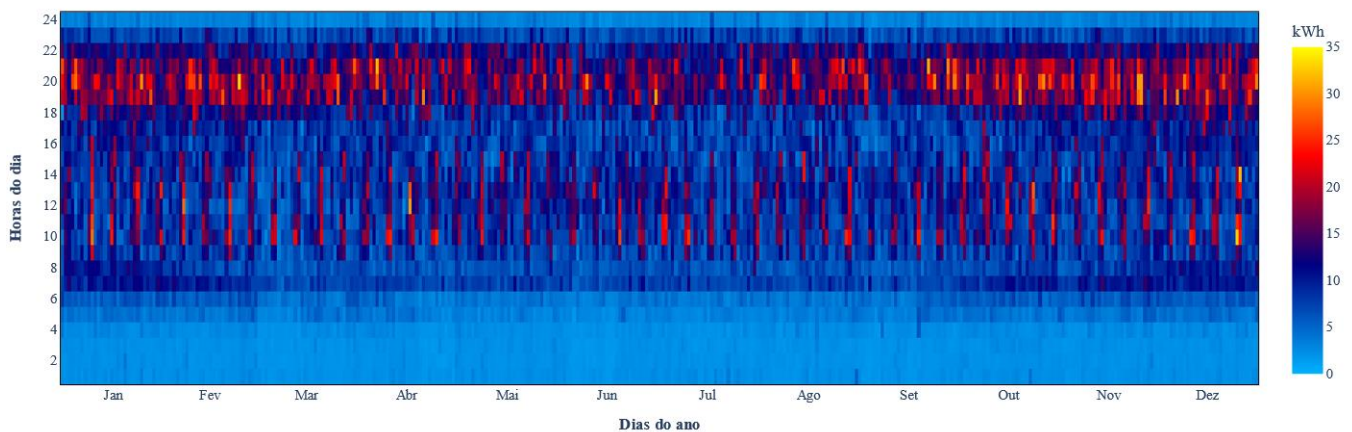


Figura 9 – Consumo das cargas conectadas à rede do estudo de caso para o ano (Elaborado pelo autor)

Nos dados nota-se a presença de dois grandes patamares, sendo um ao meio-dia e outro no período noturno, além disso nota-se a sazonalidade do consumo nas diferentes épocas do ano.

Para residências, a NTD-00.001 estipula o fator de potência unitário, por isso apenas os dados de potência ativa foram simulados. Na Fig. 10 pode-se observar a demanda de cada uma das residências simuladas ao longo de um dia.

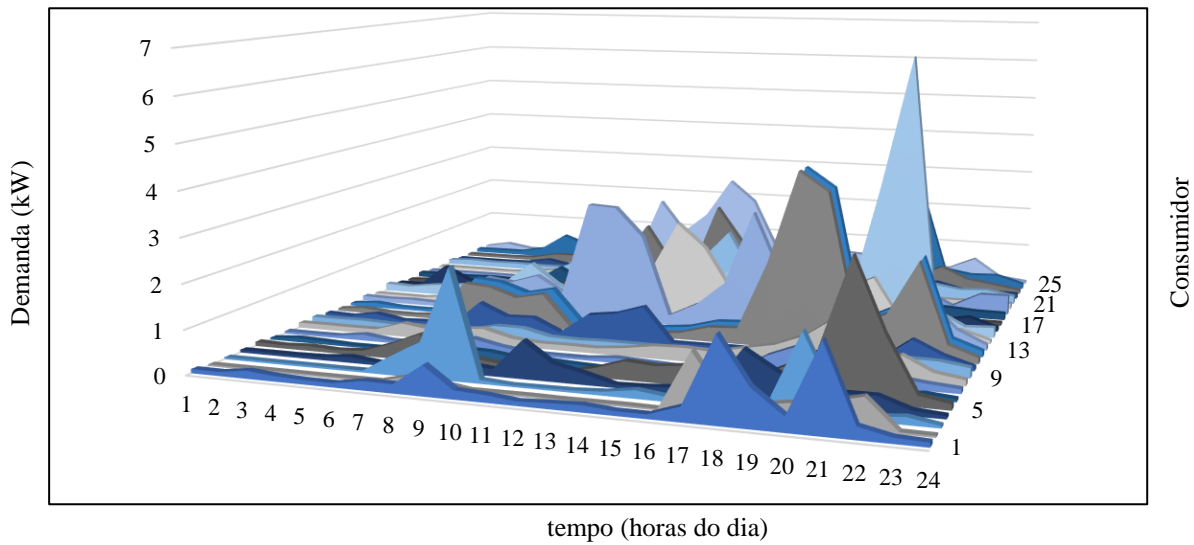


Figura 10 – Demanda dos consumidores conectados à rede do estudo de caso para um dia de verão (Elaborado pelo autor)

#### 4.6 Recursos Energéticos Distribuídos

Para o SDEE escolhido os REDs são os sistemas fotovoltaicos devido ao alto índice de irradiação no local onde está construída a rede. Os SFVs utilizados na simulação do caso 1 e 2 são dimensionados para atender toda a carga dos prossumidores<sup>5</sup>, cerca de 250 kWh/mês por lote. A forma de conexão dos sistemas fotovoltaicos é estrela - trifásica. O local da rede possui uma irradiação de 1325 W/m<sup>2</sup> e um SFV instalado neste local pode produzir por ano até 1489 kWh/kWp (STAFFELL, 2011). O ângulo dos módulos adotados na simulação está próximo do ideal para a maior produção no local, cerca de 30° em relação ao solo, e orientação ao norte. A potência instalada para esta rede pode ser determinada pela Eq. (3).

$$\text{Potência instalada (kWp)} = \frac{\text{Consumo (kWh)}}{\text{Capacidade de produção (kWh/kWp/ano)}} \quad (3)$$

Os sistemas adotados representam uma potência instalada de 430 kWp conectados juntamente às cargas e ao total ocupam cerca de 854 m<sup>2</sup>. De acordo com a metodologia proposta, foram introduzidos no OpenDSS, os dados relevantes para a simulação, estes estão dispostos na Fig. 11.

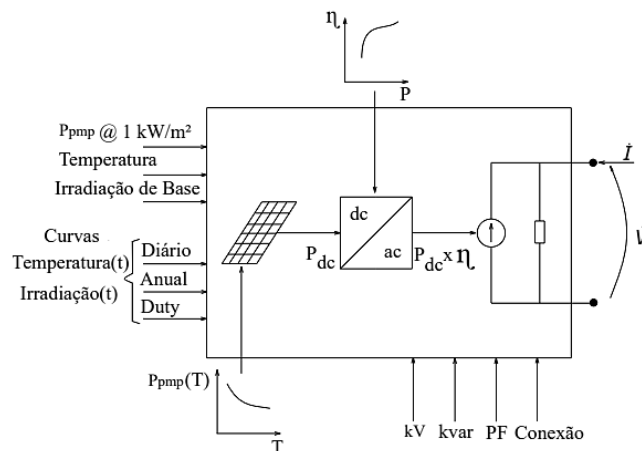


Figura 11 – Diagrama do SFV no OpenDSS (Adaptado de Smith; Dugan; Sunderman, 2011)

<sup>5</sup> Consumidor que possui a sua própria geração e está conectada à rede, tornando-se assim um consumidor com geração ou consumidor ativo (IEA, 2017)

Optou-se por não limitar a potência do SFV pela demanda determinada na NTD – 00.001, pois não é possível que ocorra 100% da produção de alguns consumidores adotados. Segundo o *Global Solar Atlas*, um SFV sem sobrecarga de inversor, com a demanda de 2 kW<sub>AC</sub> produz ao ano 2978 kWh ou 248 kWh ao mês.

#### 4.7 Sistemas de Armazenamento de Energia

Os SAEs utilizados no caso 2 representam armazenadores com bateria de íon-lítio, a forma de conexão é estrela-trifásica juntamente à cada uma das cargas, após o medidor de energia do consumidor, conforme ilustra a Fig. 12. A capacidade de armazenamento é dimensionada de acordo com a disponibilidade comercial dos produtos e a demanda diversificada da rede.

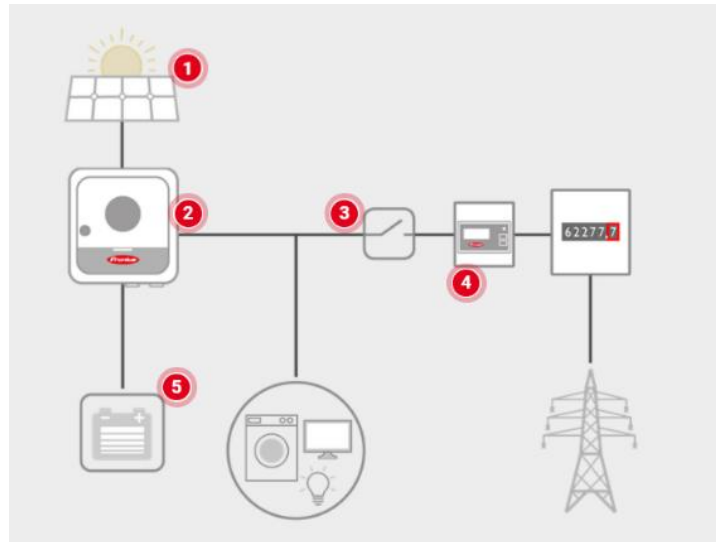


Figura 12 - Representação do sistema de armazenamento: 1- Sistemas fotovoltaicos; 2 - Inversor de frequências; 3 - Disjuntor; 4 -Medidor de energia; 5 – Sistema de armazenamento de energia (Fronius, 2022)

Os SAEs são modelados de acordo com a Fig. 13. A capacidade de carga/descarga é de 2 kW e podem absorver 5 kWh. Destaca-se que cerca de 20% da bateria não é utilizada regularmente devido à necessidade de preservação de suas propriedades químicas. Além disso, as perdas por inatividade e a eficiência de carga e descarga são levadas em consideração (STECCA, 2020). Apesar da disponibilidade de diferentes métodos de atuação, os SAEs adotados seguem a proposta da metodologia, atuando para reduzir as perdas na distribuição.

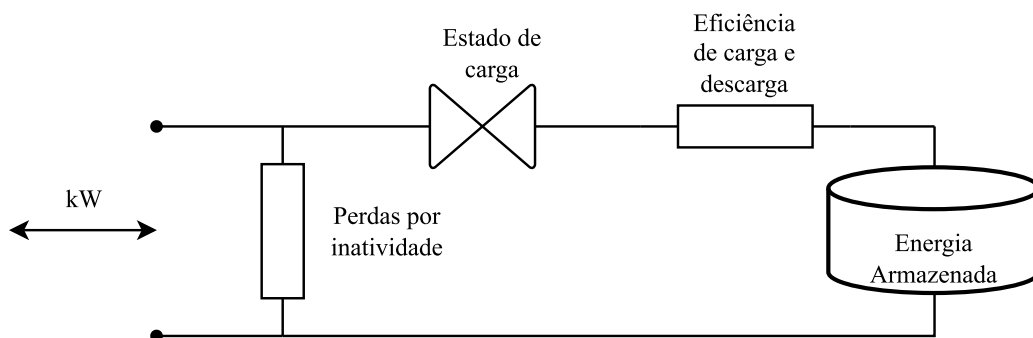


Figura 13 – Diagrama do SAE no OpenDSS (Adaptado de EPRI, 2011)

Conforme a Fig. 14, durante as horas iniciais do dia, o armazenador permanece em modo de espera, já que não há produção ou consumo excessivo neste horário. Ao iniciar a produção de energia, o armazenador começa a absorver parte dessa produção, impedindo que ocorra uma inserção excessiva de potência na rede. No horário de pico de consumo o armazenador libera a carga absorvida, de modo a reduzir o estresse na rede.

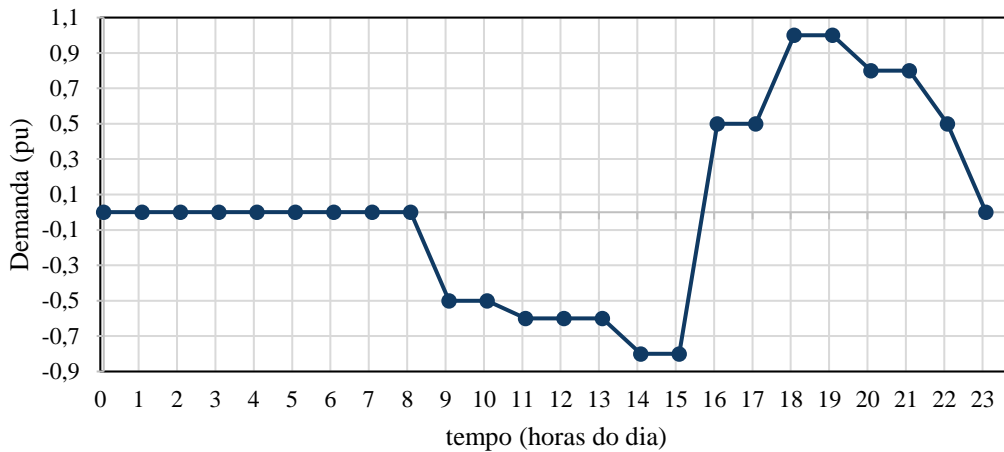


Figura 14 – Perfil de atuação dos armazenadores (Elaborado pelo autor)

## 5. ANÁLISE DOS RESULTADOS

Neste trabalho foram analisadas as perdas na distribuição de energia elétrica, a qualidade de energia elétrica e a capacidade da infraestrutura projetada. Os resultados obtidos estão descritos nos tópicos a seguir.

### 5.1 Perdas na distribuição de energia elétrica

A avaliação das perdas segue os indicadores do módulo 7 - cálculo de perdas na distribuição do PRODIST, portanto são obtidos os dados de Energia Injetada (EI) proveniente dos agentes supridores, Energia Fornecida (EF) correspondente à energia ativa entregue aos consumidores e as Perdas na Distribuição (PD). Para o caso da simulação não são inseridas Perdas Não Técnicas (PNT), então as perdas na distribuição são equivalentes às Perdas Técnicas (PT). A avaliação é realizada por meio de indicadores em MWh e informações de consumo e geração anuais.

O SDEE do caso base possui EI de 672,94 MWh/ano, com PD de 8,987 MWh/ano. Para o caso 1, a EI passa a ser de -144,61 MWh/ano e as PD agora representam 10,143 MWh/ano. Assim, percebe-se que a adoção de produção local neste nível pode aumentar as perdas, devido ao novo pico de carregamento da rede ao meio-dia. Com a adoção dos armazenadores junto as cargas, no caso 2, a EI passa a ser de -113,01 MWh/ano, e ocorre a redução das perdas para 9,621 MWh/ano. As perdas de distribuição estão abaixo do valor médio da ANEEL (6%) e ocorrem em sua maioria nos transformadores. Os resultados estão disponíveis na Tab. 5.

Tabela 5 – Perdas na distribuição

Caso	Energia Injetada (MWh)	Perdas na Distribuição (MWh)	Fluxo de energia máximo e mínimo na fonte (kVA/ fase)
Base	672,94	8,987	98,03 / 4,68
1	-144,61	10,143	92,90 / -119,00
2	-113,01	9,621	93,21 / -101,28

### 5.2 Qualidade de energia elétrica

Para este SDEE, a maior preocupação está relacionada a sobretensões devido à sua proximidade da subestação de distribuição de 69 kV, cerca de 350 metros. Este fator é o motivador para que ocorra esta análise. Portanto, a análise de qualidade de energia focará na avaliação da tensão de atendimento (TA) presente no PRODIST e no trecho destacado abaixo da NTD-00.001. As faixas da TA estão dispostas na Tab. 6.

Em projetos de redes novas, incluindo loteamento e condomínios horizontais, a queda de tensão máxima nos pontos mais afastados do transformador, não pode ultrapassar 3,5%.

A queda de tensão de atendimento (TA) adequada máxima em qualquer dos pontos, da rede primária, mais afastados do ponto de alimentação não deve ultrapassar 7%, estando incluídas neste valor: a queda de tensão existente no ponto de alimentação, a queda de tensão devido à introdução da nova carga na rede existente e a queda de tensão no trecho projetado (CEEE-D, 2013).

Tabela 6 – Pontos de conexão em tensão nominal igual ou inferior a 2,3 kV (380/220 V) (ANEEL, 2021)

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (V)
Adequada	$(350 \leq TL \leq 399) / (202 \leq TL \leq 231)$
Precária	$(331 \leq TL < 350 \text{ ou } 399 < TL \leq 403) / (191 \leq TL < 202 \text{ ou } 231 < TL \leq 233)$
Crítica	$(TL < 331 \text{ ou } TL > 403) / (TL < 191 \text{ ou } TL > 233)$

Devido à distância em relação à entrada, à capacidade do transformador e às cargas conectadas, identificou-se que o transformador 2 é o crítico do SDEE, tornando-o ponto de atenção.

O ponto de conexão do transformador 2 fica a 334 metros do ponto de conexão com a distribuidora e atende 28 lotes em um raio de 240 metros. A Fig. 15 representa o diagrama unifilar do circuito 2, com o transformador 2 de 45 kVA e as linhas trifásicas de baixa tensão. Para os circuitos de baixa tensão os pontos representam a conexão das cargas.

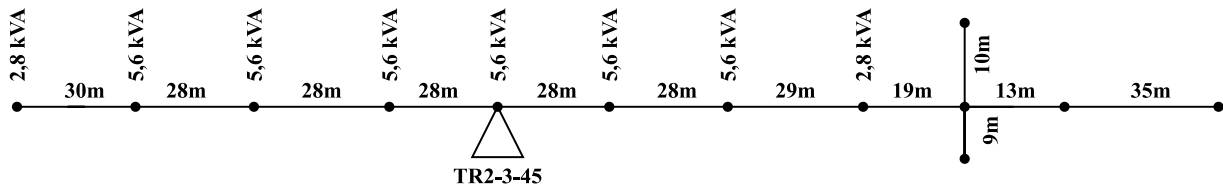


Figura 15 – Diagrama do circuito 2 (Elaborado pelo autor)

A Fig. 16 apresenta os resultados de TA obtidos no ponto de conexão com a distribuidora, no transformador 2 (TR2) e na carga mais distante do circuito 2, as tensões de base são 23 kV para média tensão e 0,380 kV para baixa tensão.

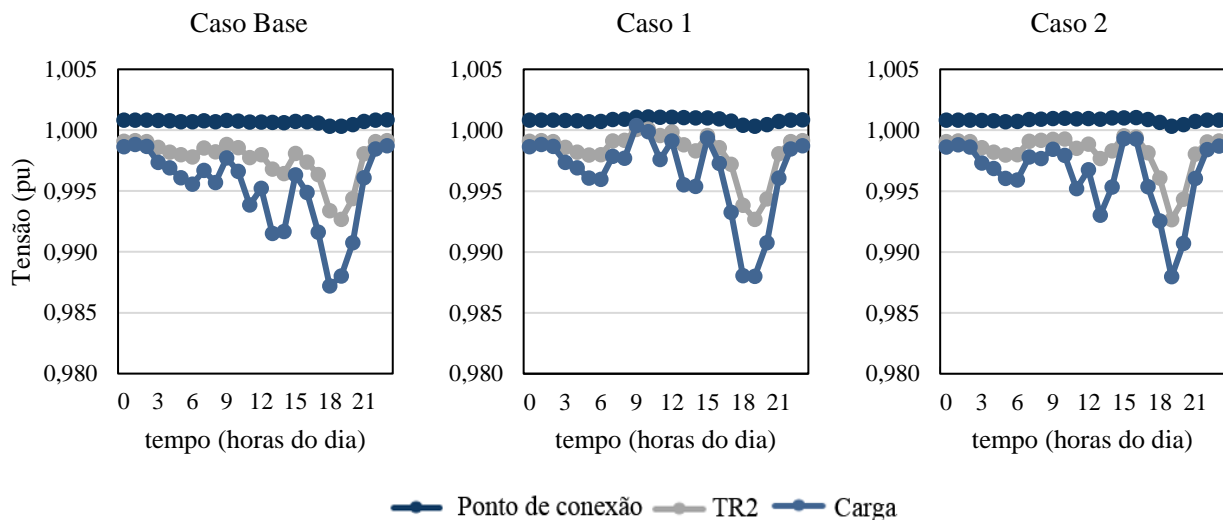


Figura 16 – Tensão no ponto de conexão, secundário do transformador 2 e carga do circuito 2 (Elaborado pelo autor)

Conforme classificação da Tab. 6 e os resultados da Fig. 16, o circuito 2 apresenta uma tensão de atendimento adequada ao longo das horas de um dia com alto índice de irradiação.

Devido a possibilidade de sobretensões acima de 1,10 pu. serem capazes de desativar os SFVs analisou-se a tensão ao longo de todos os circuitos da rede. A partir dos resultados obtidos e compilados na Tab. 7, constatou-se que não houve sobretensões com a capacidade de SFVs instalada. A elevação da tensão durante o período de produção dos SFVs ocorre, porém não há ocorrência de sobretensões que mudem a classificação da rede.

Observou-se ainda que a elevação e a queda da tensão observada em tensão secundária não se replicam de forma representativa no circuito primário devido à regulação de tensão do transformador.

Tabela 7 – Tensões mínima e máximas observadas ao longo de todo SDEE

Caso	Tensão Mínima (pu)	Tensão Máxima (pu)
Base	0,978	1,000
1	0,980	1,001
2	0,979	1,001

Para avaliar o desequilíbrio de tensão ocasionado por possíveis SFVs monofásicos, testou-se para o caso 1 a conexão com um controle por fase. Ou seja, os SFVs monofásico são conectados à rede, porém há uma coordenação para que os diferentes consumidores façam a conexão buscando a simetria. A Fig. 17 apresenta os resultados da tensão nas três fases de diferentes pontos do circuito 2.

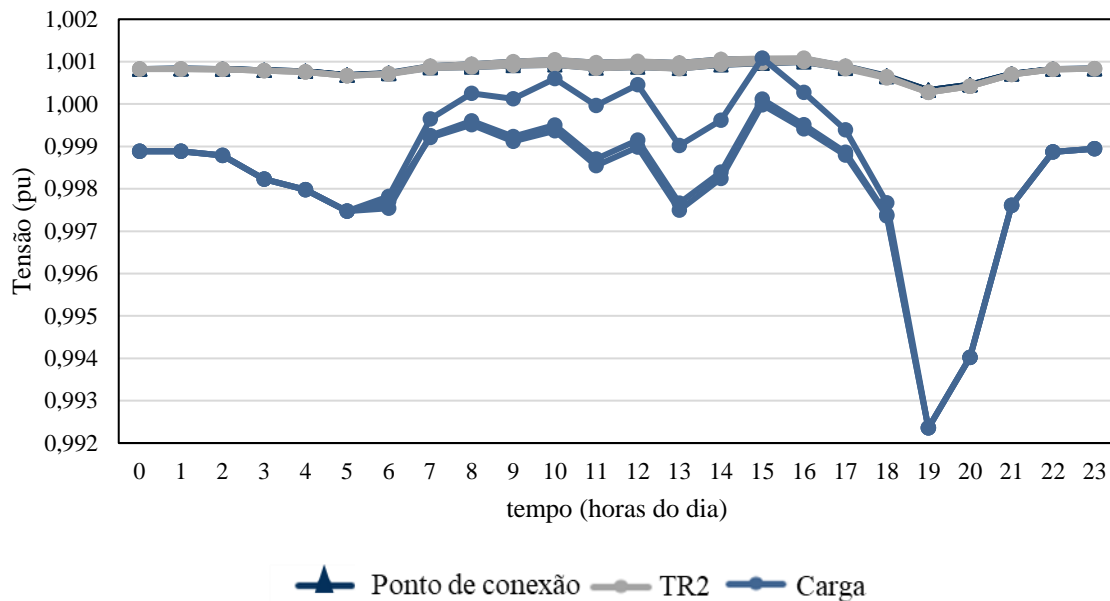


Figura 17 – TA no ponto de conexão com a distribuidora, no secundário do transformador 2 e na carga do circuito 2 para SFVs desbalanceados (Elaborado pelo autor)

No circuito primário não é possível observar graficamente quaisquer diferenças de tensão entre as fases. Já para o secundário, os resultados indicaram que há uma diferença entre os valores de TA, conforme Fig. 17.

A avaliação dos indicadores de desequilíbrio de tensão do módulo 8 do PRODIST definidos pelas Eq. 4 e Eq. 5, utilizando os resultados anuais não indicaram nenhuma violação. Para a tensão utilizada, o limite é de 3,0% e o fator de desequilíbrio de tensão (FD) apresentou resultados menores que 1% para todas as horas do ano.

$$FD \% = 100 \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3} \cdot 6 \cdot \beta}{1 + \sqrt{3} \cdot 5 \cdot \beta}} \quad (4)$$

$$\beta = \frac{V_{ab}^4 + V_{bc}^4 + V_{ca}^4}{(V_{ab}^2 + V_{bc}^2 + V_{ca}^2)^2} \quad (5)$$

Sendo  $V_{ab}$ ,  $V_{bc}$  e  $V_{ca}$  as magnitudes das tensões eficazes de linha na frequência fundamental.

### 5.3 Capacidade da infraestrutura projetada

Em relação a capacidade da infraestrutura projetada, observou-se que o uso do fator de redução permitido na NTD-00.001 explora os limites de sobrecarga dos transformadores. As sobrecargas e a severidade estão dispostas na Tab. 8 e os principais equipamentos impactados são os transformadores de 45 kVA.

Tabela 8 – Sobrecarga dos transformadores

Caso	Ocorrências	Severidade (%)
Base	142	158
1	78	146
2	45	147

A Fig. 18 permite observar a sobrecarga do transformador 2 nos diferentes casos simulados. Este transformador possui a potência nominal de 45 kVA, mas ao longo do ano sua capacidade é ultrapassada repetidas vezes para qualquer caso.



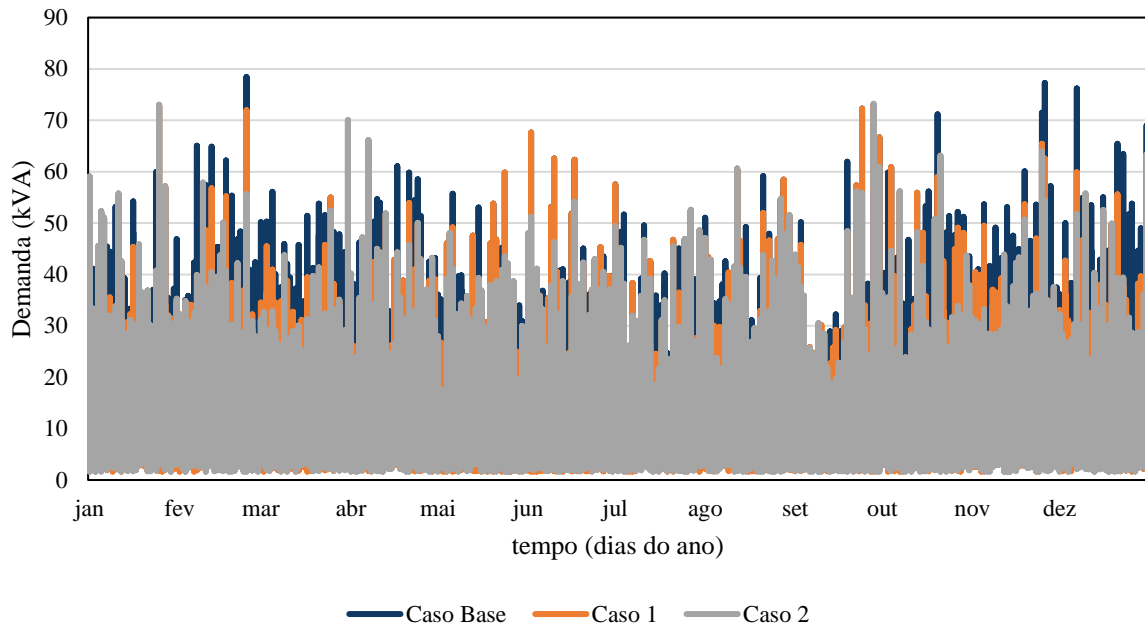


Figura 18 – Demanda no transformador do circuito 2 (Elaborado pelo autor)

Observa-se que a inserção de REDs é benéfica para o SDEE, já que com a potência definida pela metodologia reduz a demanda no transformador observado. Porém, o pico de consumo noturno não é atendido pela geração e faz com que seja necessário a substituição do transformador.

Ao observar os elos fusíveis responsáveis pela proteção dos circuitos com maior sobrecarga, o circuito 2 e o circuito 7, percebe-se uma redução de ocorrência que necessitariam a sua substituição para os casos 1 e 2, conforme Tab. 9.

Tabela 9 – Sobrecarga dos elos fusíveis

Caso	Ocorrências – Transformador 2	Ocorrências – Transformador 7
Base	193	47
1	105	24
2	61	10

A Fig. 19 permite observar a demanda vista no ponto de conexão do SDEE com a distribuidora, para um dia de verão e um dia de inverno.

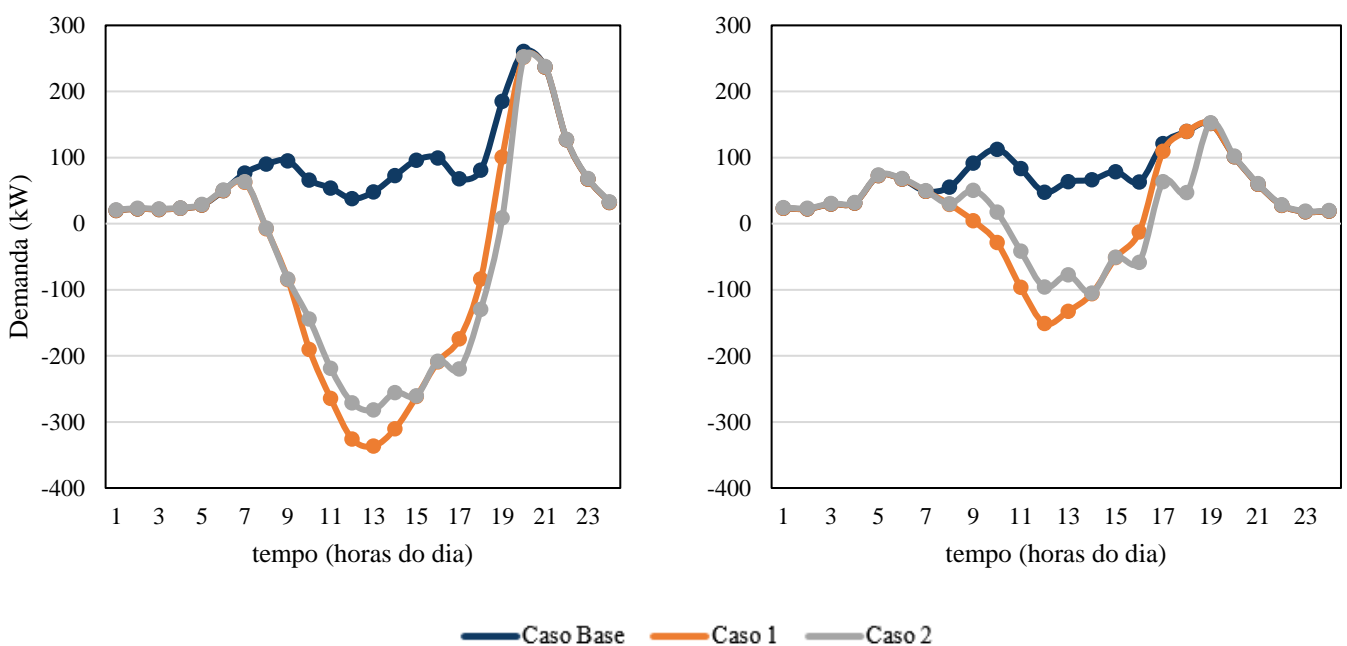


Figura 19 – Perfil da demanda para todos os casos no verão e inverno (Elaborado pelo autor)

Observa-se que o caso base, apresenta um consumo crescente ao longo do dia, com patamares altos próximo ao meio-dia e à noite. Neste caso, as perdas são correspondentes apenas à corrente para suprir a necessidade dos consumidores.

Para o caso 1, há uma redução expressiva do consumo durante o dia, o que pode permitir a exportação de energia para os sistemas de distribuição próximos. Porém, a aparição de um fluxo contrário de energia representativo durante o horário de produção dos SFVs faz que ocorram maiores perdas.

Para o caso 2, é possível verificar uma redução tanto da injeção de potência na rede como de consumo, assim proporcionando a diminuição da intensidade do fluxo de energia elétrica, e consequentemente, das perdas. Entretanto, a baixa capacidade de armazenamento das baterias não possibilitou a absorção de toda a produção excedente, nem pode suprir a demanda no pico de consumo.

Na Fig. 20, pode-se observar de forma mais ampla a diferença entre cada um dos casos e a influência da irradiação.

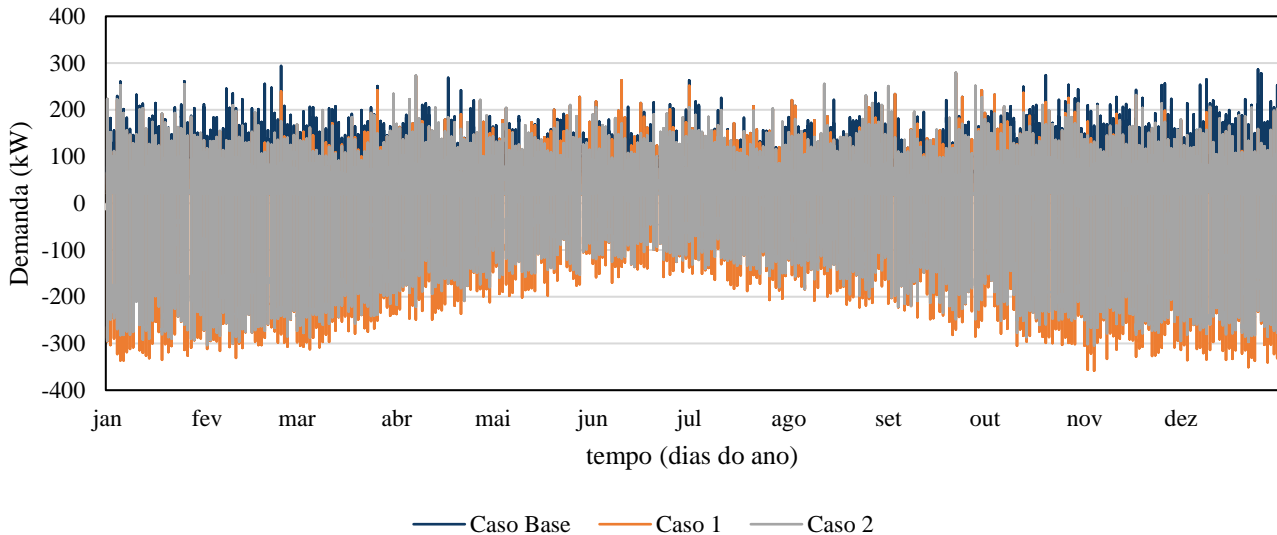


Figura 20 – Perfil da demanda vista no ponto de conexão com a distribuidora (Elaborado pelo autor)

Como o horizonte da simulação é de 1 ano, não foram adotadas tendências de aumento de consumo, porém, o PDE 2031 e as revisões tarifárias das distribuidoras indicam que este aumento ocorrerá, tanto no consumo como no custo, impactando no aumento das cargas e REDs (EPE, 2021<sup>a</sup>). Consequentemente, este acréscimo de cargas aumentará ainda mais as sobrecargas nos transformadores e um maior fluxo contrário de energia ocorrerá por parte dos REDs, demandando investimentos em infraestrutura que poderiam ter sido previstos no período de desenvolvimento do projeto.

Por fim, a formalização da análise da rede se dá indicando cada uma das premissas utilizadas para a simulação, representadas por cada tópico deste estudo de caso. Descreve-se também os indicadores de qualidade de energia e o fator de carga geral e de cada um dos circuitos. Outros pontos a serem destacados são os pontos de atenção frente às mudanças proporcionadas pela transição energética em médio prazo, como a saturação dos transformadores e elos fusíveis.

Para a rede avaliada, os indicadores demonstraram uma capacidade da rede em absorver as mudanças, inclusive com menor número de ocorrências de sobrecarga quando considerado o cenário com a utilização de armazenadores. Os níveis de tensão foram adequados para todos os casos e não houve condutores com sobrecarga. Porém, a adoção do fator de redução para os transformadores de 45 kVA não foi adequado.

## 6. CONCLUSÕES

A transição energética é um conceito que consiste em um processo de transformações que ocorre continuamente, em maior ou menor intensidade. Almeja-se com esta transição uma economia de baixo carbono e impacto ambiental. Observa-se que os principais direcionadores da transição energética estão ligados à descarbonização, descentralização e digitalização. No Brasil, o processo de descentralização da matriz é fortemente impulsionado pelos altos custos da energia elétrica, este vai de encontro com a descarbonização pois os recursos energéticos distribuídos, ao nível de geração distribuída, devem ser de fontes renováveis de energia. Já a digitalização, representada neste artigo pelos sistemas de armazenamento de energia, busca tornar os usos de energia elétrica mais eficientes, controláveis e sustentáveis. A adoção dos sistemas de armazenamento permite novos modelos de negócio, aumentam a diversidade de agentes no setor elétrico e aprimoram a operação e previsibilidade dos sistemas elétricos de potência.

Para compreender a interação entre o SDEE e a transição energética proporcionada pelos REDs, os armazenadores de energia e os diferentes hábitos de consumo dos usuários, o trabalho analisou uma rede de distribuição existente, dimensionada seguindo as normativas. Observou-se para os casos simulados que a transição energética pode ser benéfica para o SDEE já que ocorre uma redução das perdas técnicas e da saturação dos transformadores. Nota-se que o SDEE

com uso de SAE tem a capacidade de absorver produção de energia elétrica durante o dia e liberar energia durante à noite, melhorando a eficiência da rede. Além disso, o uso de SAEs melhora os indicadores de qualidade percebidos pelo usuário, já que a digitalização proporcionada por estes dispositivos permite que cada um dos consumidores continue tendo fornecimento de energia elétrica durante contingências de curta duração.

Outro fator positivo é que os armazenadores reduzem as perdas em níveis de transmissão de energia elétrica e podem ter suas capacidades auxiliares valoradas. Destaca-se que tais qualidades não foram avaliadas neste trabalho, mas corroboram diretamente com o combate das mudanças climáticas.

A utilização da simulação juntamente à elaboração do projeto permite reduzir custos de instalação com condutores e transformadores superdimensionados, custos de operação devido a reativos provenientes de transformadores com baixa carga e os custos para substituição de elos fusíveis. Além disso, é possível integrar e avaliar o impacto das principais tendências observadas na transição energética como os REDs e os SAEs, nos indicadores de qualidade da rede.

A metodologia utilizada permitiria ainda analisar demais indicadores de qualidade como os níveis de harmônicas, estudar a integração de veículos elétricos ou *electric vehicle* (EVs) e também poderia ser voltada para dados financeiros com indicadores de custos por operação, viabilizando estudos de otimização e análise de migração para a modalidade de tarifa branca. Além disso, é possível avaliar propostas como a conversão de redes alternadas existentes para corrente contínua.

Ademais, a valoração dos serviços prestados pelos armazenadores de energia como os serviços auxiliares pode tornar a solução das baterias atrativas financeiramente. A utilização de EVs com capacidade de fluxo bidirecional de energia do veículo com a rede, do inglês *vehicle-to-grid* (V2G), permitem a utilização de baterias com maior capacidade de armazenamento, podendo contornar a falta de capacidade vista no estudo de caso.

Destaca-se a necessidade de a distribuidora estimular o uso de simulações computacionais nos projetos de distribuição de energia elétrica e rever as normativas técnicas de dimensionamento, visando a atualização frente as mudanças proporcionadas pelos temas da transição energética que impactam diretamente no seu uso, como a presença de fontes intermitentes e descentralizadas e os benefícios proporcionados pela avaliação antes da construção.

Por fim salienta-se que este estudo não se extingue no aqui apresentado, além disso ressalta-se a importância de mais investigações na temática de transição energética em sistemas de distribuição de energia elétrica para contribuir com sistemas mais confiáveis, robustos e eficientes.

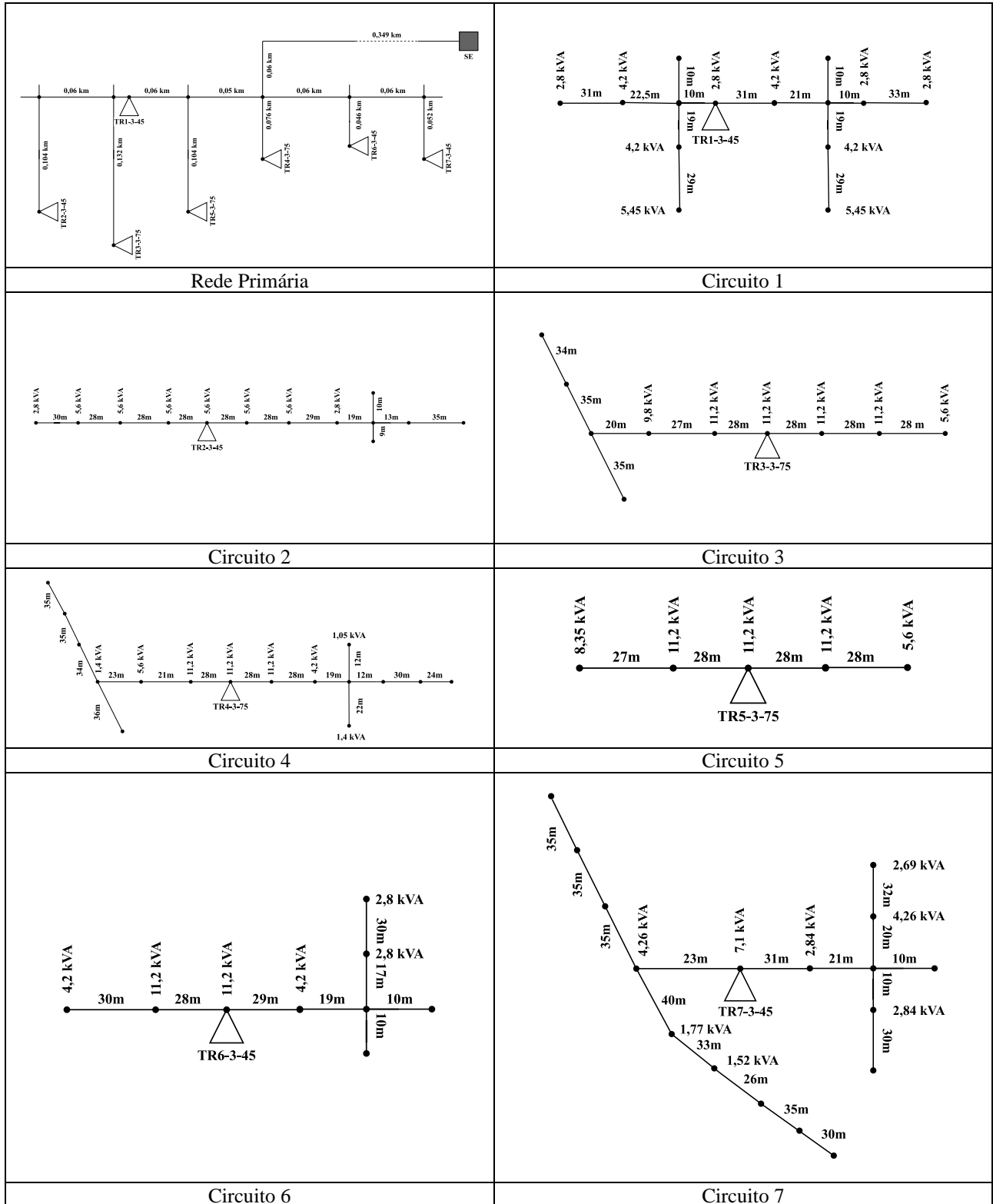
## REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA ANEEL, Indicadores Coletivos de Continuidade (DEC e FEC). 2022. Disponível em: <https://antigo.aneel.gov.br/indicadores-coletivos-de-continuidade> Acesso em: 19/02/2022.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA ANEEL, Nota Técnica n° 057/2014-SRD/ANEEL. 2014
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA ANEEL. Resolução Normativa n° 956, Procedimentos De Distribuição De Energia Elétrica No Sistema Elétrico Nacional –PRODIST de 7 de dezembro de 2021
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA ANEEL. Resolução Normativa n° 482, de 17 de abril de 2012. Brasília, 2012. Disponível em: < <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf> >. Acesso em 14 de fevereiro de 2022.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. ABNT NBR 7282: Dispositivos fusíveis de alta tensão. Brasília, 2011.
- ATLAS, Global Solar. The World Bank Group. 2016. Disponível em: <https://globalsolaratlas.info> Acesso em: 15 de fev. de 2022.
- BIVOLT JÚNIOR, Empresa Júnior da Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Tramandaí. 2022
- BRASIL. Lei n° 14.300, de 6 de janeiro de 2022. Diário Oficial da União. 2022
- C. XING; X. XI; X. HE; M. LIU. Research on the MPPT Control Simulation of Wind and Photovoltaic Complementary Power Generation System, 2020 IEEE Sustainable Power and Energy Conference (iSPEC), 2020, pp. 1058-1063, doi: 10.1109/iSPEC50848.2020.9350965.
- CARTER, T.; HULME, M. Interim characterizations of Regional Climate Related Changes up to 2100 Associated with the Provisional SRES Marker Emissions Scenarios. IPCC Secretarial, Geneva, Switzerland (2000).
- CEEE-D. NTD-00.001: Elaboração de projetos de redes aéreas de distribuição urbanas. Porto Alegre. 2013
- CEMIG. Mapa de disponibilidade de minigeração. Disponível em: <https://geo.cemig.com.br/> Acesso em: 15 de fev. 2022

- DUGAN, R. C.; MCDERMOTT, T. E. An open source platform for collaborating on smart grid research. In: IEEE. Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE. [S.l.], 2011. p. 1–7.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, EPE. Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2021. Rio de Janeiro, 2021<sup>a</sup>.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, EPE. Balanço Energético Nacional 2021: ano base 2020. Rio de Janeiro, 2021<sup>b</sup>.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, EPE. Plano Nacional de Energia 2050. Rio de Janeiro, 2021<sup>c</sup>.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2031. Rio de Janeiro, 2022.
- EPRI. OpenDSS Storage Element and Storage Controller Element. [S.l.], March 2011. Disponível em: <https://sourceforge.net/p/electricdss/code/HEAD/tree/trunk-/Distrib/Doc/OpenDSS%20STORAGE%20Element.pdf>. Acesso em: 10 de jan. de 2022.
- EVOLA, Gianpiero et al. Typical-year and multi-year building energy simulation approaches: A critical comparison. *Energy*, v. 219, p. 119591, 2021.
- FRONIUS. Independent with solar energy and storage. Disponível em: <https://www.fronius.com/en/solar-energy/home-owners/experience-reports/independent-with-solar-energy-and-storage> Acesso em: 10 de jan. 2022.
- GOOP, J.; ODENBERGER, M.; JOHNSON, F. Distributed solar and wind power e Impact on distribution losses. *Energy*, v. 112, p. 273–284, 2016
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA. Digitalization & Energy. Paris, França. 2017
- STECCA, M.; ELIZONDO, L. R.; SOEIRO, T. B.; BAUER, P. and PALENSKY P. "A Comprehensive Review of the Integration of Battery Energy Storage Systems Into Distribution Networks," in *IEEE Open Journal of the Industrial Electronics Society*, vol. 1, pp. 46-65, 2020, doi: 10.1109/OJIES.2020.2981832.
- NAÇÕES UNIDAS NO BRASIL- ONU BR. A Agenda 2030. Disponível em :< <https://nacoesunidas.org/pos2015/agenda2030/> >. Acesso em: 13 de fev. de 2022.
- PFLUGRADT, N.; PLATZER, B. Behavior based load profile generator for domestic hot water and electricity use Innostock 12th International Conference on Energy Storage, Lleida (Spanien), 2012, ISBN 978-84-938793-4-1
- RADATZ, P. R. Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software OpenDSS. São Paulo, 2015.
- RYLANDER, M.; SMITH, J.; SUNDERMAN, W. Streamlined method for determining distribution system hosting capacity. 2016. *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 52, n. 1, p. 105–111, Jan 2016. ISSN 0093-9994.
- SHELLER, Camila et al. Análise de arquivos climáticos para a simulação do desempenho energético de edificações. *Arquivos climáticos*, v. 5, n. 3.1, p. 1, 2015.
- SEGUIN, R. et al. High-penetration PV integration handbook for distribution engineers. [S.l.], 2016.
- SEVERO, L. Estudo e implementação de métodos de proteção de anti-ilhamento aplicados a sistemas fotovoltaicos. Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2011.
- SILVA, L.N. Levantamento e validação da curva de carga residencial usando simulação computacional. Salão de Iniciação Científica (32.: 2020 set. 14-18: UFRGS, Porto Alegre, RS).
- SMITH, J. Modeling high-penetration PV for distribution interconnection studies. [S.l.], 2013.
- SMITH, J. W.; DUGAN, R.; SUNDERMAN, W. Distribution modeling and analysis of high penetration pv. 2011
- SMITH, Russell M. Planning for urban sustainability: The geography of LEED®–Neighborhood Development™(LEED®–ND™) projects in the United States. *International Journal of Urban Sustainable Development*, v. 7, n. 1, p. 15-32, 2015.

- STAFFELL, I. and PFENNINGER, S. (2016). Using Bias-Corrected Reanalysis to Simulate Current and Future Wind Power Output. *Energy* 114, pp. 1224-1239. doi: 10.1016/j.energy.2016.08.068
- WEG. Transformadores de distribuição. Jaraguá, Santa Catarina. 2022. Disponível em: <https://www.weg.net/catalog/weg/BR/pt/Gera%C3%A7%C3%A3o%2C-Transmiss%C3%A3o-e-Distribui%C3%A7%C3%A3o/Transformadores-e-Reatores-a-%C3%93leo/Transformadores-de-Distribui%C3%A7%C3%A3o-a-%C3%93leo/30-a-300-kVA/c/> Acesso em: 20 de fev. de 2022.
- ZHAO, H; MAGOULÈS, F. A review on the prediction of building energy consumption, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 16, Issue 6, 2012, Pages 3586-3592, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.02.049>.

## APÊNDICE 1



# ANEXO 1

