



UNIVERSIDADE FEDERAL RURAL DO SEMI-ÁRIDO
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA
MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Maria Teresa Targino Macedo Silveira Carlos

Análise técnica de uma rede elétrica de média tensão associada a sistemas fotovoltaicos e de armazenamento de energia na UFERSA - Campus Mossoró.

MOSSORÓ

2025

Maria Teresa Targino Macedo Silveira Carlos

Análise técnica de uma rede elétrica de média tensão associada a sistemas fotovoltaicos e de armazenamento de energia na UFERSA - Campus Mossoró.

Dissertação apresentada ao Mestrado em Engenharia Elétrica do Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal Rural do Semi-árido como requisito para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Linha de Pesquisa: Sistemas Elétricos

Orientador: Ednardo Pereira da Rocha, Prof. Dr.

MOSSORÓ

2025

© Todos os direitos estão reservados a Universidade Federal Rural do Semi-Árido. O conteúdo desta obra é de inteira responsabilidade do (a) autor (a), sendo o mesmo, passível de sanções administrativas ou penais, caso sejam infringidas as leis que regulamentam a Propriedade Intelectual, respectivamente, Patentes: Lei nº 9.279/1996 e Direitos Autorais: Lei nº 9.610/1998. O conteúdo desta obra tomar-se-á de domínio público após a data de defesa e homologação da sua respectiva ata. A mesma poderá servir de base literária para novas pesquisas, desde que a obra e seu (a) respectivo (a) autor (a) sejam devidamente citados e mencionados os seus créditos bibliográficos.

C284a Carlos, Maria Teresa Targino Macedo Silveira.
ANÁLISE TÉCNICA DE UMA REDE ELÉTRICA DE MÉDIA
TENSÃO ASSOCIADA A SISTEMAS FOTOVOLTAICOS E DE
ARMAZENAMENTO DE ENERGIA NA UFERSA - CAMPUS
MOSSORÓ. / Maria Teresa Targino Macedo Silveira
Carlos. - 2025.
111 f. : il.

Orientador: Ednardo Pereira da Rocha.
Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal
Rural do Semi-árido, Programa de Pós-graduação em
Engenharia Elétrica, 2025.

1. Energia Solar fotovoltaica. 2. Sistemas de
armazenamento de energia. 3. Baterias. 4. Análise
técnica. I. Rocha, Ednardo Pereira da , orient.
II. Título.

Ficha catalográfica elaborada por sistema gerador automático em conformidade
com AACR2 e os dados fornecidos pelo) autor(a).
Biblioteca Campus Mossoró / Setor de Informação e Referência
Bibliotecária: Keina Cristina Santos Sousa e Silva
CRB: 15/120

O serviço de Geração Automática de Ficha Catalográfica para Trabalhos de Conclusão de Curso (TCC's) foi desenvolvido pelo Instituto de Ciências Matemáticas e de Computação da Universidade de São Paulo (USP) e gentilmente cedido para o Sistema de Bibliotecas da Universidade Federal Rural do Semi-Árido (SISBI-UFERSA), sendo customizado pela Superintendência de Tecnologia da Informação e Comunicação (SUTIC) sob orientação dos bibliotecários da instituição para ser adaptado às necessidades dos alunos dos Cursos de Graduação e Programas de Pós-Graduação da Universidade.

Maria Teresa Targino Macedo Silveira Carlos

ANÁLISE TÉCNICA DE UMA REDE ELÉTRICA DE MÉDIA TENSÃO ASSOCIADA A
SISTEMAS FOTOVOLTAICOS E DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA NA UFERSA
– CAMPUS MOSSORÓ.

Dissertação apresentada ao Mestrado em
Engenharia Elétrica do Programa de Pós-
graduação em Engenharia Elétrica da
Universidade Federal Rural do Semi-árido
como requisito para obtenção do título de
Mestre em Engenharia Elétrica.

Linha de Pesquisa: Sistemas Elétricos

DEFENDIDA EM: 31/01/2025

BANCA EXAMINADORA

Ednardo Pereira da Rocha, Prof. Dr. (UFERSA)
PRESIDENTE

Adriano Aron Freitas De Moura, Prof. Dr. (UFERSA)
Membro Examinador

Victor de Paula Brandão Aguiar, Prof. Dr. (UFERSA)
Membro Examinador

Rogério Diogne de Souza e Silva, Prof. Dr.
Membro Examinador Externo

DEDICATÓRIA

A minha amada tia, Professora Maria Aparecida da Silveira (In memorian).

Ao meu filho, que neste momento gero dentro de mim. Nenhuma conquista no mundo, nem o mais bem elaborado projeto se compara a saber que neste momento formo um ser tão perfeito.

AGRADECIMENTOS

À Deus, autor e consumidor da minha fé.

Ao meu esposo, pelo profundo amor e companheirismo. Nossa história é repleta de vitórias pelo amor e dedicação que temos um ao outro. “Eu serei tua força, você meu escudo fiel”.

À minha família, pela confiança e amor incondicional. Em especial, agradeço a minha mãe Eciran Targino, que me lembrou as virtudes de ser forte e corajosa para a vida.

Ao meu orientador, Professor Ednardo, por ter ajudado inúmeras vezes desde a concepção da ideia deste trabalho e por viabilizar os meios necessários para que pudesse concluir esta pesquisa.

Ao corpo docente do Programa de Pós-Graduação de Engenharia Elétrica da UFERSA por toda cooperação nestes anos de mestrado.

Aos meus companheiros de mestrado e trabalho, pelas ideias e por tanta colaboração técnica.

RESUMO

Os recursos energéticos distribuídos como os sistemas fotovoltaicos (FV) e os sistemas de armazenamento de energia a baterias (SAEBs) são tecnologias promissoras aplicadas ao setor elétrico brasileiro. A utilização destas ferramentas pode garantir a flexibilidade e confiabilidade na operação de redes elétricas. Entretanto, alguns impactos da inserção destes recursos como a alteração do perfil e violações de tensão, aumento no carregamento dos condutores e transformadores e aumento do nível de perdas podem gerar impactos na qualidade de energia elétrica. Nesse contexto, este trabalho realizou análises técnicas dos sistemas fotovoltaicos da UFERSA associados a sistemas de armazenamento na rede elétrica de média tensão no Campus Mossoró (Lado Leste). Para tal finalidade, foi realizada uma modelagem computacional no *software* OpenDSS dos elementos da rede elétrica em estudo e uma simulação do fluxo de potência da infraestrutura elétrica para um caso base (rede com sistemas fotovoltaicos) e do caso base com a presença de sistema de armazenamento a baterias. A avaliação técnica incluiu os parâmetros perdas técnicas, tensão em regime permanente, demanda e carregamento dos condutores e transformadores. No sistema base com os fotovoltaicos, foi identificada a capacidade operacional da rede para receber a energia despachada, com carregamento adequado dos condutores e transformadores e perdas técnicas compatíveis com redes de média tensão. No entanto, foi observada violação de tensão nos terminais secundários de algumas unidades geradoras. Para o sistema de armazenamento dimensionado verificou-se a capacidade de reduzir a demanda de pico (peak-shaving) sem exceder a capacidade dos condutores e transformadores. As perdas técnicas se mantiveram compatíveis com redes de média tensão. No entanto, foi observado um desequilíbrio entre a energia injetada e a demanda das cargas, o que gerou violação de tensão nos terminais de conexão em baixa tensão de todos os transformadores vinculados aos BESS. Como resultado, entende-se que há necessidade de adoção de estratégias operacionais com a finalidade de garantir capacidade técnica de aperfeiçoar o funcionamento dos sistemas fotovoltaicos e de armazenamento, além da implementação de controles específicos para estes sistemas.

Palavras-chave: Energia Solar fotovoltaica. Sistemas de armazenamento de energia. Baterias. Análise técnica.

ABSTRACT

Distributed energy resources such as photovoltaic (PV) systems and battery energy storage systems (BESS) are promising technologies applied to the Brazilian electric sector. The use of these tools can ensure flexibility and reliability in the operation of electrical grids. However, some impacts of integrating these resources, such as changes in the profile and voltage violations, increased loading of conductors and transformers, and higher levels of losses, may affect the quality of electrical energy. In this context, this study conducted technical analyses of the PV systems at UFERSA, combined with storage systems in the medium voltage electrical grid at the Mossoró Campus (East Side). For this purpose, a computational model was created in the OpenDSS software for the electrical network elements under study, and a power flow simulation was carried out for a base case (grid with PV systems) and a base case with the presence of a battery storage system. The technical evaluation included the parameters of technical losses, steady state voltage, demand, and loading of conductors and transformers. In the base system with PV, the network's operational capacity to receive the dispatched energy was identified, with adequate loading of the conductors and transformers and technical losses compatible with medium voltage networks. However, voltage violations were observed at the secondary terminals of some generating units. For the dimensioned storage system, it was verified that it could reduce peak demand (peak-shaving) without exceeding the capacity of the conductors and transformers. Technical losses remained compatible with medium voltage networks. However, a mismatch between the injected energy and the demand of the loads was observed, leading to voltage violations at the low-voltage connection terminals of all BESS transformers. As a result, it is understood that the adoption of operational strategies is necessary to ensure the technical capacity to enhance the operation of PV and storage systems, along with the implementation of specific controls for these systems.

Keywords: Solar Photovoltaic Energy. Energy Storage Systems. Batteries. Technical Analysis.

LISTA DE FIGURAS

- Figura 1 - Recursos Energéticos Distribuídos19
- Figura 2 - Participação das fontes energéticas na MMGD20
- Figura 3 - Classificação de sistemas de armazenamento22
- Figura 4 - Aplicações dos sistemas de armazenamento da baterias23
- Figura 5 - Impacto de sistema de armazenamento na redução da demanda26
- Figura 6 - Operação de carga e descarga de energia em operações de arbitragem27
- Figura 7 - VPL de sistemas de armazenamento em função do custo unitário e fator de carga para grupo A427
- Figura 8 - Esquema operativo de gerenciamento de energia de um sistema com armazenamento de energia28
- Figura 9 - Estrutura de simulação do OpenDSS30
- Figura 10 - Elemento de transporte de energia31
- Figura 11 - Elementos de Conversão de energia31
- Figura 12 - Representação de uma barra com N nós32
- Figura 13 - Terminal com N conectores32
- Figura 14 - Fluxograma do algoritmo do OpenDSS35
- Figura 15 - Metodologia do trabalho38
- Figura 16 - Campus Mossoró da UFERSA - Lado Leste40
- Figura 17 - Curva de demanda típica da UFERSA (semana)42
- Figura 18 - Curva de carga horária sem geração (dia típico semanal - fevereiro)43
- Figura 19 - Perfil de geração fotovoltaica média (dia típico de fevereiro)44
- Figura 20 - Perfil de radiação solar diária (fevereiro)45
- Figura 21 - Temperatura horária45
- Figura 22 - Diagrama em bloco do elemento de modelagem PVsystem53
- Figura 23 - Conceito básico do modelo do elemento storage56
- Figura 24 - Rede elétrica da UFERSA (representação OpenDss)58
- Figura 25 – Gráfico de demanda horária (dados simulados)59
- Figura 26 - Gráfico das perdas técnicas ativa e reativa (valores absolutos) – Caso base60
- Figura 27 - Gráfico das perdas técnicas ativa e reativa (valores percentuais) – Caso base60
- Figura 28 - Gráfico das perdas técnicas ativa e reativa (valores absolutos) – com armazenamento61

Figura 29 - Gráfico das perdas técnicas ativa e reativa (valores percentuais) – com armazenamento61

Figura 30 - Perfil de tensão para 0h64

Figura 31 - Perfil de tensão para 8h64

Figura 32 - Perfil de tensão para 9h65

Figura 33 - Perfil de tensão para 13h66

Figura 34 - Perfil de tensão 17h66

Figura 35 - Perfil de tensão da rede com armazenamento - Padrão dos horários de carregamento68

Figura 36 - Perfil de tensão da rede com armazenamento - 17h (descarga)68

Figura 37 - Perfil de tensão da rede com armazenamento - 19h (descarga)69

Figura 38 - Gráfico comparativo da demanda do sistemas nos casos em estudo70

Figura 39 - Perfil de tensão - Usina Mossoró 293

Figura 40 - Perfil de tensão - Usina Mossoró 393

Figura 41 - Perfil de tensão - Usina Mossoró 494

Figura 42 - Perfil de tensão - Usina Mossoró 594

Figura 43 - Perfil de tensão - Usina Mossoró 694

Figura 44 - Perfil de tensão - Usina Mossoró 795

Figura 45 - Perfil de tensão - Usina Mossoró 895

Figura 46 - Perfil de tensão - Usina Mossoró 996

Figura 47 - Perfil de tensão - Usina Mossoró 1096

Figura 48 - Perfil de tensão - Usina Mossoró 1196

Figura 49 - Perfil de tensão - BESS 197

Figura 50 - Perfil de tensão - BESS 297

Figura 51 - Perfil de tensão - BESS 398

Figura 52 - Perfil de tensão - BESS 498

Figura 53 - Perfil de tensão - BESS 599

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Aplicações e características das tecnologias de armazenamento	24
Tabela 2 - Elementos da rede da UFERSA	41
Tabela 3 - Usinas Solares Fotovoltaicas da UFERSA - Campus Leste	44
Tabela 4 - Sistemas de armazenamento previstos da UFERSA	46
Tabela 5 - Potência nominal de armazenamento dos sistemas	47
Tabela 6 - Classificação dos limites de tensão para média e baixa tensão	63
Tabela 7 - Violação de tensão em usinas fotovoltaicas da UFERSA	67
Tabela 8 - Violação de tensão (sistemas de armazenamento)	69
Tabela 9 - Comparativo da redução da demanda no horário de ponta	71
Tabela 10 - Carregamento de condutores e transformadores - sistema base - 10h	72
Tabela 11 - Carregamento de condutores e transformadores - sistema base - 17h	72
Tabela 12 - Carregamento de condutores e transformadores - sistema base - 20h	73
Tabela 13 - Carregamento de condutores e transformadores - sistema com armazenamento - 2h	73
Tabela 14 - Carregamento de condutores e transformadores - sistema com armazenamento - 17h	73
Tabela 15 - Perdas técnicas ativas e reativas (sem armazenamento)	91
Tabela 16 - Perdas técnicas ativas e reativas (com armazenamento)	92
Tabela 17 - Demanda horária - sistema sem armazenamento	100
Tabela 18 - Demanda horária - sistema com armazenamento	101
Tabela 19 - Carregamento de condutores e transformadores - sistema base - 10h (completo)	102
Tabela 20 - Carregamento de condutores e transformadores - sistema base - 17h (completo)	104
Tabela 21 - Carregamento de condutores e transformadores - sistema base - 20h (completo)	106
Tabela 22 - Carregamento de condutores e transformadores - sistema com armazenamento - 2h (completo)	108
Tabela 23 - Carregamento de condutores e transformadores - sistema com armazenamento - 17h (completo)	110

LISTA DE ABREVIações E SIGLAS

ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BESS	Battery Energy Storage Systems
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FV	Fotovoltaico (a)
GD	Geração Distribuída
IEA	<i>International Energy Agency</i>
MMGD	Micro e Minigeração Distribuída
NREL	National Renewable Energy Laboratory
RED	Recursos Energéticos Distribuídos
REN	Resolução Normativa
REI	Redes Elétricas Inteligentes
SAEB	Sistemas de armazenamento a baterias
SEE	Sistemas de Energia Elétrica
SEP	Sistema Elétrico de Potência
UFERSA	Universidade Federal Rural do Semi-árido

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO14

- 1.1. Justificativa15
- 1.2. Objetivo Geral16
- 1.3. Objetivos Específicos16

2. REFERENCIAL TEÓRICO18

- 2.1. Redes Elétricas Inteligentes (*Smart-Grids*)18
- 2.2. Recursos Energéticos Distribuídos (REDs)19
- 2.3. Geração Distribuída20
- 2.4. Sistemas de Armazenamento de Energia21
- 2.5. O Software OpenDSS29
 - 2.5.1 Histórico do OpenDSS29
 - 2.5.2 Caracterização do Software29
 - 2.5.3 Elementos de Modelagem30
 - 2.5.4 Linguagem de Programação32
 - 2.5.5 Algoritmo do OpenDss33
 - 2.5.5.1 O método padrão33**
 - 2.5.5.2 Etapas do algoritmo34**

3. MATERIAIS E MÉTODOS38

- 3.1. Etapas da pesquisa38
- 3.2. Levantamento de dados39
 - 3.2.1. Caracterização da rede elétrica40
 - 3.2.2 Caracterização do perfil de carga da UFERSA42
 - 3.2.3. Caracterização das usinas solares da UFERSA43
 - 3.2.4. Caracterização dos sistemas de armazenamento46

4. MODELAGEM COMPUTACIONAL48

- 4.1. Arquivo *Buscoords*48
- 4.2. Arquivo *Linecodes*49
- 4.3. Arquivos *Linegeometry* e *Wiredata*49

4.4. Arquivo *Line*51

4.5. Arquivo *Transformers*51

4.6. Arquivo *Load*51

4.7. Arquivo *Loadshape*52

4.8. Arquivo *PVsystem*53

4.9. Arquivo *Master*55

4.10. Arquivo *Storage*55

5. SIMULAÇÕES E RESULTADOS57

5.1. Perdas Técnicas59

5.2. Tensão em regime permanente62

5.3. Demanda horária70

5.4. Carregamento dos condutores71

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS75

7. REFERÊNCIAS79

APÊNDICE A – (REDE ELÉTRICA – UFERSA)80

A.1 – DIAGRAMA UNIFILAR DA UFERSA80

A.2 – QUADROS DE CARGA DA UFERSA (DADOS RELATIVOS – DIA TÍPICO DA SEMANA)81

APÊNDICE B – CÓDIGOS PARA SIMULAÇÃO OPENDSS82

B.1 – ARQUIVO *BUSCOORDS*82

B.2 – ARQUIVO *LINECODES*83

B.3 – ARQUIVO *LINEGEOMETRY*83

B.4 – ARQUIVO *WIREDATA*84

B.5 – ARQUIVO *LINES*84

B.6 – ARQUIVO *TRANSFORMER*85

B.7 – ARQUIVO *LOADSUFERSA*86

B.8 – ARQUIVO *LOADSHAPE*87

B.9 – ARQUIVO PVSYSTEM89

B.10 – ARQUIVO MASTER90

B.11 – ARQUIVO STORAGE90

APÊNDICE C – DADOS GERADOS PELO OPENDSS91

C.1 – PERDAS TÉCNICAS ATIVAS E REATIVAS91

C.2 – PERFIS DE TENSÃO DAS USINAS FOTOVOLTAICAS93

C.3 – PERFIS DE TENSÃO DOS SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO97

C.4 – DADOS DE DEMANDA HORÁRIA100

C.5 – CARREGAMENTO DOS CONDUTORES E TRANSFORMADORES¹⁰²

1. INTRODUÇÃO

Os sistemas de micro e minigeração distribuída solar fotovoltaica (FV) atingiram no ano de 2022, de acordo com ABSOLAR (2022), a marca de 98,7% da potência instalada na Geração Distribuída (GD) do país, compreendidos nos mais diversos segmentos. No Brasil, o significativo destaque dessa fonte se deve, entre outros fatores, ao estabelecimento de normativos específicos, como a Resolução Normativa 482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que prevê as condições gerais para o acesso destas gerações ao sistema de distribuição de energia elétrica e viabilizando a adesão destes ao sistema de compensação.

A complexidade em expandir a utilização de uma fonte renovável de energia, como a solar fotovoltaica, depende de dois fatores principais: as propriedades da geração e a flexibilidade do sistema de energia no qual é implantado. A flexibilidade desses sistemas está associada, portanto, à capacidade de manter uma operação confiável diante de grandes oscilações no equilíbrio oferta-demanda. Nesse sentido, os sistemas de armazenamento a baterias (SAEB) se configuram como uma das opções para o aumento da flexibilidade da fonte de geração (IEA, 2016).

Os sistemas de armazenamento a baterias representarão um impacto positivo no sistema de distribuição de energia elétrica, pela rápida dinâmica, flexibilidade de operação e portabilidade de escalabilidade. Essas características possibilitam a instalação dos sistemas em qualquer ponto da rede, inclusive no interior da instalação do consumidor, na configuração conhecida como atrás do medidor (*behind-the-meter*) (Lopes *et. al*, 2022).

A aplicação de sistemas de armazenamento a baterias, no sistema de distribuição de energia elétrica é um tópico de pesquisa recente, em decorrência da popularização do uso de fontes renováveis de energia e, embora o uso desses dispositivos seja benéfico na integração da geração distribuída, vários desafios estão associados a viabilidade dessas conexões. Os principais desafios são tecnológicos, financeiros e regulatórios (Silva; Bortoni, 2016).

No âmbito regulatório, o setor elétrico brasileiro não apresenta normatividade específica que contemple o uso do sistema de armazenamento para consumidores conectados à rede. Entretanto, Lopes *et. al* (2022) descrevem que estes sistemas poderiam ser aplicados ao consumidor de média tensão, na configuração “atrás do medidor” em pelo menos três

perspectivas: redução da demanda real (*peak-shaving*), arbitragem (deslocamento com consumo do horário de ponta para o fora de ponta) e despacho de geração distribuída (redução da injeção FV no caso de compensação desfavorável nas perspectivas técnica e/ou econômica).

No âmbito de aplicação técnica desta tecnologia no setor elétrico, Silva (2022) destaca as diversas aplicações das baterias como a regulação e controle de tensão e frequência, a redução de picos de demanda, *back-up*, compensação da variabilidade de geração, gerenciamento de energia e equilíbrio de carga. Além disso, a aplicação dos referidos sistemas são estratégias de gestão energética, possibilitando a redução de custos, viabilizando a utilização de sistemas fotovoltaicos no ponto de consumo (Mariano, 2021).

Em decorrência da evidente relevância de estudos técnicos e discussões em torno do assunto, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) promoveu duas Tomadas de Subsídio (TS 011/2020 e TS 011/2021) e uma Chamada Pública (Chamada nº 021/2016) com o tema: “Arranjos técnicos e comerciais para a inserção de sistemas de armazenamento de energia no setor elétrico brasileiro” com a finalidade de possibilitar o desenvolvimento de projetos de aplicação desta tecnologia e avaliar a viabilidade de aproveitamento no sistema elétrico.

Desse modo, o estudo e simulação de uma rede elétrica associado a sistemas fotovoltaicos e a sistemas de armazenamento de energia é fundamental para compreender a viabilidade técnica de conexão desta tecnologia e os impactos destes na infraestrutura da rede elétrica. Neste sentido, a partir da obtenção dos resultados computacionais, o referido trabalho tem como objetivo servir como base para estudos de viabilidade de aplicação e difusão desses sistemas.

1.1. Justificativa

Diante do crescimento expressivo da fonte solar fotovoltaica, sistemas sem acréscimos de tecnologias de armazenamento adicionais limitam a flexibilidade e geram incertezas à operação do sistema, fator relacionado especialmente à disponibilidade energética de atendimento instantâneo à carga no momento adequado (Alves, 2020). Neste âmbito, Silva e Bortoni (2016) afirmam que por meio dos Sistemas de Armazenamento de Energia (SAEs) é possível a disseminação de fontes renováveis como energia solar e eólica de maneira sustentável, uma vez que são reduzidos os congestionamentos na rede e alguns problemas relacionados ao congestionamento de rede e disponibilidade de energia.

Particularmente no sistema de distribuição, Silva (2022) descreve que a aplicação dos SAEs é mais adequada em decorrência do comportamento dinâmico das cargas, que são variáveis em curto espaço de tempo e, quando associada à geração distribuída, a variabilidade aumenta como efeito do fluxo de potência bidirecional. Portanto, compreender o comportamento da rede elétrica e os impactos associados ao despacho da energia armazenada é fundamental para definir as limitações técnicas da aplicação dessa tecnologia aos consumidores finais.

Nesse contexto, o presente trabalho busca, a partir da modelagem de uma rede de média tensão real, compreender o comportamento da rede elétrica em virtude da presença das usinas de geração FV e analisar os impactos decorrentes da implementação dos sistemas de armazenamento em parâmetros técnicos na rede de média tensão. Para a realização de tal análise, foi escolhido como base deste estudo o Campus Leste da Universidade Federal Rural do Semi-árido (UFERSA), localizado na cidade de Mossoró-RN. Com a perspectiva de instalação de tecnologia BESS na Universidade, a modelagem e as avaliações realizadas neste estudo poderão subsidiar cientificamente a viabilidade técnica de implementação da tecnologia além de possibilitar outras simulações, em diversos cenários.

1.2. Objetivo Geral

O Objetivo Geral deste trabalho é modelar, simular e analisar tecnicamente (nos parâmetros perdas técnicas, tensão em regime permanente, demanda e carregamento dos condutores) a rede de média tensão da UFERSA na presença das usinas fotovoltaicas e sistemas de armazenamento. A construção do referido modelo também tem como finalidade subsidiar estudos futuros da rede elétrica da Universidade.

1.3. Objetivos Específicos

Com a finalidade de realizar as análises contidas no objetivo geral deste trabalho, foram estabelecidos os seguintes objetivos específicos:

- Realizar o levantamento e caracterização da unidade consumidora, rede elétrica e seus componentes.
- Modelar, com o auxílio do *software* OpenDSS, os componentes e equipamentos contidos na rede elétrica, além das usinas solares fotovoltaicas existentes e os sistemas de armazenamento de energia previstos para a Universidade.

- Simular, utilizando o OpenDSS, o fluxo de potência da rede em um caso base (sem Recursos Energéticos Distribuídos), o caso base com a presença das usinas fotovoltaicas e o sistema com as usinas fotovoltaicas e os sistemas de armazenamento.
- Avaliar, a partir dos dados obtidos na simulação, as implicações técnicas das usinas fotovoltaicas e dos sistemas de armazenamento na rede elétrica da UFERSA, e verificar sua adequação às normas técnicas.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

No presente capítulo é realizada a explanação dos conceitos referentes às redes elétricas inteligentes, recursos energéticos distribuídos no contexto do setor elétrico brasileiro, sistemas de geração distribuída (particularmente os solares fotovoltaicos conectados à rede elétrica), sistemas de armazenamento de energia e a apresentação das principais características do *software* OpenDSS, necessários à compreensão da modelagem e simulação computacional da rede elétrica.

2.1. Redes Elétricas Inteligentes (*Smart-Grids*)

As Redes Elétricas Inteligentes (REI) ou *Smart-Grids* são descritas como infraestruturas constituídas por novas arquiteturas físicas de rede nos domínios do Sistema Elétrico de Potência (SEP) e dos provedores de serviços elétricos, os quais são formados por novos modelos de cadeia de serviços de energia elétrica. As REIs integram os avanços nas tecnologias de comunicação e informação as quais incluem a aplicação de segurança bidirecional, comunicações e tecnologia da informação, aprimorada ou automatizada, tornando-se moderna e capaz de desenvolver novas funcionalidades inteligentes. (Moreira, 2021, p. 50)

Neste sentido, conforme descrito por Radatz (2015), este conceito objetiva a garantia de um fornecimento de energia elétrica mais confiável, uma vez que estas redes alteram a relação entre produtor, distribuidor e consumidor, a partir da utilização da tecnologia digital para o monitoramento, proteção, medição, supervisão e controle dos sistemas. Moreira (2021) descreve ainda que as REIs apresentam a possibilidade de integração entre recursos energéticos convencionais e renováveis, tecnologias de armazenamento de energia, resposta da demanda, veículos elétricos e tarifação.

No contexto de aplicabilidade das tecnologias contidas nas *smart-grids*, Alves (2020) descreve que estas podem viabilizar a utilização de elevados níveis de penetração da Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) a partir da regulação de tensão baseada em controle ativo da rede, sendo realizada através do monitoramento de grandezas em tempo real, da infraestrutura de comunicação adequada e do controle remoto de equipamentos para solução de problemas técnicos. Consequentemente, ocorre uma otimização do uso da rede e redução da necessidade de reforços na infraestrutura.

2.2 Recursos Energéticos Distribuídos (REDs)

Os Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) são definidos por EPE (2020) como tecnologias de geração, armazenamento de energia elétrica e redução do consumo no âmbito da área de uma determinada concessionária de distribuição, comumente junto a unidades consumidoras, atrás do medidor. Estão incluídos neste conceito a Geração distribuída (GD), Veículos elétricos (VE) e estrutura de recarga, armazenamento de energia, resposta da demanda (RD) e eficiência energética.

Souza (2020) descreve os REDs como soluções e tecnologias que possibilitam que a rede de distribuição tenha um controle mais ativo e inteligente de fatores como a demanda, níveis de tensão e potência reativa, apoiadas por uma infraestrutura de comunicação efetiva que a transforma em uma rede inteligente (*smart-grid*). A Figura 1 descreve as tecnologias classificadas como REDs.

Figura 1 - Recursos Energéticos Distribuídos



Fonte: EPE (2020)

Os RED podem gerar diversas contribuições para além da energética, como a redução das perdas elétricas, decorrentes da proximidade geração-consumo. Este fator pode reduzir o custo sistêmico para atendimento da demanda, uma vez que as usinas mais caras não precisariam ser acionadas, além de substituir ou postergar investimentos convencionais em infraestrutura. Mecanismos inteligentes como “agregadores” podem se utilizar da tecnologia *blockchain* para integrar informações locais, otimizar redes locais e oferecer serviços energéticos a baixo custo com a utilização de *smart contracts*. (EPE, 2020, p.149)

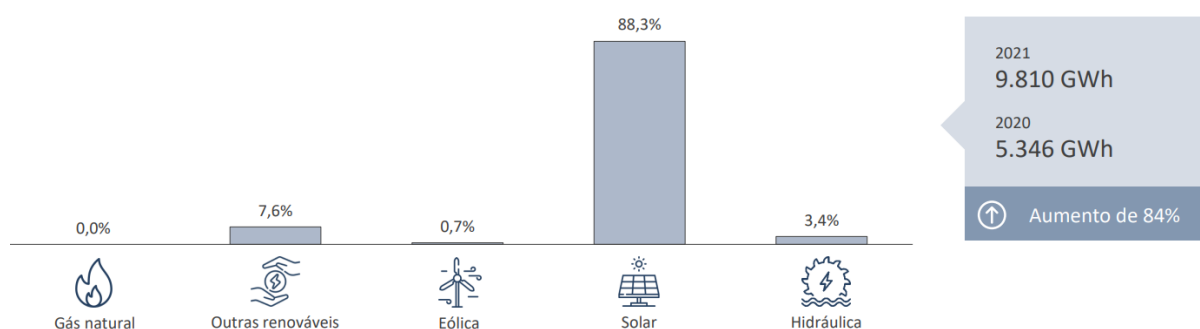
2.3 Geração Distribuída

O conceito de Geração Distribuída foi inaugurado no ordenamento jurídico brasileiro no ano de 2004, por meio do artigo 14 do Decreto nº 5.163 sendo definido como “a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, incluindo aqueles tratados pelo art. 8º da Lei nº 9.074, de 1995, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento: I - hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW e II - termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento, conforme regulação da ANEEL, a ser estabelecida até dezembro de 2004” (BRASIL, 2004).

Entretanto, o destacado crescimento da GD no país esteve diretamente relacionado com o estabelecimento da Resolução Normativa (REN) nº 482/2012 da ANEEL. Esta regulamentação, que instituiu no ordenamento normativo do Brasil as definições de micro e do minigerador distribuído (MMGD), é considerada um marco para a inclusão dessas unidades de geração no sistema de compensação de energia, estabelecendo um modelo de *net-metering* para o país. Aperfeiçoada por meio da Resolução nº 687/2015, que facilitou o processo de adesão das usinas geradoras, a modalidade MMGD representou um grande avanço no setor elétrico do país, alcançando o patamar de 9810 GWh de energia produzida no ano de 2020, segundo dados do Balanço Energético Nacional (BEN) de 2022.

Nesse âmbito, a mesma publicação destaca a importância da energia solar fotovoltaica na MMGD, tendo atingido a potência instalada de 8.771 MW, o que representa uma participação em 88,3% em relação ao total. A Figura 2 mostra a participação das fontes na geração de energia elétrica.

Figura 2 - Participação das fontes energéticas na MMGD



Fonte: EPE, 2022

No contexto apresentado, EPE (2020) descreve o Brasil como um país com elevado potencial de aproveitamento desta fonte energética, em decorrência dos elevados índices de incidência de radiação solar, o que possibilita desenvolver projetos viáveis em várias regiões do país. A tecnologia fotovoltaica com uma característica modular, que permite o desenvolvimento de projetos em diferentes escalas tanto centralizados como distribuídos.

A utilização da GD representa impactos positivos sob diversas perspectivas, tanto na perspectiva técnica como na econômica. Para as concessionárias, pode representar uma postergação de investimentos no sistema de distribuição, redução das perdas elétricas e no carregamento dos condutores. No âmbito ambiental, representa a diversificação da matriz energética, a partir do incremento de fontes de energias renováveis. Para o consumidor, a GD pode ser utilizada para atender a demanda parcial ou total em horário de ponta, onde o custo da energia apresenta valor diferenciado. (SANTOS *et. al*, 2020, p.55-56)

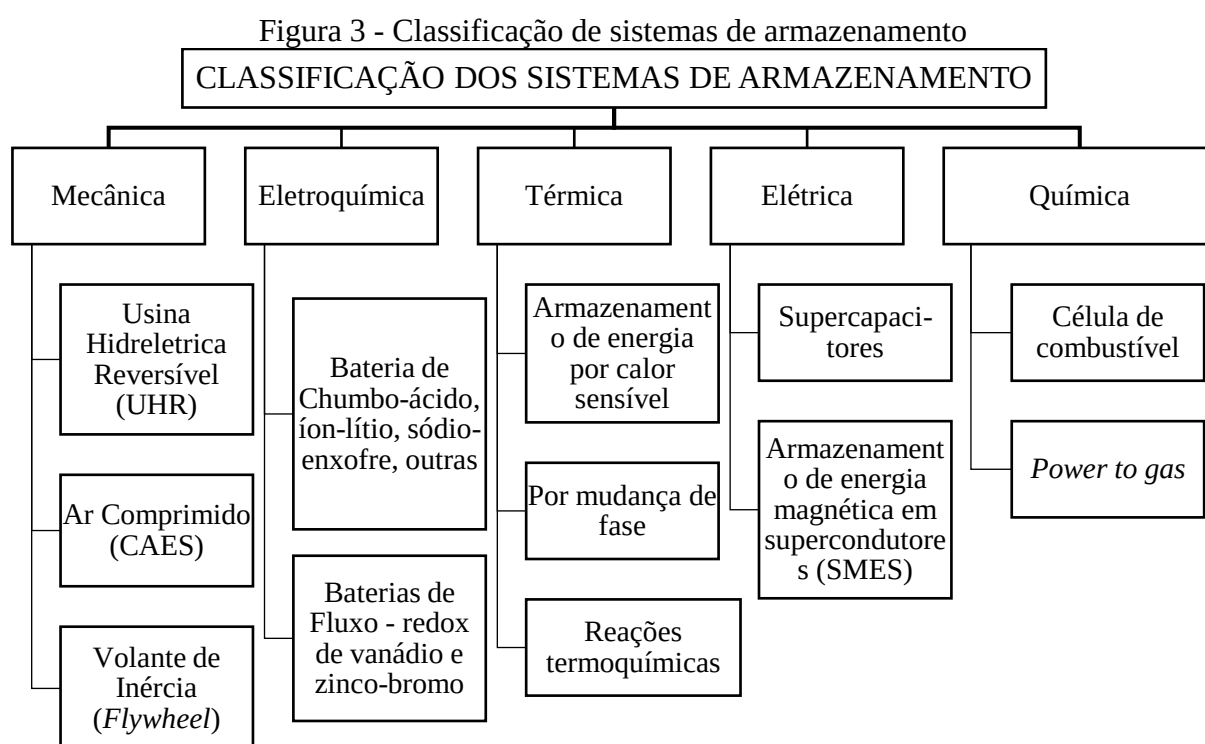
Entretanto, em decorrência do expressivo crescimento da geração distribuída no país e sua conexão na rede de distribuição, faz-se necessário a avaliação da inserção destes geradores no sistema elétrico, principalmente em relação à capacidade máxima instalada, além de estudos relacionados à operação dentro de limites da rede e um funcionamento mais eficiente. Neste sentido, os MMGD apresentam grandes desafios às distribuidoras, em decorrência das características dessas fontes, de natureza estocástica e de complexa previsão, elevada variabilidade e não despachabilidade, o que gera incertezas quanto à disponibilidade de energia e quanto ao impacto da variabilidade na rede. (ALVES, 2020, p.15,18)

2.4 Sistemas de Armazenamento de Energia

Os Sistemas de Energia Elétrica (SEEs) têm a função primordial de fornecer de energia aos consumidores com qualidade adequada conforme demanda. Portanto, estes devem operar mantendo uma reserva técnica de energia para suprimento em momentos de elevação da carga demandada. No Brasil, esta reserva é predominantemente realizada por meio dos reservatórios de acumulação das usinas hidrelétricas, além das usinas termelétricas, que utilizam estoques de fontes primárias como o óleo diesel. No entanto, em decorrência da alta complexidade de expansão destes mecanismos de armazenamento associado ao aumento da utilização de outras fontes, os Sistemas de Armazenamento de Energia – SAEs têm se apresentado como ferramenta fundamental para os SEEs futuros (SANTOS *et. al.*, 2020, p. 61).

Nesse contexto, Silva (2022) destaca que os SAEs podem se configurar como alternativas para viabilizar o aumento da flexibilidade de sistemas de geração a partir de fontes renováveis como a eólica e a solar, uma vez que apresentam característica intermitente e despachabilidade reduzida. Nestes casos, a característica estocástica destas fontes faz com que a potência ativa gerada apresente característica intermitente, que por sua vez, ocasiona em variações de tensão. Os SAEs podem, portanto, ser utilizados para suavizar este perfil de tensão (SANTOS *et. al.*, 2020, p. 61).

A Figura 3 mostra a classificação dos sistemas de armazenamento em função da natureza dos processos utilizados, segundo EPE (2019).



Fonte: EPE (2019)

Dentre as principais tecnologias de armazenamento utilizadas no país, EPE (2019) destaca as Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR) e as baterias. Com relação às baterias e suas características, evidencia-se sua flexibilidade quanto ao local de instalação. Estas tanto podem ser utilizadas como recurso centralizado, controlado pelo operador do sistema elétrico, pela transmissora ou distribuidora; podem ser integradas a um gerador, aprimorando as características de geração de determinada usina ou podem ser instaladas por um consumidor atrás do medidor (*behind the meter*), fatos que demonstram o grande potencial deste recurso tecnológico nas matrizes elétricas futuras. (EPE, 2019, p.15)

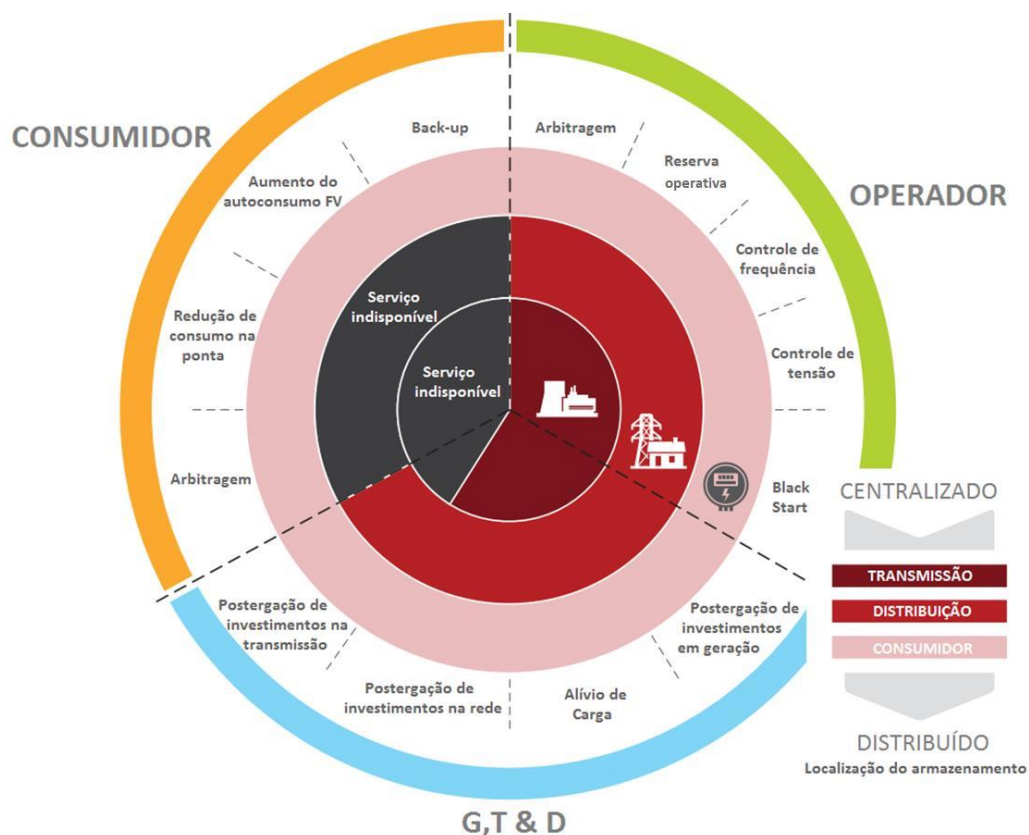
Algumas características justificam as boas perspectivas para este tipo de armazenamento:

- Alta densidade de energia, alta eficiência e baixíssimo tempo de resposta em operação;
- Flexibilidade em capacidade de instalação (sistemas modulares e customizáveis) e em possibilidade de alocação física;
- Versatilidade de aplicações atendidas, desde sistemas onde são exigidas respostas instantâneas e de alta potência durante um curto intervalo de tempo, como também aplicações de maior duração; e
- Rápida instalação, com média de seis meses entre contratação e comissionamento.

2.4.1. Aplicações dos sistemas de armazenamento a baterias

Os sistemas de armazenamento podem ser aproveitados no sistema de distribuição tanto em instalações centralizadas como distribuídas. Nestes, a tecnologia possibilita a prestação de serviços ancilares, redução do pico de demanda, otimização do uso da rede, postergação de investimentos em infraestrutura, aumento da capacidade de integração de renováveis, aumento da confiabilidade do sistema, entre outros (ALVES, 2020, p. 28).

Figura 4 - Aplicações dos sistemas de armazenamento da baterias



Fonte: EPE (2019)

De acordo com Mariano (2021), as aplicações das tecnologias de armazenamento são diversas e podem ser bastante variáveis quanto à resposta de carregamento ou descarregamento, influenciando no porte do sistema. Os sistemas de armazenamento a baterias utilizam um mecanismo de armazenamento de energia eletroquímica por meio do potencial eletroquímico entre os reagentes, possibilitando a posterior conversão direta em eletricidade. As tecnologias de armazenamento podem ser classificadas em função de sua aplicação, potência, tempo de descarga e de resposta, conforme a Tabela 1.

Tabela 1 - Aplicações e características das tecnologias de armazenamento

Tipo de aplicação	Objetivo	Potência de armazenamento	Duração da Descarga	Tempo de resposta
Suprimento de energia	<i>Energy Time-shift</i>	1MW - 500MW	2h - 8h	Minutos
	Suprimento de capacidade ao sistema	1MW - 500 MW	4h - 6h	Minutos
Serviços Ancilares	Reserva girante e não girante / Capacidade Reserva de Suprimento Elétrico	10MW - 1000 MW	1h - 2h	> 30 segundos
	Regulação de Frequência e Tensão / Regulação Primária / Regulação de Área	1MW - 1000 MW	15 min - 30 min	Imediato
	Suporte para capacidade de restauração autônoma (<i>Black-start</i>)	100MW - 1000 MW	1h - 6h	Segundos
Integração de renováveis	<i>Energy Time-shift</i>	1kW - 500 MW	3h - 5h	Minutos
	Capacidade firme da geração	1kW - 500 MW	2h - 4h	Minutos
	Integração de Renováveis (curta duração)	0,2kW - 500MW	10 segs - 15 mins	Segundos - Minutos
	Integração de Renováveis (longa duração)	0,2kW - 500MW	1h - 6h	Minutos
Transmissão e Distribuição	Suporte à Transmissão	10MW - 100MW	2 segs - 5 segs	< 1/4 de ciclo
	Alívio no sistema de transmissão e postergação de investimentos	0,25MW - 100MW	3h - 6h	Minutos
Consumidores	Gerenciamento do horário de utilização da energia (aplicação	1kW - 1MW	4h - 6h	Minutos

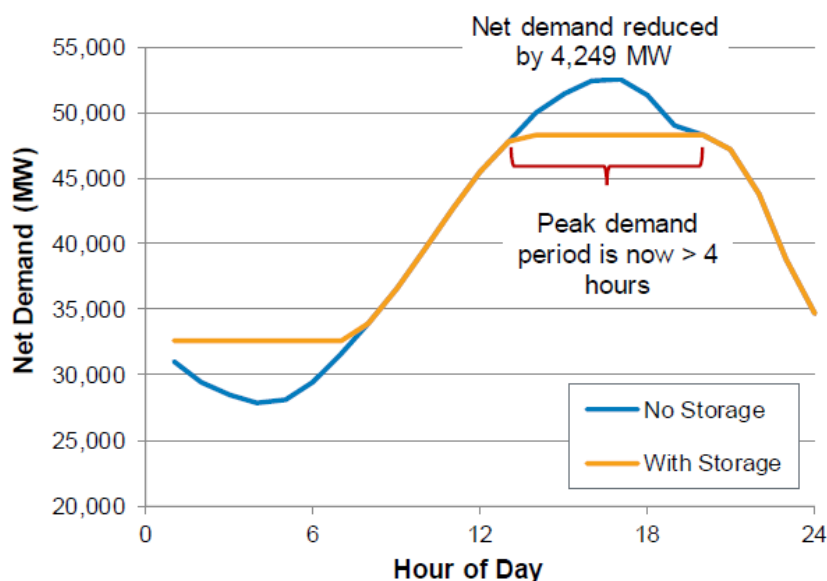
	residencial à aplicações de médio portes comerciais e industriais)			
	Gerenciamento do custo da demanda (aplicações em pequenos comércios à grandes indústrias)	50kW - 10MW	5h - 11h	Minutos
	Confiabilidade do suprimento de energia	0,2kW - 10MW	5 mins - 1h	< 1/4 de ciclo
	Qualidade de Energia	0,2kW - 10MW	10 segs – 1 min	< 1/4 de ciclo

Fonte: Alves (2020)

Conforme citado anteriormente, as baterias podem ter diversas aplicações a depender do sistema ao qual está vinculada. Pode ser utilizada como recurso centralizado, controlado pelo operador do sistema, pela transmissora ou distribuidora; podem ser integradas a um gerador, otimizando as características da geração. Do ponto de vista de instalações *behind-the-meter* (atrás do medidor), existem algumas possibilidades de aplicações das baterias, como: redução da demanda máxima, arbitragem de energia e prestação de serviços ancilares. (EPE, 2019)

Na perspectiva da redução da demanda máxima, a utilização do sistema de armazenamento pode considerar uma estratégia operativa onde a energia pode ser injetada na rede do consumidor e evitar uma eventual ultrapassagem de demanda contratada (nos casos de unidades atendidas em média tensão com tarifação binômia). Além disso, este pode ser utilizado para evitar uma contratação de demanda mais elevada, reduzindo o pico horário a depender da curva de carga do consumidor. A Figura 5 mostra as curvas de demanda de um sistema com e sem armazenamento, em um despacho de 04 horas para redução de pico de demanda.

Figura 5 - Impacto de sistema de armazenamento na redução da demanda



Fonte: NREL (2018)

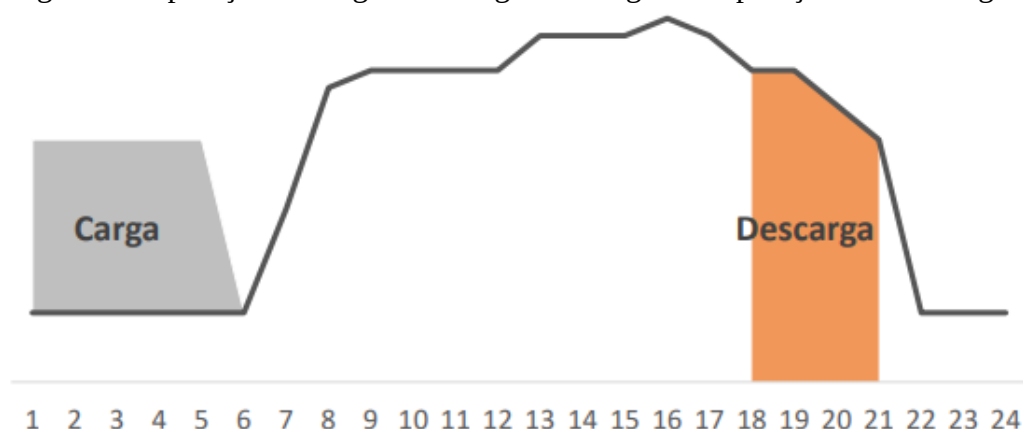
No caso da utilização dos serviços de armazenamento para prestação de serviços ancilares, esta tecnologia apresenta potencial para a promover uma resposta rápida, viabilizando sua utilização no controle da tensão e da frequência, em decorrência de sua capacidade de gerar a chamada inércia sintética, que permite o controle primário de frequência, sobretudo em sistemas com inércia reduzida. Esta também pode ser aplicada na rede básica para realizar reserva operativa, atuando na recuperação do equilíbrio entre carga e geração, em casos de perturbações na rede elétrica, proporcionando maior confiabilidade para o atendimento à carga. (SILVA, 2022, p.9)

Em um contexto de expansão das *smart grids*, sistemas de armazenamento e outros REDs podem fornecer serviços ancilares de forma centralizada. Para estes casos, em sistemas de menor escala, estes dispositivos podem ser reunidos por um agente agregador e utilizados em conjunto em uma *Virtual Power Plant* (VPP), onde os recursos instalados nas unidades consumidoras podem ser utilizados em conjunto e acionados de maneira unificada pela distribuidora ou operadora do sistema como uma única planta. (EPE, 2019)

Para a utilização do armazenamento para operações de arbitragem, as baterias também podem ser utilizadas para deslocar o consumo da ponta para fora da ponta. Neste caso, para os consumidores atendidos em média tensão (Grupo A4) classificados na modalidade horossazonal verde, onde há diferença na tarifa horária, quanto maior a diferença entre as tarifas, maior a atratividade desta opção (EPE, 2021). Neste caso, as baterias se carregam no

período de menor tarifação, especialmente em períodos de menor demanda das cargas. A Figura 6 mostra um exemplo horário deste tipo de estratégia operativa.

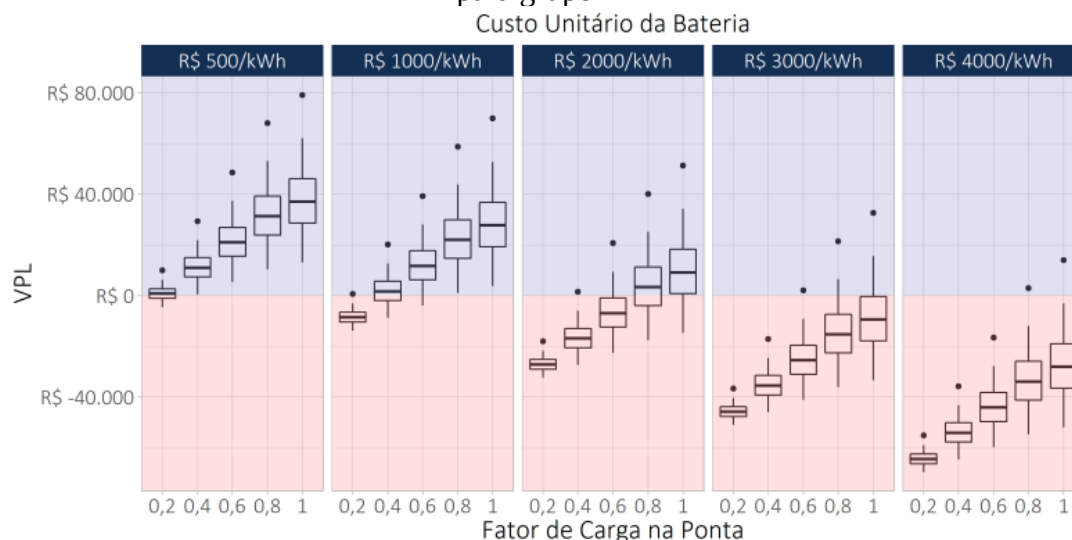
Figura 6 - Operação de carga e descarga de energia em operações de arbitragem



Fonte: EPE (2021)

No âmbito da análise desta tecnologia para operações de arbitragem, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), por meio do documento “Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2031 - Micro e Minigeração Distribuída & Baterias”, avaliou a viabilidade econômica da utilização das baterias para deslocar o consumo da ponta para fora da ponta em consumidores atendidos na média tensão (Grupo A4). Neste estudo, foi realizado um cálculo do Valor Presente Líquido (VPL) de sistemas de armazenamento em função do investimento inicial para cada kWh fornecido e do fator de carga na ponta (FC_P). A Figura 7 mostra os resultados obtidos neste estudo.

Figura 7 - VPL de sistemas de armazenamento em função do custo unitário e fator de carga para grupo A4

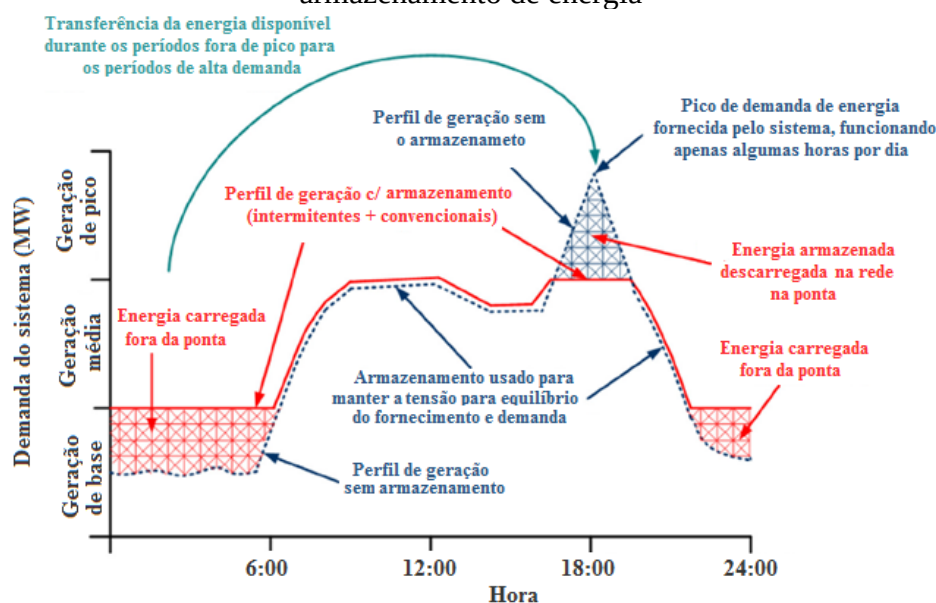


Fonte: EPE (2021)

Os resultados apontaram que sistemas com alto fator de carga (0,8 à 1) podem apresentar viabilidade em sistemas de valor inferior à R\$ 3.000/kWh. Desta forma, a tecnologia pode representar uma boa opção de investimento no horizonte decenal em consumidores com alto fator de carga na ponta.

Mariano (2021) cita ainda, a possibilidade de utilizar os sistemas de armazenamento vinculados ao SFCR. Nestes casos, a bateria pode ser carregada pelo sistema FV e pela rede elétrica local, a partir do armazenamento do excedente gerado por este gerador, efetuando o deslocamento de carga nesta instalação. A Figura 8 mostra o esquema operativo de uma rede com SFCR e baterias.

Figura 8 - Esquema operativo de gerenciamento de energia de um sistema com armazenamento de energia



Fonte: MARIANO (2021)

Considerando o exposto, a difusão desta tecnologia no setor elétrico dependerá, entretanto, da superação de entraves relacionados a regulação e mecanismos de contratação. Neste sentido, as discussões em torno do preço horário, separação de lastro e energia, além das possibilidades em torno dos mercados de serviços ancilares podem contribuir na mitigação destas barreiras. Desse modo, será possível a construção de propostas que tornem as baterias competitivas com outras soluções tecnológicas, viabilizando sua utilização em pontos viáveis nas perspectivas técnicas e econômicas. A modernização do setor elétrico deverá estar direcionada, portanto, ao aproveitamento destas tecnologias, criando uma competição isonômica capaz de atender às necessidades do sistema elétrico nacional. (EPE, 2019, p. 25,33)

2.5. O Software OpenDSS

O desenvolvimento deste trabalho, que versa sobre a modelagem e simulação de uma rede elétrica de média tensão sob a influência de usinas fotovoltaicas e sistemas de armazenamento, será realizado no software OpenDSS. Desta forma, este tópico tem a finalidade de descrever esta ferramenta computacional, seu histórico, suas aplicações e os elementos de rede para simulação. A referência de elaboração deste tópico é EPRI (2016), no arquivo de introdução ao programa disponibilizado pelo *software*.

2.5.1 Histórico do OpenDSS

O *Distribution System Simulator* (DSS) foi desenvolvido em 1997, na *Electrotek Concepts Inc*, por Roger Dugan e Thomas McDemontt. Inicialmente, sua finalidade consistia no apoio a análises de redes na presença de GD, demonstrando-se ser uma ferramenta flexível e capaz de realizar análises em sistemas de distribuição que não eram possíveis serem realizadas por outras ferramentas. No ano de 2004, o DSS foi comprado pelo *Electric Power Research Institute* (EPRI), sendo apresentado sob a licença de código aberto e chamado de OpenDSS, com a finalidade de contribuir com estudos na área de *Smart Grids*.

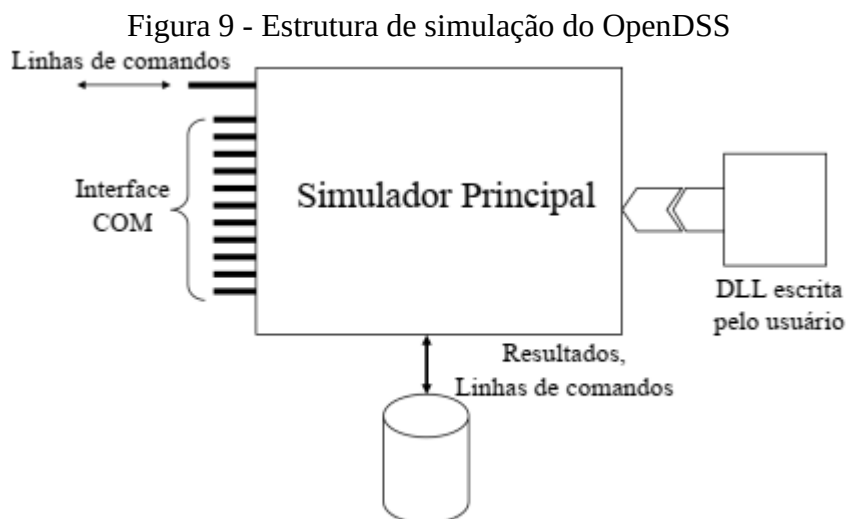
2.5.2 Caracterização do Software

O *Open Distribution System Simulator* (OpenDSS) é um *software* destinado à simulação de sistemas elétricos de distribuição. Em suas análises de sistema de energia, se baseia em simulações no domínio da frequência, onde as tensões e as correntes elétricas são representadas por meio de fasores e estão em Regime Permanente Senoidal (RPS). Conforme será descrito nos próximos tópicos, o fluxo de potência das redes elétricas é realizado por meio da resolução das matrizes de admitância nodal, baseado na determinação dos fasores de tensão e correntes injetadas em cada nó.

O programa baseia-se em linhas de comando, sendo possível implementar a sua programação em duas versões. A primeira corresponde a um programa executável autônomo, que possui uma interface própria onde é possível realizar a descrição de circuitos, a solução e a visualização de resultados. A segunda refere-se à utilização de um servidor COM (*Component Object Model*) implementado por meio de uma DLL, onde o *software* pode ser controlado por outras plataformas e softwares existentes, permitindo aos programadores

executar soluções customizadas, além de viabilizar a utilização de bancos de dados ou arquivos de textos que definam circuitos.

A Figura 9 mostra a estrutura de simulação do OpenDSS.



Fonte: Radatz (2015)

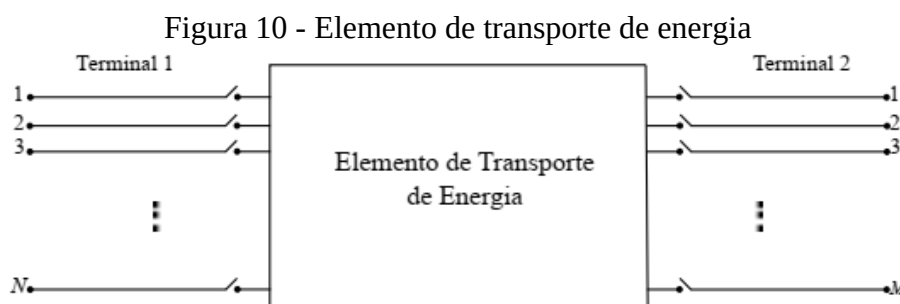
Nesse contexto, por meio desta interface o OpenDSS pode ser controlado por programas como *Python*, *Matrix Laboratory* (MATLAB), por ferramentas da *MS Office*, com destaque para o *Visual Basic for Applications* (VBA). Estas ferramentas podem ser utilizadas, por exemplo, para implementação de algoritmos de otimização, ajustando variáveis específicas enquanto se utilizam do OpenDSS para representar o comportamento do sistema de distribuição.

O *software* realiza a modelagem dos sistemas elétricos para simulações em Regime Permanente Senoidal (RPS), realizando um cálculo algébrico em domínio fasorial. Conjugado a este sistema, encontra-se uma rede de comunicação que interconecta controles e medições sobre os elementos elétricos. Além do cálculo do fluxo de potência, objeto a ser realizado neste trabalho, Radatz (2015) apresenta outras funcionalidades desta ferramenta, como simulações de curto-circuito, fluxo de harmônicos, estabilidade e crescimento da demanda.

2.5.3 Elementos de Modelagem

A construção de um circuito utiliza basicamente dois tipos de blocos básicos: os elementos de transporte de energia (*Power Delivery* - PD) e os elementos de conversão de energia (*Power Conversion* – PC), sendo as linhas e os transformadores os principais PDs e as cargas e os geradores os principais PCs. Os elementos de transporte de energia têm a função

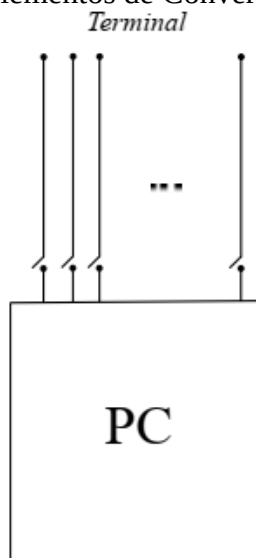
básica de levar energia de um ponto a outro e possuem um ou mais terminais. A Figura 10 mostra uma representação básica deste elemento.



Fonte: EPRI (2016)

Os elementos de conversão de energia têm a finalidade de converter a energia elétrica para outra forma de energia. No programa, são representados como elementos com apenas um terminal e N conectores. São exemplos dos PC's os geradores, as cargas, elementos acumuladores de energia e outros. A Figura 11 mostra a estrutura deste elemento.

Figura 11 - Elementos de Conversão de energia

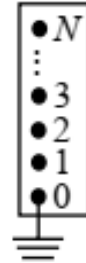


Fonte: EPRI (2016)

Com a finalidade de realizar a conexão dos elementos elétricos descritos anteriormente, PDs e PCs, o software utiliza outros elementos básicos: as barras e os terminais. As barras são os elementos de circuitos que podem conter N nós e são criadas a partir da inclusão de elementos elétricos no sistema. A função primordial desse elemento é conectar em seus nós os terminais dos elementos elétricos: os PDs ou PCs. Um exemplo da criação de barras é na declaração de uma linha elétrica, neste caso duas barras podem ser criadas nos terminais inicial e final deste elemento. Em cada barra há um nó

de referência, o nó 0, que apresenta tensão nula. A Figura 12 mostra a representação de uma barra padrão utilizada pelo software com N nós.

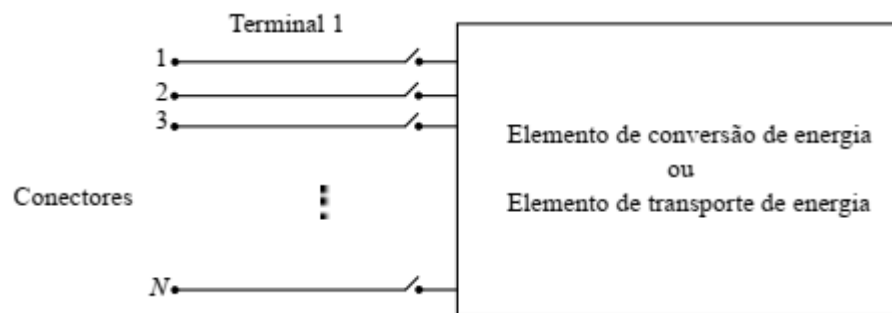
Figura 12 - Representação de uma barra com N nós



Fonte: EPRI (2016)

Os terminais são elementos de conexão dos PCs e PDs, os quais podem possuir um ou mais terminais, cada um podendo conter diversos conectores. Associado a cada terminal há apenas uma barra. A Figura 13 exibe uma representação gráfica de um terminal de N conectores associado a um elemento de modelagem.

Figura 13 - Terminal com N conectores



Fonte: EPRI (2016)

2.5.4 Linguagem de Programação

Conforme descrito no tópico 2.5.2, o OpenDSS apresenta-se em sua forma básica como um programa executável autônomo. Neste caso, o *OpenDSS Standalone* utiliza-se de uma *Graphical User Interface* (GUI) que proporciona um ambiente estruturado para a criação e análise de sistemas elétricos. A criação dos sistemas elétricos nessa GUI deve ser realizada utilizando linhas de comandos seguindo a linguagem de programação própria do OpenDSS. Cada comando corresponde a uma linha de texto, apresentando um verbo e alguns parâmetros. (EPRI, 2016, p.11,14)

Um exemplo da construção de uma linha de comando é construído por EPRI (2016):

VerboComando	ClasseElemento.NomeElemento	Param1=Valor1
Param2=Valor2	New Line.Linha	Phases=3 Bus1=A Bus2=B length=1 units=km
linecode=	ArranjoTeste	

Nas linhas de comando os verbos são utilizados para a definição das ações a serem executadas na simulação referentes a elementos de circuitos específicos. Uma estrutura usual descrita por EPRI (2016) para a execução de simulações usando a GUI do OpenDSS é:

1. Definição do circuito: linhas de comando para definição de linhas, transformadores, cargas e geradores, entre outros.
2. Configuração das opções de simulação: definição do modo de solução (instantâneo, diário, análise harmônica).
3. Execução do Fluxo de potência: Seleção dos trechos de comando a serem executados, por meio do atalho CTRL+D.
4. Análise dos resultados: Obtenção de informações sobre o sistema em análise, obtido por meio de algumas ferramentas como:
 - *Visualize*: Observa os resultados de um elemento em particular.
 - *plot Profile*: Imprime na tela o perfil de tensão em um determinado trecho de rede, a partir da inserção do *EnergyMeter*.
 - *Plot* do circuito: Imprime a configuração da topologia do sistema elétrico através do comando *Buscoords*.
 - *Show* e *Export*: Mostra e exporta relatórios de resultado.

2.5.5 Algoritmo do OpenDss

O OpenDSS baseia-se na utilização de métodos trifásicos para o cálculo do fluxo de potência. Nesse sentido, o software apresenta, basicamente, dois métodos de resolução: o método padrão, que se caracteriza por ser mais rápido computacionalmente, porém menos robusto e o método do Newton, mais adequado para sistema de alta complexidade. Neste texto, será tratado como o OpenDss utiliza efetivamente o método padrão para ao fluxo de potência trifásico, a partir da técnica de decomposição da matriz de admitâncias nodais.

2.5.5.1 O método padrão

O método padrão utilizado pelo *software* consiste na construção das matrizes de admitâncias nodais de cada elemento às quais são direcionadas ao software *KLUsolve*, que consolida os dados para formar a matriz de admitâncias nodais de toda a rede. Na

formulação do referido modelo, as tensões nas barras são tratadas como incógnitas enquanto as correntes são expressas em termos dessas tensões. Desse modo, as fontes lineares de tensão são representadas pelo circuito equivalente de Norton e as cargas e geradores não lineares são representados por uma impedância associada a uma fonte de corrente de compensação. (RADATZ, 2015, p.84-85)

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ \vdots \\ V_j \\ \vdots \\ V_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{11} & \cdots & \bar{Y}_{1j} & \cdots & \bar{Y}_{1N} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \bar{Y}_{j1} & \cdots & \bar{Y}_{jj} & \cdots & \bar{Y}_{jN} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \bar{Y}_{N1} & \cdots & \bar{Y}_{Nj} & \cdots & \bar{Y}_{NN} \end{bmatrix}^{-1} \times \begin{bmatrix} I_1 \\ \vdots \\ I_j \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix} \quad (1)$$

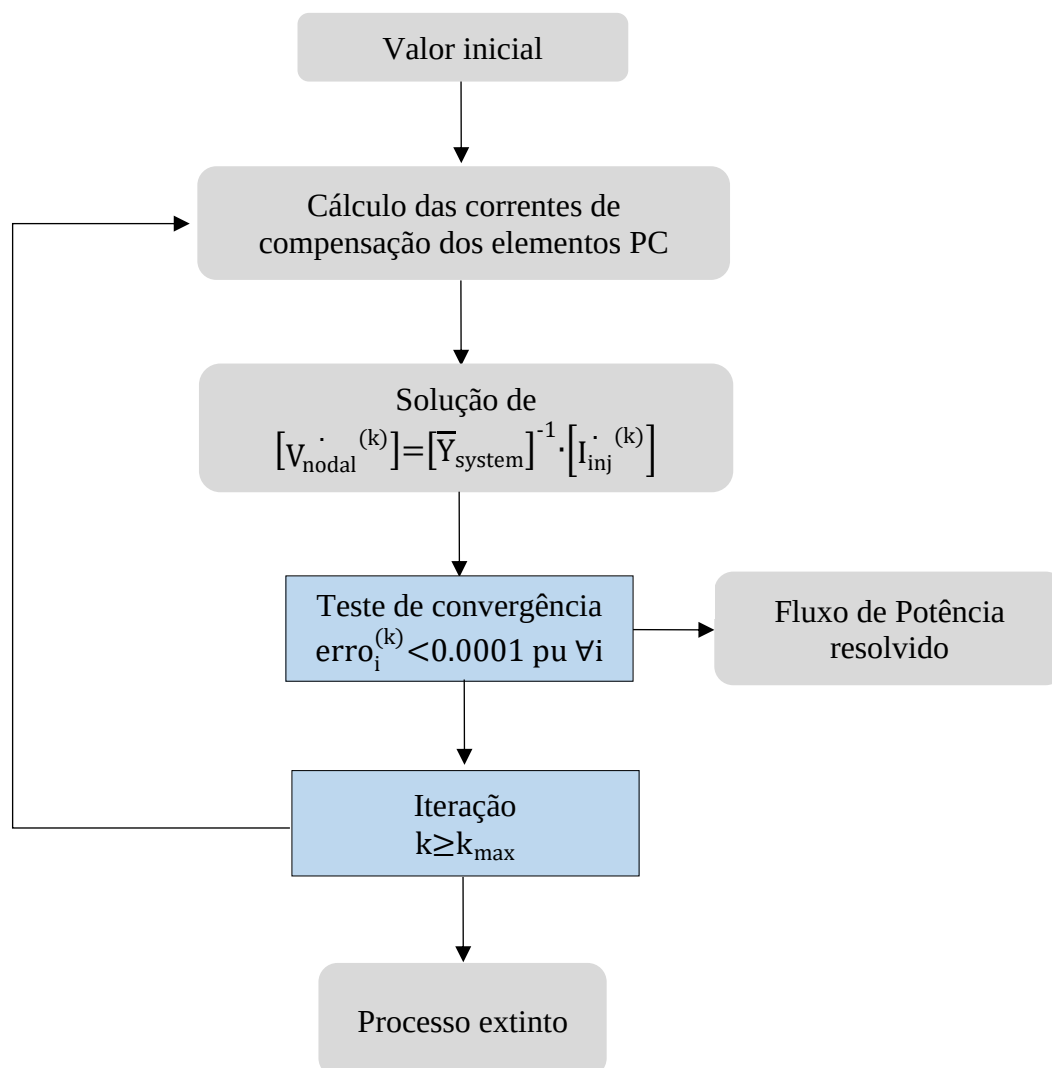
A corrente de compensação é caracterizada por ser função das correntes que entram ou saem de um determinado nó. Os elementos de conversão de energia (geradores, cargas e armazenadores de energia) podem injetar correntes nos terminais da rede e, desta forma, nesses pontos são calculados os vetores de correntes injetadas. Em fontes de tensão e corrente, as correntes nos terminais são as próprias correntes de compensação (RADATZ, 2020, p.153)

O procedimento adotado pelo OpenDSS para fornecimento de dados ao algoritmo inclui o fornecimento das matrizes de admitância nodal para cada elemento, o mapeamento das conexões dos elementos, as correntes injetadas e as correntes de compensação para o KLU solve. Este, por sua vez, retorna para o software as tensões nodais da próxima iteração, que são então utilizadas para calcular as novas correntes injetadas e as correntes de compensação (presentes nas barras que apresentam cargas e/ou geradores e modelos são não lineares) (RADATZ, 2015, p.85).

2.5.5.2 Etapas do algoritmo

O método de solução para o fluxo de potência normal utiliza um método do ponto fixo iterativo. A Figura 14 descreve o fluxograma, elaborado por Radatz (2020), para ilustrar o algoritmo utilizado pelo *software*.

Figura 14 - Fluxograma do algoritmo do OpenDSS



Fonte: Adaptado de Radatz (2020)

Conforme demonstrado no fluxograma, a primeira etapa do algoritmo consiste no valor inicial. Este consiste no cálculo dos vetores das tensões nodais para o circuito considerando apenas as correntes de compensação das fontes de tensões e de corrente no vetor de correntes injetadas. Em simulações temporais, este valor inicial será a solução do fluxo anterior de tempo. O *KLUSolve* fornece ao software as tensões nodais utilizadas na primeira iteração a partir da resolução Equação 2.

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_1^{(1)} \\ \vdots \\ \dot{V}_j^{(1)} \\ \vdots \\ \dot{V}_n^{(1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{11} & \cdots & \bar{Y}_{1j} & \cdots & \bar{Y}_{1N} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \bar{Y}_{j1} & \cdots & \bar{Y}_{jj} & \cdots & \bar{Y}_{jN} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \bar{Y}_{N1} & \cdots & \bar{Y}_{Nj} & \cdots & \bar{Y}_{NN} \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \dot{I}_1^{(0)} \\ \vdots \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2)$$

Onde $\dot{I}_1^{(0)} = \bar{Y}_{\text{Circuit}} \cdot \bar{V}_{\text{nominal}}$

A segunda e a terceira etapa incluem a realização de n iterações para a determinação das correntes injetadas nas barras e das correntes de compensação, as quais seguem o modelo não linear. As correntes podem então ser determinadas a partir de uma função das tensões nas barras segundo a Equação 3.

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_1^{(0)} \\ \vdots \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} = f \left(\begin{bmatrix} \dot{V}_1^{(1)} \\ \vdots \\ \dot{V}_j^{(1)} \\ \vdots \\ \dot{V}_n^{(1)} \end{bmatrix} \right) \quad (3)$$

As tensões nas barras, seguindo a Equação 1, podem ser representadas de forma genérica pela Equação 4.

$$\begin{bmatrix} V_1^{n+1} \\ \vdots \\ V_j^{n+1} \\ \vdots \\ V_n^{n+1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{11} & \cdots & \bar{Y}_{1j} & \cdots & \bar{Y}_{1N} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \bar{Y}_{j1} & \cdots & \bar{Y}_{jj} & \cdots & \bar{Y}_{jN} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \bar{Y}_{N1} & \cdots & \bar{Y}_{Nj} & \cdots & \bar{Y}_{NN} \end{bmatrix}^{-1} \times \begin{bmatrix} I_1^n \\ \vdots \\ I_j^n \\ \vdots \\ I_n^n \end{bmatrix} \quad (4)$$

São realizadas k iterações até que seja atendido o requisito contido na Equação 5, que estabelece o critério de convergência das tensões nodais obtidas para o sistema.

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_1^{(k+1)} \\ \vdots \\ \dot{V}_j^{(k+1)} \\ \vdots \\ \dot{V}_n^{(k+1)} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \dot{V}_1^{(k)} \\ \vdots \\ \dot{V}_j^{(k)} \\ \vdots \\ \dot{V}_n^{(k)} \end{bmatrix} < 0,0001 \text{ pu} \quad (5)$$

Atendidas as condições previstas para a Equação 5, o fluxo de potência é considerado resolvido. Caso este não seja atendido para k iterações (onde $k \geq k_{\text{max}}$) o processo é abortado.

Considerando as características do *software* OpenDss descritas neste tópico, esta ferramenta computacional configura-se como um programa que viabiliza a análise de sistemas

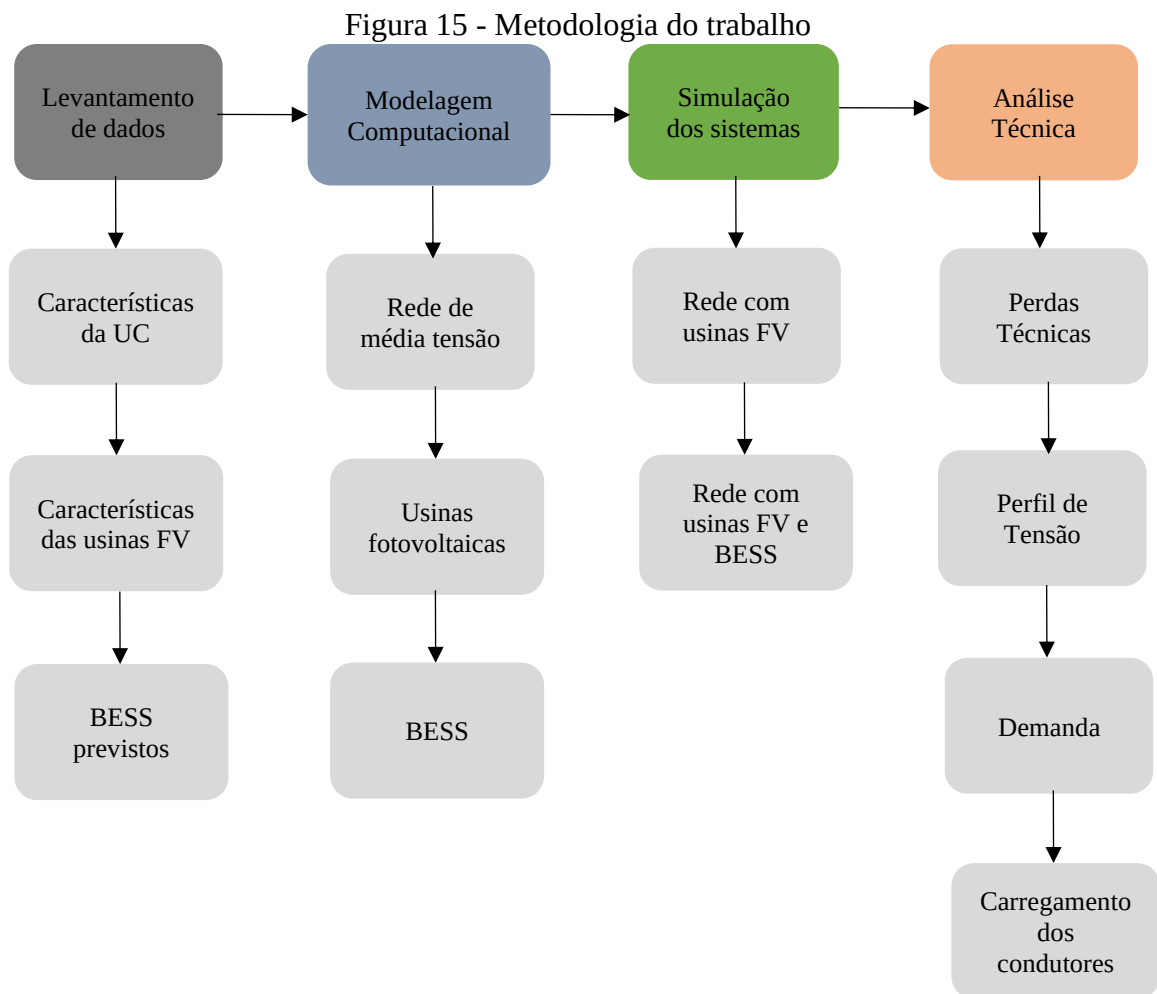
de energia sob a presença de RED diversos. Desta forma, o próximo capítulo descreve a aplicação do OpenDss para a simulação da rede elétrica do Campus Central da UFERSA - Lado Leste.

3. MATERIAIS E MÉTODOS

O presente capítulo apresenta a metodologia estabelecida para a modelagem computacional, no *software* OpenDss, bem como as simulações e análises da rede elétrica real proposta neste trabalho. Também serão descritos os requisitos e considerações para realizar a análise técnica e obtenção de resultados. Inicialmente, serão definidas as etapas da pesquisa e sua caracterização.

3.1. Etapas da pesquisa

O desenvolvimento deste trabalho foi organizado em 04 etapas: levantamento de dados da unidade consumidora (UC), modelagem computacional dos componentes da rede, simulação dos sistemas com a presença das usinas fotovoltaicas e análise técnica. A Figura 15 apresenta, de forma esquematizada, a metodologia adotada neste trabalho.



Fonte: Elaboração própria, 2023.

Conforme descrito na figura, a etapa de levantamento de dados tem a finalidade de descrever as características da rede elétrica de média tensão, como entrada de energia, transformadores, condutores, cargas e demanda de energia. Além disso também serão caracterizados os sistemas de geração fotovoltaica existentes e seus componentes. Nesta etapa também serão descritos os sistemas de armazenamento previstos a serem implantados na Universidade.

A modelagem computacional tem por objetivo a construção dos modelos dos elementos da rede elétrica, dos sistemas FV e de armazenamento, a partir da utilização da linguagem própria do OpenDSS e da construção das linhas de comando específicas. Nesta etapa, serão descritas também as características estruturais dos elementos de modelos e os arquivos a serem utilizados nas simulações.

Posteriormente, será realizada a simulação da rede elétrica, também no OpenDSS. Esta etapa terá a finalidade de realizar a implementação computacional do fluxo de potência do sistema, na configuração diária, para dois casos: o sistema base com as usinas fotovoltaicas e a rede com os sistemas FV e de armazenamento. A partir dessas simulações, serão obtidos os dados referentes aos parâmetros que serão utilizados na análise técnica.

A última etapa será a realização da avaliação técnica dos resultados obtidos na simulação. Os parâmetros técnicos avaliados serão as perdas técnicas, a tensão em regime permanente, a demanda e o carregamento dos condutores. Neste âmbito, poderão ser determinados se a presença das usinas fotovoltaicas e dos sistemas de armazenamento de energia podem representar vantagens técnicas na redução das perdas técnicas, se pode haver um impacto na elevação de tensão em alimentadores específicos, sua possível contribuição para a redução da demanda e se o despacho de energia pode causar uma sobrecarga no carregamento dos condutores da rede de média tensão.

3.2. Levantamento de dados

Considerando a necessidade de realizar uma modelagem computacional com um elevado grau de precisão dos elementos contidos na rede elétrica de média tensão da UFERSA, esta etapa tem a finalidade de coletar informações e descrever de forma minuciosa todos os dispositivos relevantes para a elaboração do modelo em estudo. Desta forma, foi estruturado em torno da caracterização da rede elétrica, dos sistemas fotovoltaicos existentes e dos sistemas de armazenamento previstos a serem instalados na Universidade.

3.2.1. Caracterização da rede elétrica

Conforme descrito anteriormente, a rede elétrica a ser analisada será o Lado Leste do Campus Mossoró da UFERSA. Esta área foi escolhida para este estudo em virtude de ser a maior em extensão da rede elétrica, em usinas solares fotovoltaicas e consumo de energia elétrica. Além disso, é nesta unidade consumidora onde há previsão de instalação dos sistemas de armazenamento de energia a baterias. Uma representação gráfica¹ do local do estudo é mostrada na Figura 16.

Figura 16 - Campus Mossoró da UFERSA - Lado Leste



Fonte: UFERSA (2022)

A infraestrutura de rede elétrica da Universidade é estruturada por meio do fornecimento de energia através da concessionária local, a COSERN. Seu padrão de entrada inclui um cubículo de medição e proteção em média tensão (13,8kV) com transformadores de corrente (TC) e potencial (TP), um banco de capacitores para a correção do fator de potência, além de um medidor bidirecional para medição da injeção de corrente oriunda da rede da concessionária.

No interior desta unidade, após o cubículo de medição e proteção, encontra-se a rede de distribuição em média tensão, a qual são associados os transformadores de potência,

¹ A representação gráfica encontra-se fora de escala

responsáveis pelo fornecimento de energia em baixa tensão às cargas da Universidade e conexão das usinas fotovoltaicas. A descrição dos condutores e transformadores desta rede também podem ser melhor visualizadas no diagrama unifilar contido no **APÊNDICE A – (REDE ELÉTRICA – UFERSA)**.

Com a finalidade de obter o máximo de informações sobre a entrada de energia, condutores, transformadores e outros dispositivos e equipamentos contidos na rede elétrica da Universidade, foi disponibilizado pela Superintendência de Infraestrutura da UFERSA – SIN/UFERSA, o arquivo de *asbuilt* da rede elétrica em formato *.dwg* para o software AutoCAD®, atualizada até o mês de julho de 2023. Também foram disponibilizados documentos com informações sobre o fornecimento de energia ao campus e a memória de massa.

De posse das informações sobre a rede elétrica em estudo, foi elaborado um diagrama unifilar dos elementos contidos da referida infraestrutura, contido no **APÊNDICE A – (REDE ELÉTRICA – UFERSA)**. Nesta representação gráfica foram apresentados os elementos que deverão ser modelados no *software* OpenDSS para a simulação da rede. Neste caso, na elaboração do diagrama foram utilizados pontos que representam os barramentos, linhas que representam a conexão entre os barramentos e transformadores de potência que seguem a identificação adotada pela SIN-UFERSA. Não foram representados outros elementos como isoladores, conectores, chaves fusíveis ou outros dispositivos irrelevantes para o fluxo de carga.

A Tabela 2 mostra um resumo dos elementos da rede considerados no levantamento dos dados, para subsidiar a construção do modelo.

Tabela 2 - Elementos da rede da UFERSA

Elementos da rede	Quantidade
Entrada de energia – Cubículo de medição e proteção	01
Subestações aéreas	27
Subestação abrigada	01
Banco de capacitores	01
Rede aérea	4.000 m
Trechos de linhas	35
Barramentos	64

Fonte: Elaboração própria (2023)

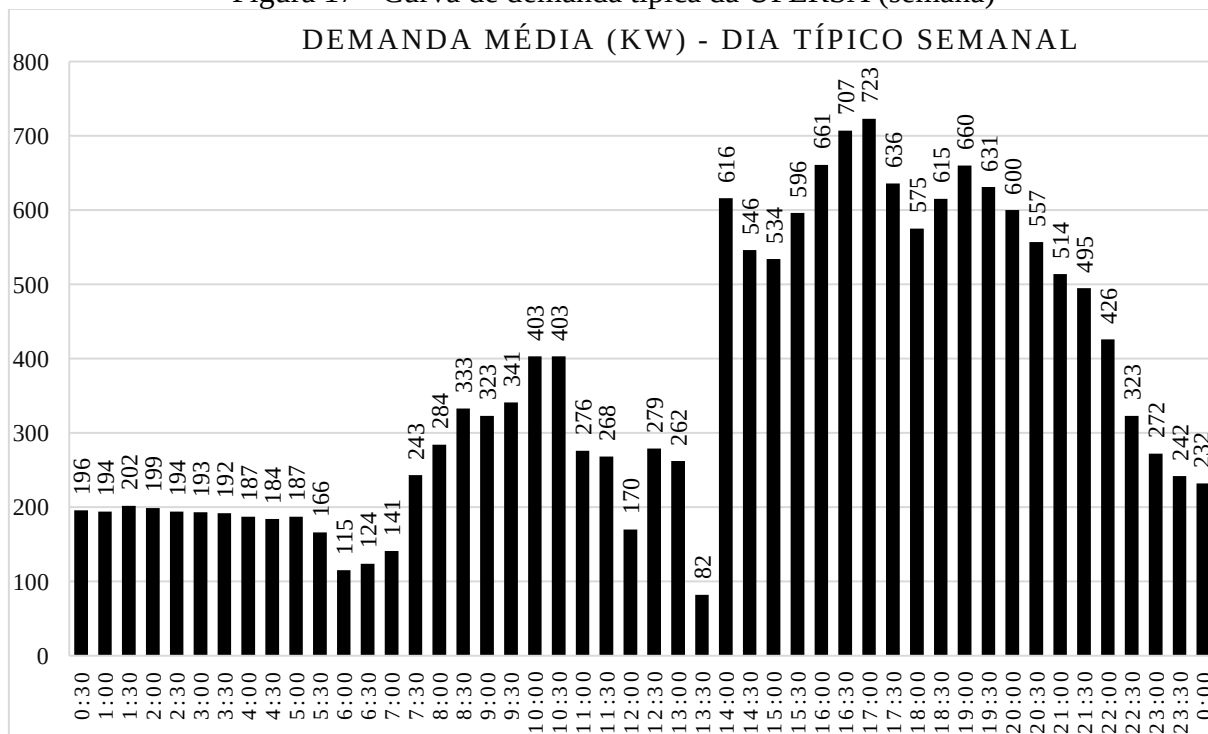
Considerando a descrição das características gerais da rede elétrica de média tensão da UFERSA, os tópicos seguintes farão a descrição dos elementos da rede elétrica que servirão como base para a modelagem computacional.

3.2.2 Caracterização do perfil de carga da UFERSA

Conforme a Tabela 2, a Universidade possui 28 subestações em sua rede interna, sendo 27 aéreas e 01 abrigada. Para cada uma delas, há uma carga instalada total e um perfil de carga diário que considera as demandas horárias de cada local para a semana. O levantamento dessas informações utilizou a memória de massa da UFERSA como base para a caracterização desses parâmetros como dias típicos.

A partir de uma média simples, foram elaborados gráficos de demanda horária de dia da semana típico, a partir da média do mês de fevereiro de 2023 (dias 01 a 07), mês mais atualizado disponibilizado para esta pesquisa. As Figuras 17 e 18 mostram, respectivamente, as curvas de demanda para dia típico da semana com e sem as gerações fotovoltaicas.

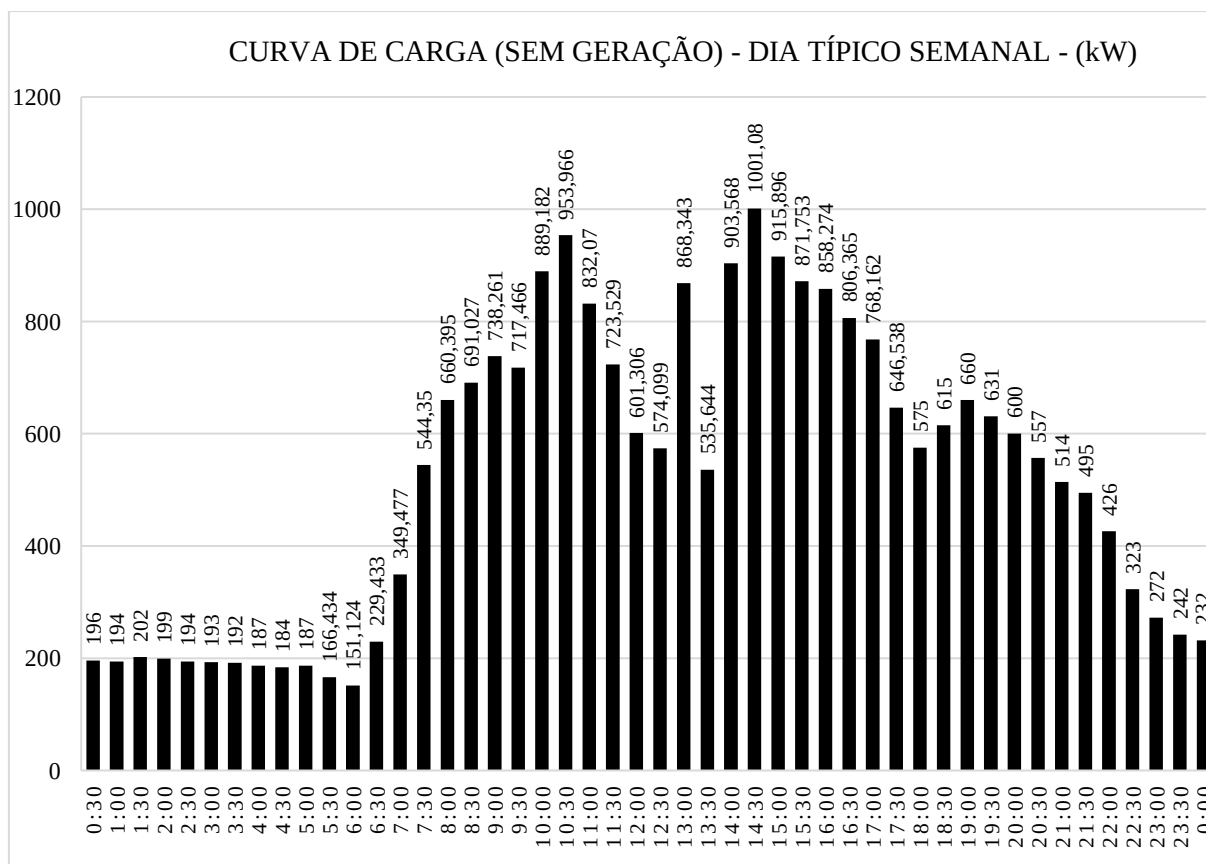
Figura 17 - Curva de demanda típica da UFERSA (semana)



Fonte: Autoria Própria (2024)

É importante destacar que a curva de demanda média obtida por meio da memória de massa, conforme mostrado acima, inclui a geração distribuída fotovoltaica (a potência de geração reduz a real demanda de consumo). Entretanto, uma vez que o processo de modelagem computacional das curvas de cargas deve ser feito para as cargas sem contabilizar a presença de geração, foi elaborada uma curva de carga desconsiderando a curva de geração diária, apresentada no tópico 3.2.3, na Figura 19 (apresentada em tópico posterior por questão de organização em relação aos itens pertencentes a esta rede). A Figura 18 mostra a curva de carga da UFERSA referente à demanda das cargas (sem a geração).

Figura 18 - Curva de carga horária sem geração (dia típico semanal - fevereiro)



Fonte: Elaboração própria (2024)

Estes dados são relevantes para o estudo pois será necessário realizar a modelagem computacional das cargas de cada subestação, suas referidas curvas, além de parâmetros como demanda média e fator de potência para cada uma das subestações nos dias típicos da semana. Desta forma, os dias típicos são utilizados para nortear o levantamento desses dados. Os demais parâmetros como curvas de carga para cada subestação, fator de potência e outros serão descritos no Apêndice A.2, B.7 e B.8 – ARQUIVO LOADSHAPE.

3.2.3. Caracterização das usinas solares da UFERSA

O Campus Leste da UFERSA possui 11 (onze) usinas solares fotovoltaicas, nas configurações solo e telhado, com potência total instalada de 973,69 kWp, o que representa um valor próximo à demanda contratada, que é de 1076 kWp. Cada uma dessas usinas se conecta à rede elétrica da Universidade, para efeitos de despacho de energia elétrica, por meio de uma subestação específica. A Tabela 3 mostra informações sobre as usinas solares fotovoltaicas existentes na Universidade.

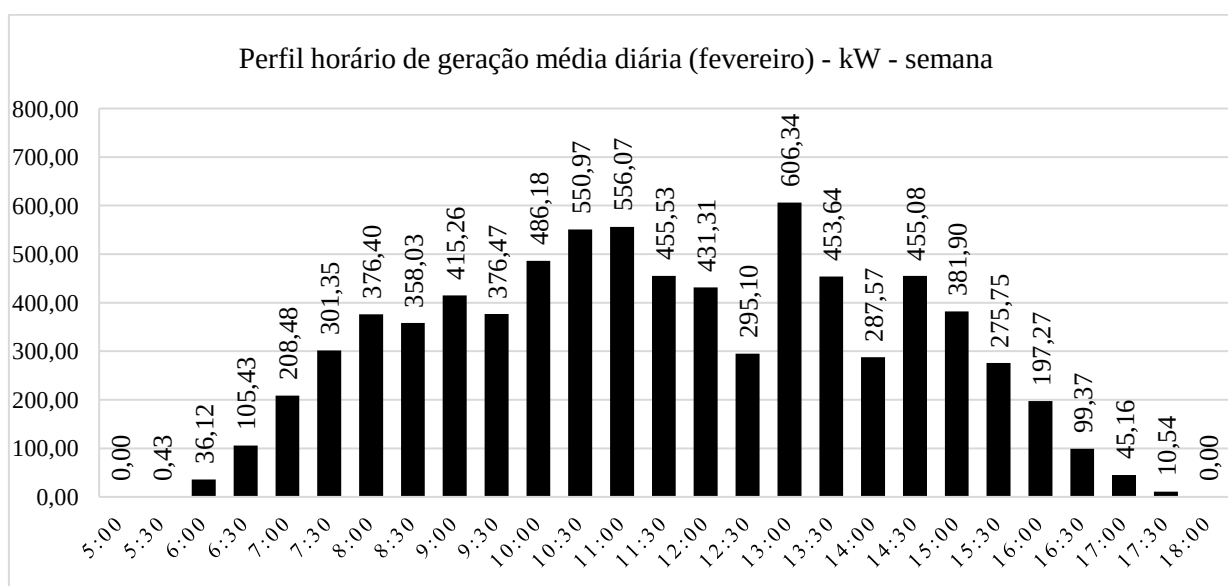
Tabela 3 - Usinas Solares Fotovoltaicas da UFERSA - Campus Leste

Usina	Potência	Tipo	Local	Subestação associada
Mossoró 01	3,43	Solo	CITED	S03T02
Mossoró 02	150,80	Solo	Campus Leste	S05T04
Mossoró 03	15,60	Telhado	Lab. De Engenharia I	S03T03
Mossoró 04	147,00	Telhado	Centro de Engenharias I	S03T17
Mossoró 05	92,83	Telhado	Expocenter	S03T16
Mossoró 06	92,83	Telhado	Expocenter	S03T15
Mossoró 07	95,18	Telhado	Centro de Engenharias II	S03T08
Mossoró 08	95,18	Telhado	CCEN	S03T07
Mossoró 09	95,18	Telhado	PROPPG	S03T06
Mossoró 10	92,83	Telhado	Rosadão	S03T05
Mossoró 11	92,83	Telhado	Garagem	S05T05

Fonte: UFERSA (2023)

Tomando como base as usinas descritas na tabela acima, foi elaborado um gráfico para representar a geração horária combinada de todas as 11 unidades de geração para um dia típico da semana, obtido pela média semanal. As informações podem ser vistas na Figura 19.

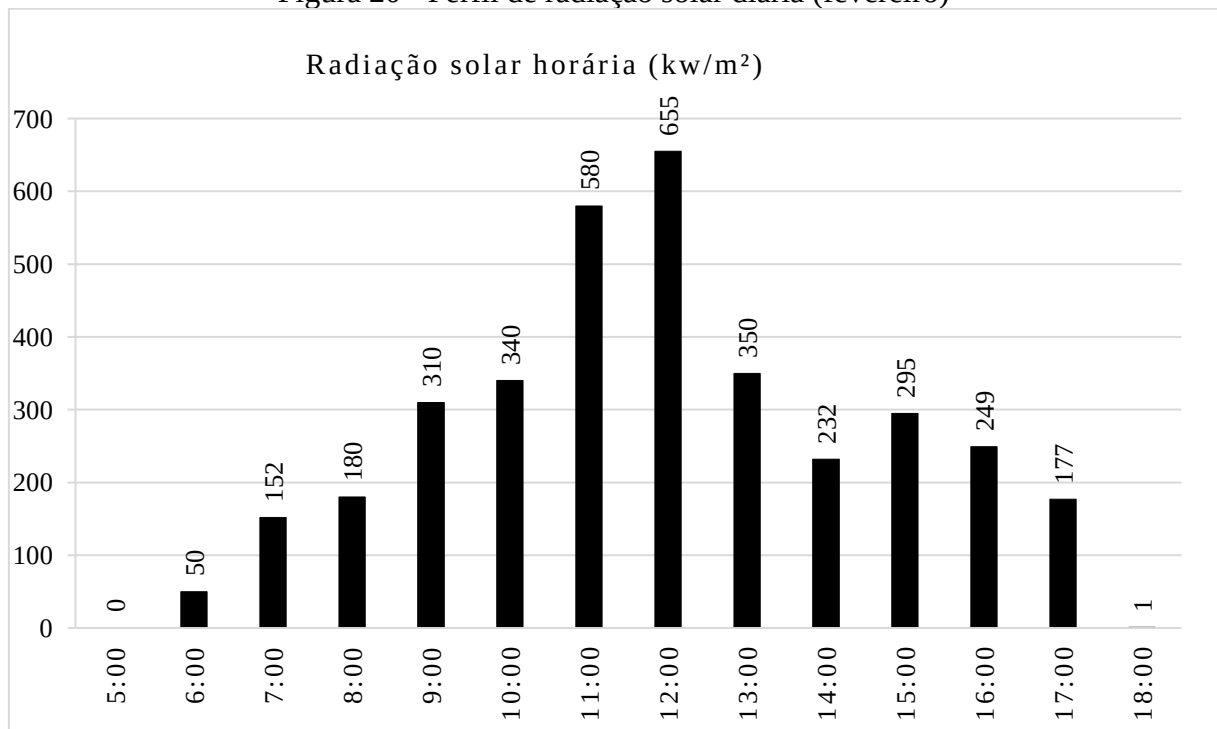
Figura 19 - Perfil de geração fotovoltaica média (dia típico de fevereiro)



Fonte: Elaboração Própria (2024)

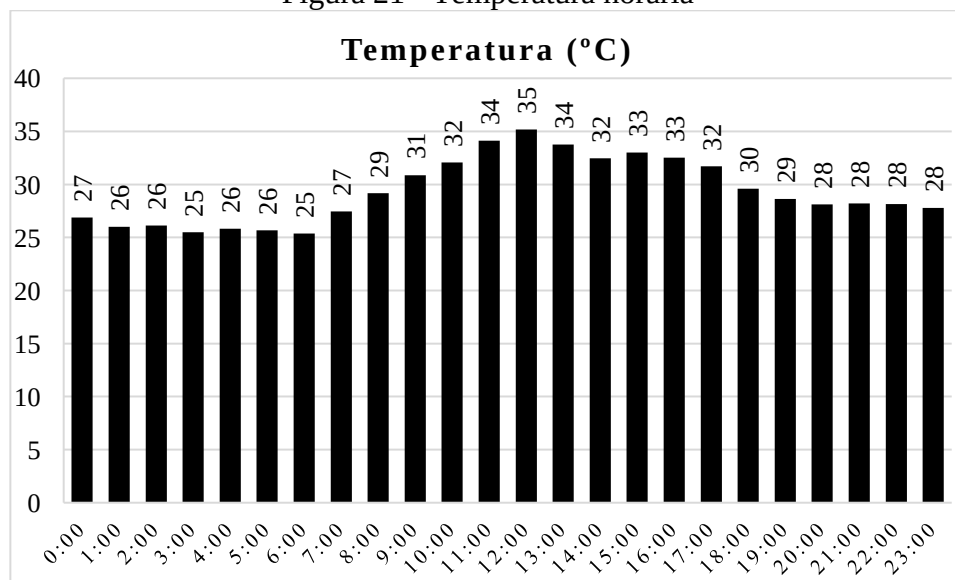
Semelhantemente aos dados de geração de potência fotovoltaica, também foi realizada a caracterização da curva de radiação solar para o horário entre 5h e 18h e da temperatura local. Os dados meteorológicos foram obtidos por meio das medições realizadas pelas Estações Meteorológicas Automáticas (EMAs) da UFERSA, organizados pela coordenação do LABIMC (Laboratório de Instrumentação, Meteorologia e Climatologia) e disponibilizados no site das usinas solares da UFERSA (UFERSA, 2023). Os dados foram utilizados na elaboração das Figuras 20 e 21 e referem-se ao mês de fevereiro de 2023.

Figura 20 - Perfil de radiação solar diária (fevereiro)



Fonte: UFERSA (2023)

Figura 21 - Temperatura horária



Fonte: UFERSA (2023)

Os dados descritos na Tabela 4 e nas Figuras 19, 20 e 21 são necessários para a futura etapa de modelagem computacional. As informações referentes aos dispositivos e equipamentos de cada uma das usinas, as quais sejam de destacada relevância para a elaboração

das simulações serão descritas em tópico próprio, no capítulo 04, destinado a modelagem computacional.

3.2.4. Caracterização dos sistemas de armazenamento

As informações referentes aos sistemas de armazenamento da UFERSA também foram obtidas no material técnico disponibilizado pela SIN. Com relação às especificações técnicas dos BESS, não há dimensionamento específico para cada uma destes. Entretanto, conforme será descrito no capítulo destinado a metodologia, os sistemas serão caracterizados a partir do dimensionamento das operações de carga em períodos fora de ponta e descarga em horário de ponta.

Conforme informações técnicas, há previsão de instalação futura de cinco sistemas para o lado leste, que foram nomeados como Sistema 01 a 05. A notação para numeração dos sistemas seguiu o critério de distância em relação ao barramento de saída do alimentador e também servirá de base no momento de construção das linhas de código do OpenDss. As informações referentes aos sistemas de armazenamento previstos para a UFERSA e que serão utilizadas para a construção das linhas de código encontram-se na Tabela 4.

Tabela 4 - Sistemas de armazenamento previstos da UFERSA

BESS	LOCAL	SUBESTAÇÃO ASSOCIADA
Sistema 01	Lab. De Engenharia I	S03T03 – 150 kVA
Sistema 02	Central de Aulas III	S03T04 – 150 kVA
Sistema 03	Restaurante Universitário	S04T03 – 75 kVA
Sistema 04	Central de aulas V	S03T07 – 150 kVA
Sistema 05	Centro de Ciências Agrárias	S05T01 – 150 kVA

Fonte: UFERSA (2023)

O dimensionamento dos sistemas de armazenamentos simulados terá a finalidade de viabilizar o carregamento do sistema nos horários de menor demanda (inferior à demanda média) e fornecer a energia mínima necessária para a redução da demanda no horário de ponta. Neste caso, considerando os dados apresentados na Figura 17, temos que a demanda média diária é de 360,46 kW e a demanda máxima é aproximadamente 720kW. Deste modo, com a finalidade de reduzir a demanda máxima no horário de ponta ao nível médio de demanda, o somatório das capacidades dos níveis de carga/descarga dos cinco sistemas deverá ser capaz de fornecer cerca de 360kW nos horários de maior demanda.

Com a finalidade de realizar a adequada distribuição das capacidades de armazenamento em todos os cinco sistemas de armazenamento e, considerando os transformadores aos quais estarão associados, foi elaborada uma distribuição dos níveis médios de potência de saída dos BESS, conforme mostrada na Tabela 5.

Tabela 5 - Potência nominal de armazenamento dos sistemas

BESS	Nível médio de potência de saída
Sistema 01	80 kW
Sistema 02	80 kW
Sistema 03	40 kW
Sistema 04	80 kW
Sistema 05	80 kW

Fonte: Elaboração própria, 2025

Com a finalidade de não gerar sobrecarga para carregamento nos horários de maior demanda (manhã e tarde), será adotada como estratégia operativa a operação de carga no horário das 2h às 6h (em que há menor consumo e demanda) e a operação de descarga no intervalo das 17h às 21h. Será considerada uma autonomia para o sistema de 5 horas.

Considerando as descrições gerais relacionadas aos sistemas de armazenamento descritas neste tópico, a modelagem computacional e todos os demais parâmetros necessários à elaboração das simulações e obtenção dos resultados encontram-se caracterizados no tópico 4.10.

4. MODELAGEM COMPUTACIONAL

Conforme citado anteriormente, a etapa de Modelagem Computacional se destina à construção do modelo utilizando a linguagem própria do OpenDSS. Conforme descrito em ANEEL (2014), o procedimento para a modelagem computacional para este sistema levará em conta os seguintes elementos:

- I. Código do Condutor (elemento *linecode*)
- II. Barramento de saída do alimentador (elemento *circuit*)
- III. Segmento de linha (elemento *line*)
- IV. Transformadores (elemento *transformer*)
- V. Cargas (elemento *load*)
- VI. Curvas de carga (elemento *loadshape*)
- VII. Sistemas fotovoltaicos (elemento *PVSystem*)
- VIII. Sistemas de armazenamento de energia a baterias (Elemento *Storage*)

Elementos como reguladores de tensão e geradores não foram utilizados nesta simulação por não estarem presentes nesta rede. Também será construído o arquivo *Master*, destinado às definições e leitura de todos os arquivos construídos, bem como os comandos de simulação. Além dos referidos elementos, também será construído o arquivo *Buscoords*, destinado a definição das coordenadas de todos os barramentos de média e baixa tensão do sistema elétrico em estudo. As coordenadas serão georreferenciadas e retiradas do *Google Maps®*.

4.1. Arquivo *Buscoords*

Conforme descrito no tópico anterior, a elaboração do arquivo *Buscoords* foi realizada com a finalidade de representar a rede e seus barramentos, mais especificamente os de média tensão, de forma gráfica, de forma a viabilizar a conexão e a visualização da rede e o fluxo de potência a ser simulado.

Neste propósito, foi escrito um código no OpenDss (*BUSCOORDS* com a nomenclatura de todos os barramentos de média e baixa tensão, conforme as coordenadas geográficas obtidas. A definição dos referidos barramentos utilizou como base a estruturação de um diagrama unifilar da rede elétrica da UFERSA, onde foram representados os condutores, derivações e transformadores conectados à rede.

A representação do arquivo *buscoords* se dá da seguinte maneira:

Exemplo:

Bus_barramentoMT, latitude, longitude

bus_barramentoBT, latitude, longitude

Embora a rede de baixa tensão não esteja representada neste diagrama (condutores), o arquivo de georreferenciamento representou os barramentos de baixa tensão pois estes serão utilizados na modelagem dos transformadores de potência e na conexão dos sistemas fotovoltaicos e de armazenamento.

4.2. Arquivo *Linecodes*

O arquivo *Linecodes* realiza a modelagem de uma determinada linha elétrica a partir da determinação de características elétricas sobre esta. Na rede de média tensão em estudo, se utiliza basicamente de cabos de alumínio nú com alma de aço, o 1/0 AWG-CAA e o 4AWG.

Os cabos foram descritos em termos de suas componentes simétricas de sequência zero (r_0 e X_0) e positiva (r_1 e x_1) e capacidade de condução de corrente. Os parâmetros de componentes simétricas dos cabos foram obtidos na referência CPFL Energia (2018).

Além do tipo de cabo, os parâmetros para caracterização destes são o número de fases (n_{phases}), as componentes simétricas (r_1, x_1, r_0, x_0), unidade distância para a impedância das componentes simétricas ($units$), frequência ($baseFreq$), corrente de emergência ($emergamps$) e limite de corrente normal ($normamps$).

A representação do arquivo *buscoords* se dá da seguinte maneira:

Exemplo:

New Linecode.1-0AWG $n_{phases}=3$ $r_1=0.5906$ $x_1=0.4352$ $r_0=1.0004$ $x_0=1.5021$
 $units=km$ $baseFreq=60$ $normamps=240$ $emergamps=312$

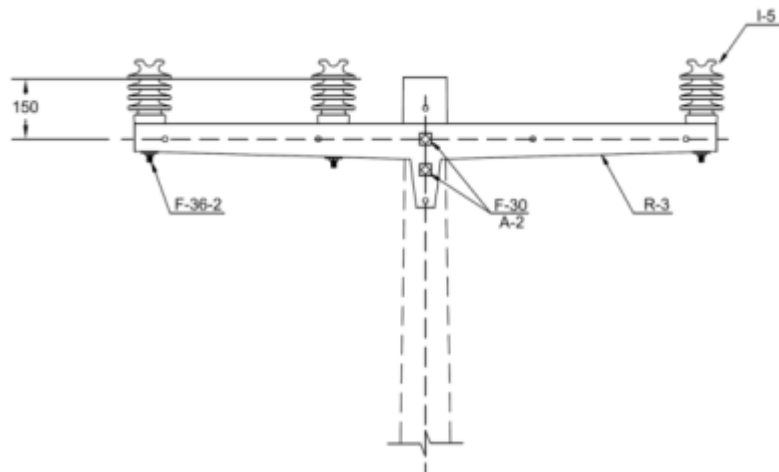
A capacidade de condução de corrente será de fundamental importância para a análise do parâmetro carregamento dos condutores, um dos objetos deste trabalho. O código referente ao arquivo *LineCodes* também está descrito no LINECODES.

4.3. Arquivos *Linegeometry* e *Wiredata*

O arquivo *LineGeometry* tem como finalidade descrever as características geométricas das linhas elétricas e dos postes. Essas informações são utilizadas pelo software para construir a matriz de admitância nodal da linha.

Para caracterizar esta geometria, identificou-se que a UFERSA utiliza basicamente a rede aérea trifásica a 3 fios instaladas em postes duplo T com cruzetas de concreto de dimensão igual a 1,9 metros. Para a fixação dos cabos se utiliza basicamente de isoladores tipo pino ou de suspensão. A Figura 21 mostra a estrutura básica utilizada.

Figura 21 - Estrutura Geométrica dos postes da UFERSA



Fonte: COSERN (2021)

Neste caso, observa-se que os condutores estão dispostos horizontalmente na cruzeta, separados por uma distância de aproximadamente 0,8 metro e a uma altura aproximada de 9,20 metros. O arquivo *LineGeometry* é representado pelo número de condutores, número de fases e suas respectivas coordenadas (x e h), da seguinte maneira:

Exemplo:

New LineGeometry.3PH-1/0AWGCAA nconds=3 nphases=3

~ cond=1 wire=1-0AWGCAA x=-0.80 h=9.20 units=m

~ cond=2 wire=1-0AWGCAA x=0 h=9.20 units=m

~ cond=3 wire=1-0AWGCAA x=0.80 h=9.20 units=m

~ reduce=y

O referido arquivo pode ser visualizado no Apêndice

Erro! Fonte de referência não encontrada.

O arquivo *WireData*, é utilizado junto ao *LineGeometry* (sendo informação necessária para este código) para descrever as características construtivas das linhas, como o raio geométrico e os parâmetros de condução de corrente, conforme mostrado abaixo.

Exemplo:

New WireData.1-0AWGCAA Rac=0.709 Runits=km GMRac=0.00388
GMRUnits=m Diam=1.011 Radunits=cm normamps=240 emergamps=312

Este código é apresentado no Apêndice B.4

Os dados utilizados especificamente para estes códigos foram obtidos em Barbosa (2017).

4.4. Arquivo *Line*

O arquivo *line* tem a finalidade de descrever as linhas elétricas que se conectam entre os barramentos da rede de média tensão. As linhas foram numeradas de L1 a L36 e representadas em suas conexões aos barramentos conforme mostrado no diagrama contido no . Neste arquivo são descritas todas as características das linhas como o tipo (1/0AWG-CAA ou 4AWG-CAA), os barramentos de entrada (bus1) e saída (bus2), o comprimento (*length*), sua geometria (*geometry*) e o número de fases.

O modelo de representação do código é mostrado abaixo e o referido código pode ser visto no Apêndice B.5

Exemplo:

```
New Line.L1 bus1=bus_MT01 bus2=bus_MT02 length=0.075 units=km
linecode=4AWG geometry=3PH-4AWGCAA phases=3 enabled=yes
```

4.5. Arquivo *Transformers*

O arquivo *transformers* tem por objetivo descrever os transformadores vinculados aos barramentos e às linhas de média tensão. No arquivo, os dados caracterizados para os transformadores são o número de fases (*phases*), número de enrolamentos (*windings*), os barramentos de entrada (bus1) e saída (bus2), o tipo de ligação (*conns*), as tensões primária e secundária (*kvs*), a potência nominal (*kvas*), a reatância percentual do enrolamento primário para o secundário (*xhl*) e as resistências percentuais dos enrolamentos (*%Rs*).

Exemplo:

```
New Transformer.S03T01 phases=3 windings=2 buses=(bus_MT02, bus_BT02)
conns=(delta, wye) kvs=(13.8, 0.380) kvas=(150, 150) xhl=3.22 %Rs=(1.37,1.37) sub=n
```

O arquivo completo da modelagem dos transformadores está descrito no Apêndice B.6 – ARQUIVO TRANSFORMER.

4.6 Arquivo *Load*

O arquivo *Load* tem a finalidade de descrever as cargas conectadas aos barramentos de baixa tensão dos transformadores de potência. Na caracterização do arquivo *Load*, será descrito as cargas para simulação de operação em um dia típico da semana, considerando a demanda média para esses dias e consequentemente suas curvas de carga, conforme descrito no A.2

Os parâmetros para a caracterização de cargas são o número de fases (*phases*), o barramento de baixa tensão do transformador ao qual é conectado (*bus1*), tensão nominal entre fases (*kV*), demanda média (kW), fator de potência (pf), característica variável da carga (*status* – quando são definidos multiplicadores para a carga em variação no período do estudo), a conexão da carga (*conn*) em estrela (*wye*). Também foi utilizado o padrão constante (*model=1*) de P+jQ para a carga e determinado uma curva de carga específica para cada uma das subestações.

Exemplo:

```
New Load.Load03T01 phases=3 bus1=bus_BT02 kV=0.380 kW=28,36 pf=0.92
status=variable model=1 daily=SEMANA_S03T01 conn=wye
```

O código completo referente às cargas de todas as subestações encontra-se descrito no Apêndice B.7.

4.7 Arquivo *Loadshape*

O arquivo *Loadshape* apresenta a descrição do perfil diário (curvas de cargas) semanais conectadas à baixa tensão dos transformadores de potência contidos na rede em análise. A metodologia para construção das curvas de carga foi descrita no Caracterização do perfil de carga da UFERSA.

Para a modelagem destas curvas de cargas, utilizou-se os seguintes parâmetros: o número de pontos de simulação (*npts=24*) e o intervalo (*interval=1*) para caracterizar uma simulação diária com intervalo de 1 hora entre os pontos e os multiplicadores (*mult*), utilizados para denotar os múltiplos obtidos pelo coeficiente obtido pela relação da demanda do horário e a demanda média das 24h, conforme descrito no arquivo *Load*.

Exemplo:

```
New Loadshape.SEMANA_S03T01 npts=24, interval=1, mult=(0.483, 0.409, 0.409, 0.409,
0.409, 0.409, 0.335, 0.666, 1.283, 1.474, 1.735, 1.728, 1.273, 1.541, 1.650, 1.668, 1.537,
1.498, 1.132, 1.019, 0.896, 0.779, 0.691, 0.568)
```

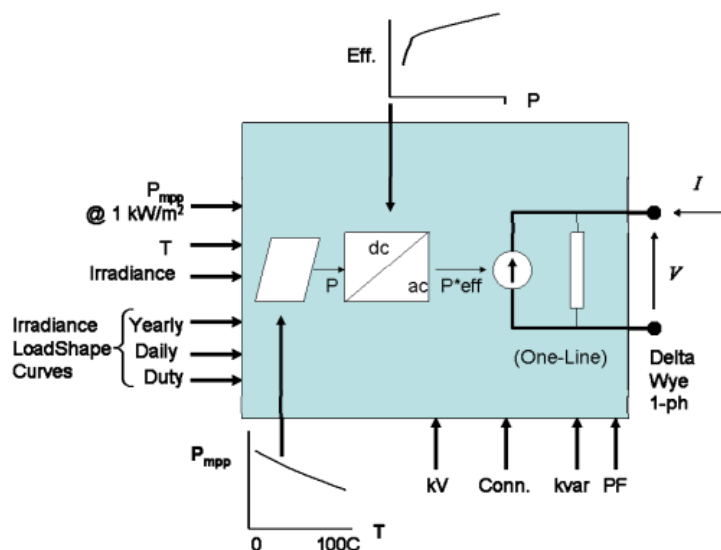
O código completo referente às cargas de todas as subestações encontra-se descrito Apêndice B.8 – ARQUIVO LOADSHAPE

4.8 Arquivo *PVsystem*

Na elaboração da modelagem computacional dos sistemas fotovoltaicos no OpenDss, é necessário compreender inicialmente o modelo padrão (*PVsystem*) utilizado pelo software para viabilizar seus estudos e aplicações em redes elétricas de distribuição.

Conforme descrito por EPRI (2016) o modelo matemático é formado pela combinação de um arranjo de painel e um inversor fotovoltaico, conforme mostrado na Figura 22.

Figura 22 - Diagrama em bloco do elemento de modelagem *PVsystem*



Fonte: EPRI (2016)

A potência ativa oriunda dos módulos (P) é uma função da irradiância, da temperatura (T) e da potência nominal no ponto de máxima potência (P_{mpp}) em uma dada temperatura e irradiância de $1,0 \text{ kW/m}^2$. Além disso, a eficiência do inversor na potência e tensão de operação também é aplicada.

Para uma simulação diária, como a que será realizada, a irradiância (*Irradiance*) e temperatura (T) são parâmetros que podem ser modificados pelos itens *Loadshape* e *Tshape*, permitindo que a modelagem forneça potência de entrada variável para simulações no tempo.

O modelo *PVsystem* utiliza a *XYcurve* para descrever curvas de determinadas funções características dos painéis e inversores fotovoltaicos. Como exemplo a curva de eficiência do inversor em função da potência de geração em p.u.:

New XYCurve.Effinver npts=4 xarray=[0.1 0.2 0.4 1.0] yarray=[0.86 0.9 0.93 0.97]

Essa curva também pode ser utilizada para definir como o P_{mpp} varia com a temperatura (T) em relação à temperatura escolhida para o P_{mpp} nominal a 1 kW/m^2 (geralmente 25°C). Este fator por unidade pode ser usado para ajustar a potência de saída do painel em função da temperatura. O fator é 1,0 para a temperatura para a qual o P_{mpp} nominal foi determinado. Como exemplo temos a seguinte construção da curva potência:

```
New XYCurve.MyPvsT npts=4 xarray=[0 25 75 100] yarray=[1.2 1.0 0.8 0.6]
```

Outras variáveis de estado que podem ser determinadas para a modelagem da geração fotovoltaica são: *Irradiance* (irradiância líquida após aplicação de loadshape de irradiação para o modo de simulação utilizado), *PanelkW* (potência líquida, em kW, gerada pelo painel, considerando a irradiância e a temperatura), o P-TFactor (resultado da interpolação da curva Potência-Temperatura, aplicado à base P_{mpp} na temperatura de referência para calcular a potência (kW) do painel) e *Efficiency* (fator de eficiência do inversor).

A irradiância poderá ser escrita segundo um modelo *LoadShape*, com a caracterização de uma curva horária com o número de pontos necessários para o modo de simulação, que no nosso caso é diário, com intervalo de 1 hora. Neste caso, considerando uma irradiação referência de 1 kW/m^2 e os dados de irradiação solar apresentado no 3.2.3, em pu, tem-se a seguinte caracterização do modelo de curva de radiação:

```
New Loadshape.MyIrrad npts=24 interval=1 mult=[0 0 0 0 0 0 0.053 0.256 0.257 0.588 0.898  
1.182 0.319 0.829 0.793 0.528 0.317 0.156 0 0 0 0 0 0]
```

Semelhantemente, pode-se configurar o perfil de temperatura utilizando o modelo *Tshape*, o qual é aplicado para o fator de temperatura. Considerando os dados de temperatura também apresentados no 3.2.3, tem-se a seguinte modelagem:

```
New Tshape.MyTemp npts=24 interval=1 temp=[27 26 26 25 26 26 25 27 29 31 32 34 35 34  
32 33 33 32 30 29 28 28 28 28]
```

Finalmente, configurando as características de cada usina, a partir do compilado de informações, curvas e dados pré-determinados para os sistemas fotovoltaicos, a caracterização do sistema é apresentada segundo o modelo abaixo.

```
New PVsystem.PVMs2 phases=3 bus1=bus_BT11 kV=0.380 kVA=150 irrads=1.0  
Pmpp=150.8 temperature=25 %cutin=0.1 %cutout=0.1 PF=1.0 effcurve=MyEff P-  
Tcurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
```


Onde *phases* é o número de fases, *bus1* é o barramento de baixa tensão de conexão, *kV* é a tensão nominal de conexão fase-fase, *kVA* é a potência nominal do inversor, *irrad* é a irradiação base (em kW/m^2) utilizado para os multiplicadores (*loadshape*) de radiação diária, *Pmpp* é a potência máxima nominal do arranjo fotovoltaico para uma dada irradiância e temperatura base (1 kW/m^2 e 25°C), *temperature* é a temperatura base, *%cutin* e *%cutout* são percentuais mínimos de potência de entrada do inversor para entrada ou saída de operação deste equipamento, *pf* é o fator de potência do inversor, *effcurve* é a curva de eficiência do inversor em função da potência nominal em p.u., *P-TCurve* é curva de potência em função da temperatura horária sobre o arranjo fotovoltaico, *Daily* é a caracterização da curva diária (24 pontos) construída sob a modelagem *Loadshape* e o *Tdaily* é a curva de temperatura definida por meio do objeto *Tshape*.

Considerando o exposto, é necessário compreender que os parâmetros determinados para as usinas fotovoltaicas da UFERSA são utilizados para o cálculo da potência efetiva de saída dos módulos e consequentemente viabilizar a modelagem da contribuição desse sistema existente como um todo para a rede em análise.

O código referente ao sistema fotovoltaico encontra-se no Apêndice B..

4.9 Arquivo Master

O arquivo *master* é o arquivo de criação do circuito simulado, contendo a definição do elemento *circuit*, indispensável para a realização do fluxo de potência da rede. Para este elemento foram definidos diversos parâmetros, a saber: o barramento principal de entrada, a tensão de entrada em p.u. e kV e a impedância relativa inicial.

Foi utilizado o elemento *Redirect* para a leitura dos arquivos dos elementos de rede. Para a plotagem das tensões em p.u. foram configuradas as tensões de base. Posteriormente também foram configurados os modos de simulação por meio dos comandos *set mode*, *set stepsize* e *set number*.

A construção do código do referido arquivo encontra-se no Apêndice B.10 – ARQUIVO MASTER.

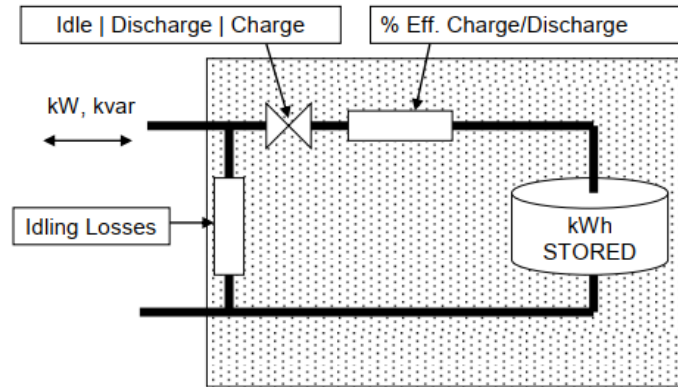
4.10 Arquivo Storage

No OpenDss, o modelo padrão *Storage* possui a mesma caracterização de um gerador que pode ser configurado para despacho de energia (descarregar) ou consumo (carregar) dentro

de sua classificação de potência e capacidade de energia armazenada. O elemento de armazenamento pode atuar de forma independente ou ser controlado por meio do *StorageController*. (EPRI, 2016)

A Figura 23 mostra o conceito do modelo Storage.

Figura 23 - Conceito básico do modelo do elemento *storage*



Fonte: EPRI (2016)

No modo *follow*, que será o padrão a ser seguido nesta simulação diária, a saída de kW e kvar do elemento *storage* segue os multiplicadores do *Loadshape* (curva diária de carga e descarga) até que o armazenamento em kWh seja totalmente descarregado ou esteja cheio. Na configuração desta curva, o elemento *storage* descarrega para valores positivos e carrega para valores negativos. Os multiplicadores referentes às operações dos sistemas de armazenamento são proporcionais à propriedade *kWrated*. Um exemplo da construção do código *LoadShape* é mostrado abaixo.

```
New Loadshape.storagecurve npts=24, interval=1, mult=[0 0 -1 -1 -1 -1 -1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1 0 0]
```

Neste exemplo, ocorre uma operação de carga entre os horários 2h e 6h da manhã e descarga entre 17h e 21h da noite. Os valores absolutos (neste caso o numeral 1) indicam os múltiplos do parâmetro *kWrated*, descrito no elemento *storage*. O armazenamento pode ainda constar o parâmetro *kWhrated*, que contém a energia máxima armazenada pelo sistema a partir da autonomia requerida para o BESS. Um exemplo de construção da modelagem do sistema é mostrado a seguir.

```
New Storage.Battery1 phases=3 bus1=bus_BT12 kV=0.380 kwrated=25 kwhrated=100  
dispmode=follow daily=storagecurve
```

Considerando a descrição dos elementos de modelagem dos sistemas de armazenamento, o código referente à modelagem dos BESS encontra-se no Apêndice B.11 – ARQUIVO STORAGE.

5. SIMULAÇÕES E RESULTADOS

A partir da realização da modelagem computacional, passou-se então a etapa de simulações computacionais a partir das funções operacionais do OpenDss. A versão utilizada na simulação será a construção de um programa autônomo no software e a plotagem dos gráficos será através da interface própria (GUI - *Graphical User Interface*). Conforme comentado anteriormente, o modelo de fluxo de potência adotado foi o *Daily*, onde são realizadas séries temporais quase estáticas (*Quasi Static Time Series*), com a obtenção dos dados referentes aos parâmetros para um período de 24 h e intervalo de uma hora na plotagem dos dados.

Na etapa também foram definidos e estabelecidos os elementos medidores do OpenDSS, como o *EnergyMeter* e o *Monitor*, ferramentas necessárias às medições dos parâmetros e plotagem dos dados necessários à análise técnica. A modelagem dos elementos *Monitor* e *Energymeter* foram construídos da seguinte maneira:

```
New monitor.entrada_power element=line.EntradaUFERSA terminal=1 mode=1 ppolar=no
New monitor.entrada_voltage element=line.EntradaUFERSA terminal=1 mode=0
New monitor.entrada_power1 element=line.EntradaUFERSA terminal=1 mode=1
ppolar=no
New Energymeter.sub element=Line.EntradaUFERSA terminal=1
```

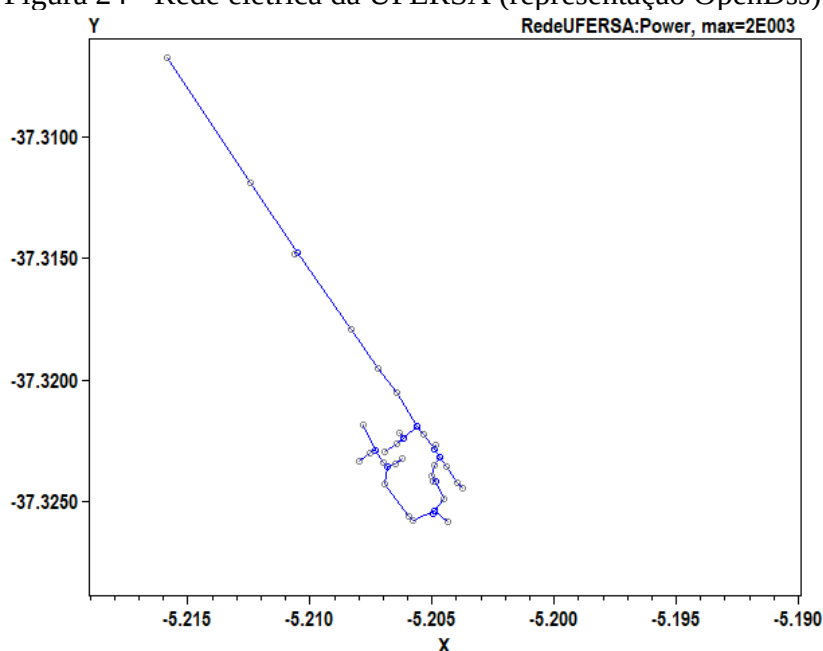
Onde *element* define o elemento que será medido, *terminal* define qual barramento (ponto) onde será realizada a monitoração ou medição, o *mode* indica a grandeza que será medida (neste caso potência (mode=1) ou tensão (mode = 0)). *Ppolar* indica se a grandeza será mostrada em polar ou retangular (P+jQ).

Na geração dos dados utilizou-se, para além dos elementos medidores, alguns comandos e funcionalidades próprias do programa. Para a plotagem de gráficos, foi utilizada a interface própria do software (GUI - *Graphical User Interface*) e alguns dados exportados pelo programa em formato *.xls* foram utilizados para a elaboração de gráficos específicos,

mais especificamente os parâmetros que foram simulados nas 24 horas diárias, durante o processo de consolidação dos dados.

Inicialmente, executou-se o comando *Circuit Plot* para verificar a conexão dos pontos dos barramentos, as linhas e os transformadores criados e definidos para a rede. Verificou-se que todos os pontos estavam corretamente definidos e que há compatibilidade com a rede real da UFERSA e o diagrama elaborado para sua representação. A Figura 24 mostra a rede da UFERSA, apresentada pelo *plot* do programa conforme suas coordenadas geográficas (latitude, longitude).

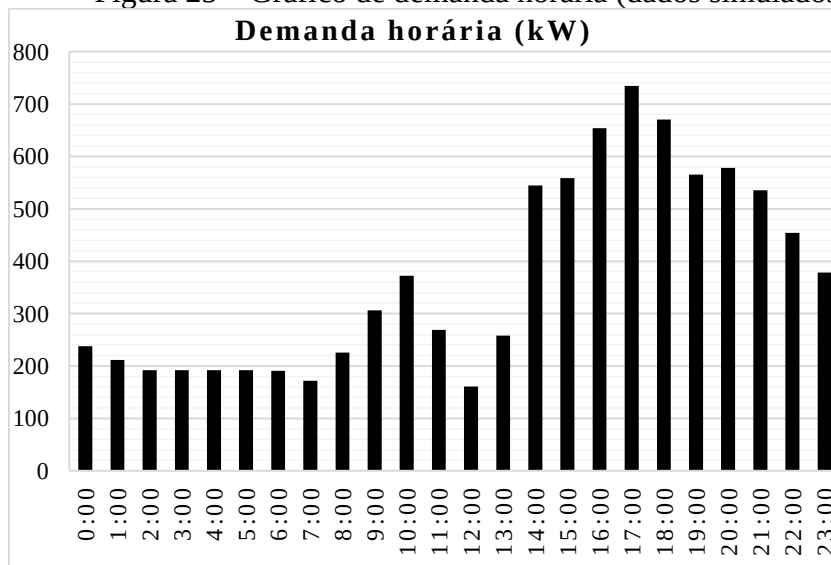
Figura 24 - Rede elétrica da UFERSA (representação OpenDss)



Fonte: Autoria própria, 2025

Nas simulações iniciais utilizou-se da modelagem do sistema base, que inclui as cargas, as linhas, os transformadores, os sistemas fotovoltaicos e demais elementos de rede. Na verificação do modelo, verificou-se a compatibilidade da curva de demanda diária gerada pelo programa com as curvas de carga gerada pela memória de massa (Sistema com geração fotovoltaica - 3.2.2). A Figura 25 mostra a demanda horária obtida por meio da simulação do fluxo de potência no modo *daily* (24h).

Figura 25 – Gráfico de demanda horária (dados simulados)



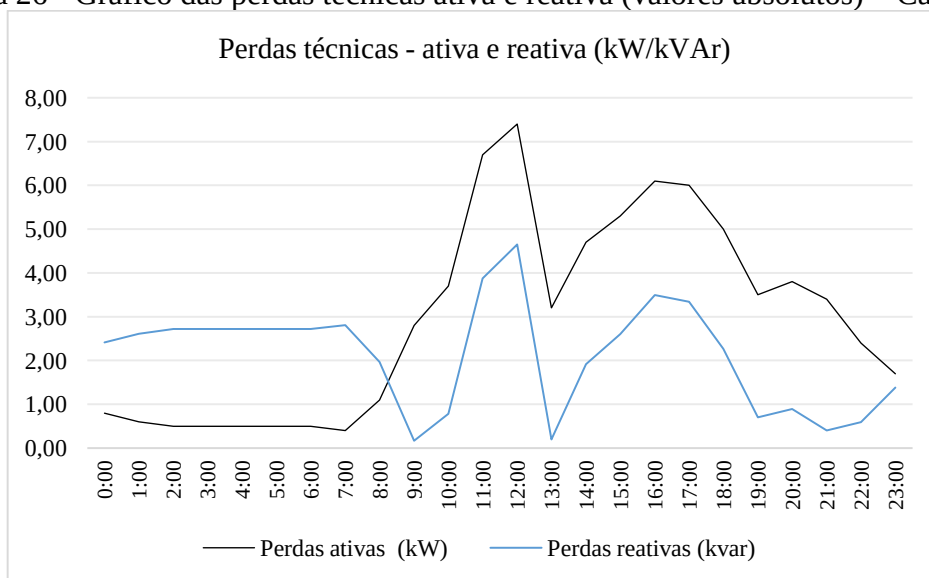
Fonte: Autoria própria, 2025

Verificou-se, portanto, que o modelo apresentou valores de medição muito próximos aos valores apresentados na memória de massa, sendo, portanto, verificada a sua precisão na representação da rede real da UFERSA. Considerando o apresentado, passou-se então a realizar as simulações para a determinação dos parâmetros que serão objeto da avaliação técnica deste trabalho, a saber: perdas técnicas, tensão em regime permanente, demanda horária e carregamento dos condutores.

5.1. Perdas Técnicas

As perdas técnicas foram determinadas a partir da simulação, hora a hora, do fluxo de potência no sistema. Foram então gerados os dados de perdas elétricas ativas e reativas para os elementos do sistema (linhas da rede de média tensão e transformadores) para cada hora do dia. Inicialmente, foi realizado o fluxo de potência para a rede sem os sistemas de armazenamento, apenas a rede real associada aos sistemas fotovoltaicos. A partir da obtenção das perdas, foram elaborados dois gráficos referentes às perdas em valores absolutos e relativos (percentuais). Estes podem ser vistos nas Figuras 26 e 27.

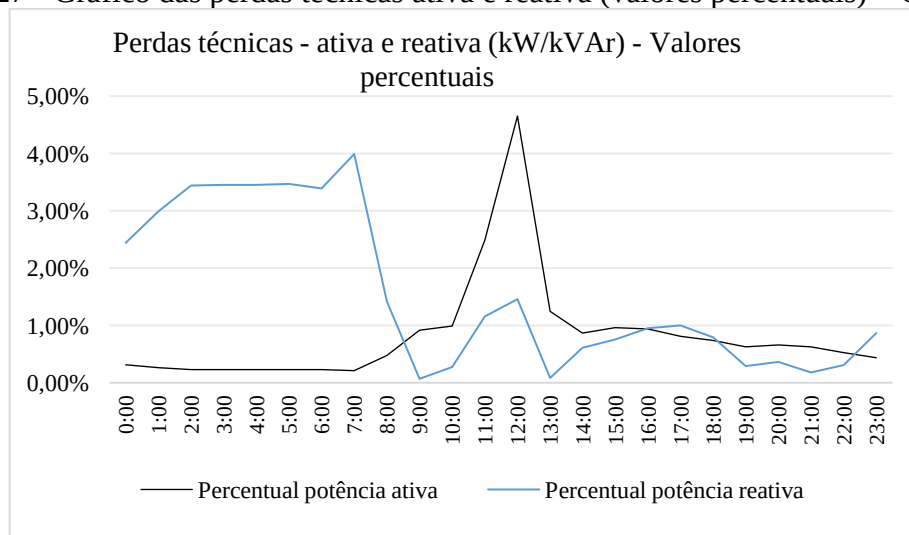
Figura 26 - Gráfico das perdas técnicas ativa e reativa (valores absolutos) – Caso base



Fonte: Autoria própria, 2025

Por meio do gráfico apresentado na Figura 26, observou-se que as perdas reativas são superiores às perdas ativas nos períodos em que há menor carregamento dos transformadores, devido ao efeito magnético em seu interior. Com o aumento das cargas no início da manhã, ocorre uma redução nas perdas reativas. As perdas ativas e reativas passam a aumentar seu valor absoluto conforme o aumento de demanda das cargas e presença das usinas de geração de energia fotovoltaica. Entretanto, é necessário destacar que em valores percentuais as perdas reativas apresentaram uma redução, uma vez que a presença das usinas fotovoltaicas, que possuem fator de potência superior ao das cargas, aumenta o fator de potência do sistema como um todo. A descrição horária com os valores exatos das perdas em linhas e transformadores (absolutos e percentuais) para os respectivos horários poderá ser visualizada no Apêndice C.1 – PERDAS TÉCNICAS ATIVAS E REATIVAS.

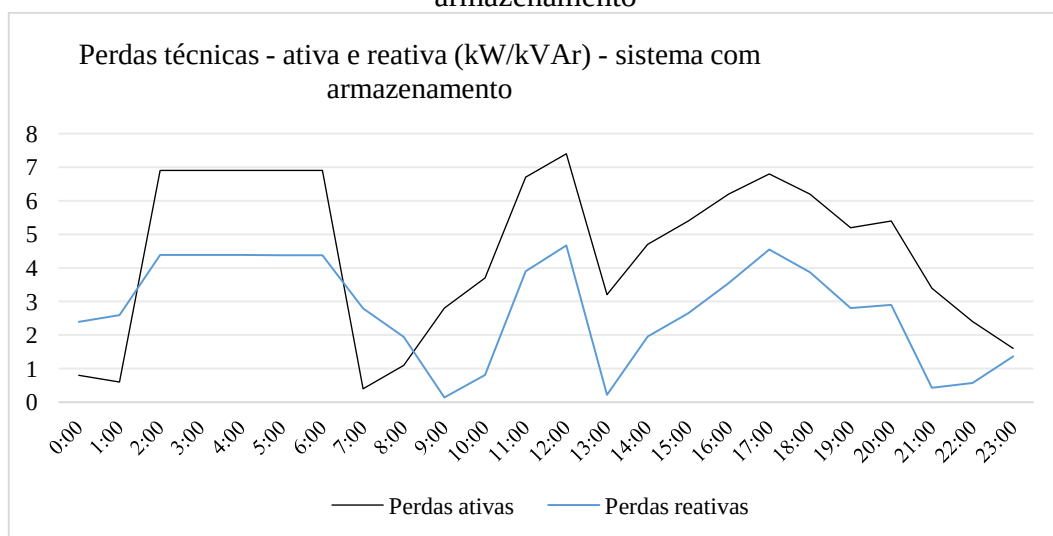
Figura 27 - Gráfico das perdas técnicas ativa e reativa (valores percentuais) – Caso base



Fonte: Autoria Própria, 2025

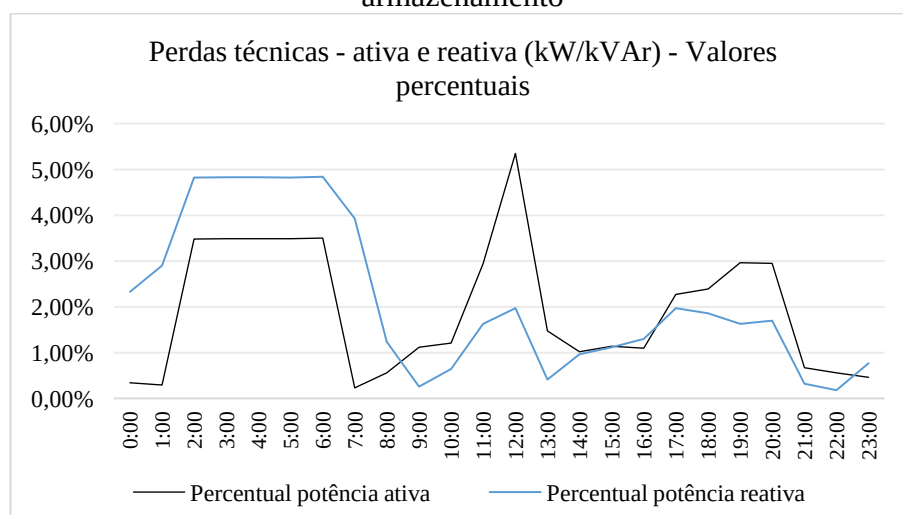
Após a elaboração dos gráficos relativos às perdas técnicas para o sistema base (sem armazenamento), foi realizada a simulação da rede com a presença das baterias. Conforme descrito anteriormente, o horário de carga é das 2:00 às 6:00 e o horário de descarga das 17h às 21h. A partir da execução dos fluxos horários de potência e dos dados de perdas obtidos, foram elaborados gráficos semelhantes aos anteriores, para avaliação deste parâmetro.

Figura 28 - Gráfico das perdas técnicas ativa e reativa (valores absolutos) – com armazenamento



Fonte: Autoria Própria, 2025

Figura 29 - Gráfico das perdas técnicas ativa e reativa (valores percentuais) – com armazenamento



Fonte: Autoria própria, 2025

No intervalo horário das 2h às 6h, durante a operação de carga, notou-se que houve um aumento das perdas técnicas ativa e reativa (valores absolutos e percentuais) tanto nas linhas como nos transformadores, em decorrência do crescimento da demanda para o horário. Entretanto, se comparado ao sistema sem armazenamento, após a conexão das baterias as perdas

ativas superaram as reativas em valor absoluto, em decorrência especialmente do aumento do carregamento dos transformadores.

No intervalo das 17h às 21h, durante a operação de descarga, foi possível observar uma tendência de redução das perdas técnicas ativas nas linhas, justificado pelo fato de parte da energia descarregada ser consumida nas cargas próximas ao armazenamento. Entretanto, ocorreu um aumento destas perdas nos transformadores, uma vez que há perdas de transformação no despacho da energia armazenada. Em decorrência dos fatores supracitados, também ocorreu um leve aumento (em torno de 1%) das perdas reativas.

O horário em que não há operações de carga e descarga praticamente não apresentou alterações nos valores de perdas absolutas e relativas (ativas e reativas) para o sistema base e com armazenamento. As pequenas alterações se dão em razão do pequeno aumento de demanda para o sistema com armazenamento.

Neste sentido, é importante destacar que este pequeno aumento se deve pelo fato de que, na modelagem padrão dos sistemas de armazenamento para o OpenDss, considera-se que 1% da capacidade nominal de potência do conjunto de baterias corresponde às perdas em repouso do sistema. Estas representam a energia necessária para os controles internos, aquecedores, resfriadores, etc., que tem por finalidade a manutenção das temperaturas adequadas da bateria. Este elemento é modelado como uma impedância constante em paralelo com o sistema de energia. (EPRI, 2016)

Para os casos analisados as médias horárias de perdas foram de 0,83% e 1,28% de perdas ativas para o sistema base e com armazenamento, respectivamente. Já as perdas reativas foram de 1,55% e 1,99% para estes mesmos sistemas. Comparando estas perdas com a Nota Técnica nº 0028/2023 – SRD/ANEEL, que versa sobre o cálculo de perdas técnicas calculadas e disponibilizadas pela COSERN, que foram 2,57% para o trecho de rede MT em relação ao montante total de energia. Este fato demonstra que as perdas para ambos os sistemas demonstram ser compatíveis com redes de distribuição.

5.2. Tensão em regime permanente

A variação de tensão em regime permanente foi escolhida como parâmetro para análise técnica neste trabalho em decorrência do fato de que redes elétricas com a presença de fontes de geração fotovoltaica (pico de geração não coincidente com o pico de carga) podem apresentar alterações no perfil de tensão causadas pelo fluxo reverso de potência, especialmente em redes com alto nível de penetração de MMGD.

Para as análises técnicas da tensão em regime permanente, será utilizado como base o Módulo 8 do PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional) que versa sobre a qualidade de energia elétrica e prevê este parâmetro como um dos fatores a serem usados como referência para as concessionárias na rede de distribuição. Desta maneira, a avaliação e classificação dos limites de tensão com relação a tensão de referência seguirá o previsto na Tabela 6.

Tabela 6 - Classificação dos limites de tensão para média e baixa tensão

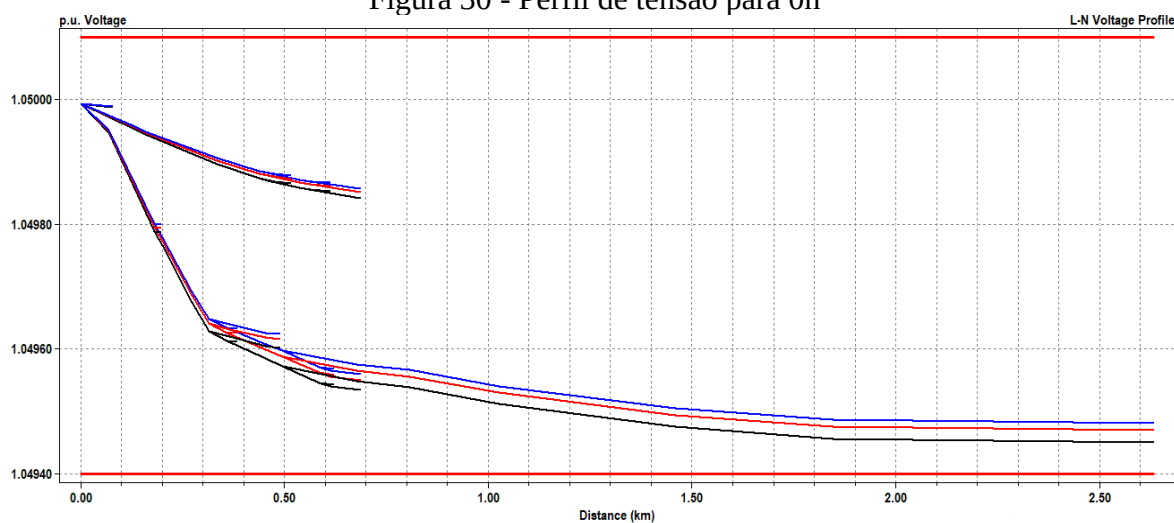
Tensão Nominal superior a 2,3 kV e inferior a 69 kV	
Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de variação da Tensão de Leitura (TL) em relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,93 \leq TL \leq 1,05 TR$
Precária	$0,90 \leq TL < 0,93 TR$
Crítica	$TL < 0,90 TR$ ou $TL > 1,05 TR$
Tensão Nominal igual ou inferior a 2,3 kV (380/220)	
Adequada	$(350 \leq TL \leq 399) / (202 \leq TL \leq 231)$
Precária	$(331 \leq TL < 350$ ou $399 < TL \leq 403) / (191 \leq TL < 202$ ou $231 < TL \leq 233)$
Crítica	$(TL < 331$ ou $TL > 403) / (TL < 191$ ou $TL > 233)$

Fonte: Adaptado de ANEEL (2021)

A elaboração dos perfis de tensão também seguiu o padrão de simulação horária dos fluxos de potência. A plotagem dos gráficos utilizou-se da interface própria do software (GUI) e o parâmetro de tensão é representada em p.u. em função da distância relativa ao terminal 1 da linha “EntradaUFERSA”. É importante destacar que as simulações foram feitas por hora específica, e neste tópico apenas serão mostrados alguns horários específicos, uma vez que em várias horas do dia as curvas são muito semelhantes em valores e perfis.

Os primeiros resultados apresentados (Figuras 30 a 34) referem-se ao sistema base, sem armazenamento.

Figura 30 - Perfil de tensão para 0h

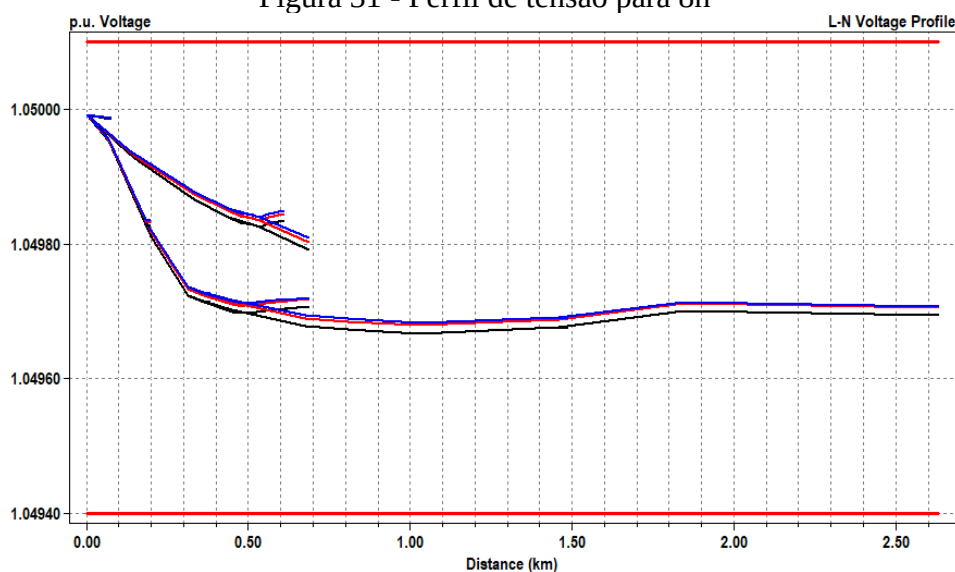


Fonte: Autoria Própria, 2025

As curvas nas cores azul, vermelha e preta representam cada fase da rede e cada trecho e derivação é plotada em relação a sua distância do alimentador. Conforme é mostrado no Apêndice A.1 – DIAGRAMA UNIFILAR DA UFERSA. No diagrama da UFERSA, há vários trechos e ramais nos primeiros 500 metros, por isso há algumas curvas que se sobrepõem e tem valores próximos.

A tendência da curva se mantém a mesma entre os horários da 0h até 7h, até o horário das 8h, quando há um aumento da geração fotovoltaica. Neste caso ocorre uma elevação de tensão nos barramentos de média tensão às quais estão interligadas algumas usinas. A Figura 31 mostra o perfil de tensão das 8h da manhã.

Figura 31 - Perfil de tensão para 8h

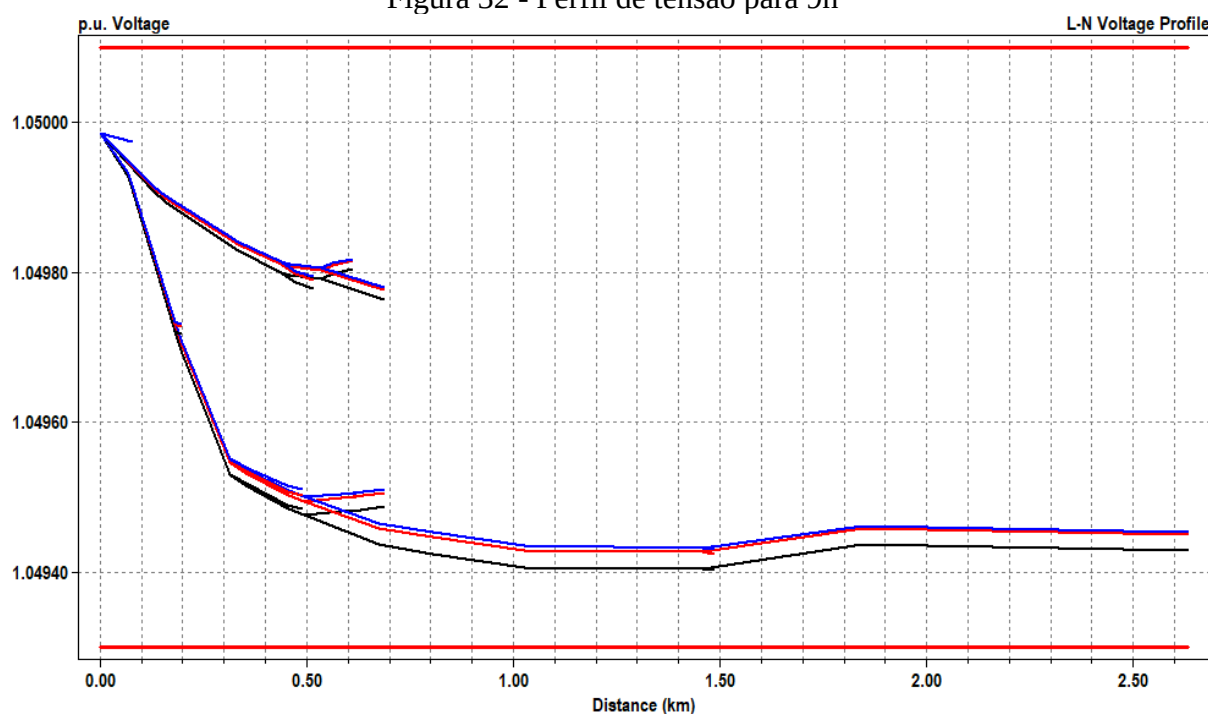


Fonte: Autoria própria, 2025

Para este horário houve especificamente a elevação no perfil de tensão nos barramentos aos quais estão vinculadas as subestações associadas aos seguintes sistemas fotovoltaicos: bus_MT09 (usina Mossoró 06), bus_MT10 (usina Mossoró 05), Bus_MT19_2 (ramal comum para as usinas Mossoró 7, 8 e 9) e o bus_MT22_1 (barramento que precede trecho de média tensão onde encontra-se a Usina Mossoró 11, de maior geração do lado leste).

Já no horário das 9 horas da manhã, ocorreu a mesma tendência do horário das 8h. entretanto, devido a entrada em operação de um volume maior de cargas, identificou-se uma maior queda de tensão nos alimentadores. Foi possível observar que a tensão nos alimentadores chegou ao nível de 1,0494 p.u. A Figura 32 mostra a tendência para o horário.

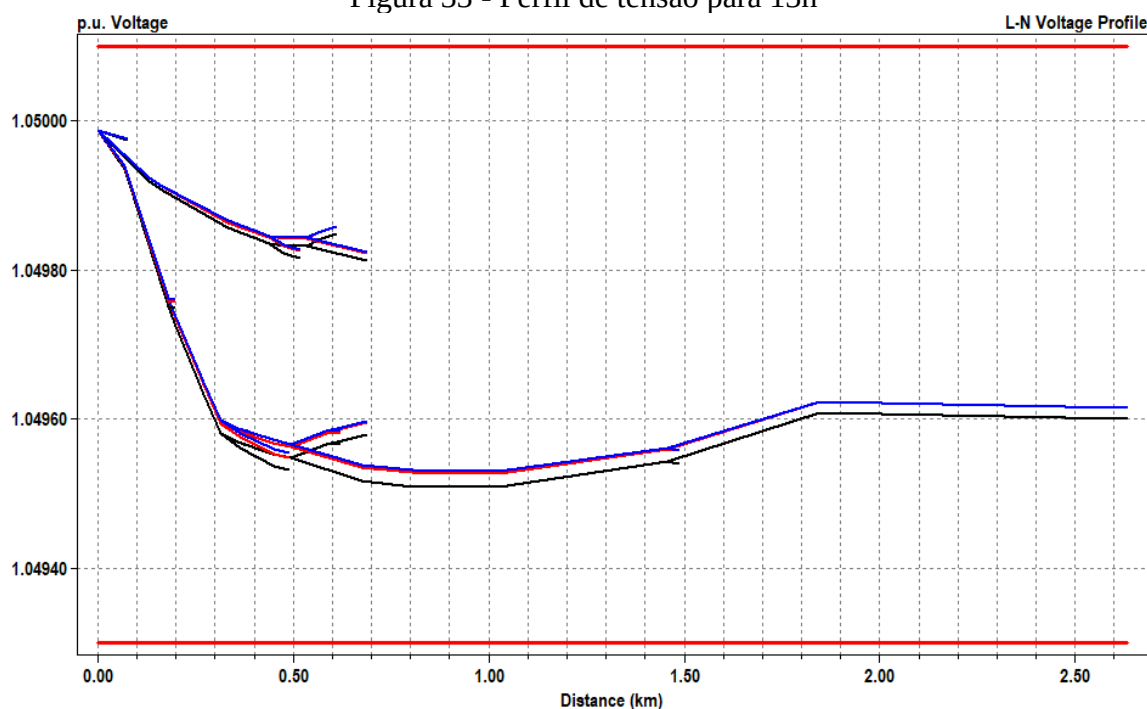
Figura 32 - Perfil de tensão para 9h



Fonte: Autoria própria, 2025

A tendência segue o mesmo padrão até às 13h, horário de maior desequilíbrio geração-carga, onde observa-se maior elevação de tensão nos alimentadores. A Figura 33 mostra o perfil de tensão para este horário.

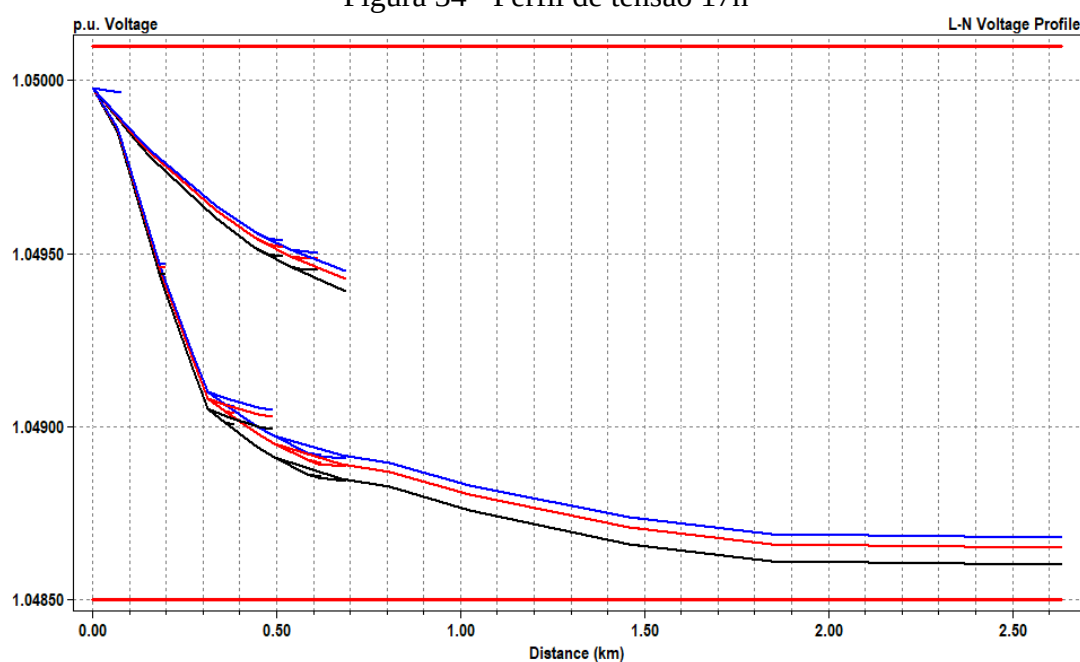
Figura 33 - Perfil de tensão para 13h



Fonte: Autoria própria, 2025

O horário das 17h, em que ocorre a maior demanda medida na memória de massa (ver Figura 17 - Curva de demanda típica da UFERSA (semana)), é o horário em que se observa a maior queda de tensão nos alimentadores. Entretanto, identificou-se que mesmo neste horário a queda de tensão não ultrapassa os limites considerados adequados de acordo com o Módulo 8 do PRODIST. A Figura 34 mostra o perfil de tensão para o horário.

Figura 34 - Perfil de tensão 17h



Fonte: Autoria própria, 2025

Os demais horários seguem perfil de tensão muito semelhante ao comportamento observado às 17h, sempre dentro dos limites operacionais adequados.

Uma vez que as elevações de tensão ocorreram particularmente nos horários de maior geração fotovoltaica, adicionou-se um elemento monitor no terminal 2 dos transformadores que possuem usina fotovoltaica associada, para observar o perfil de tensão horária sob a presença das respectivas gerações. A partir das simulações realizadas, foram identificadas violações de tensão (tensão crítica) em 4 das 11 subestações, as quais são descritas na Tabela 7.

Tabela 7 - Violação de tensão em usinas fotovoltaicas da UFERSA

Usina	Subestação	Nível máximo de tensão	Horários de violação
Mossoró 05	S03T16	1,0540 p.u.	11h às 12h
Mossoró 06	S03T15	1,0540 p.u.	11h às 12h
Mossoró 07	S03T08	1,0555 p.u.	11h às 13h
Mossoró 11	S05T05	1,0600 p.u.	11 às 13h

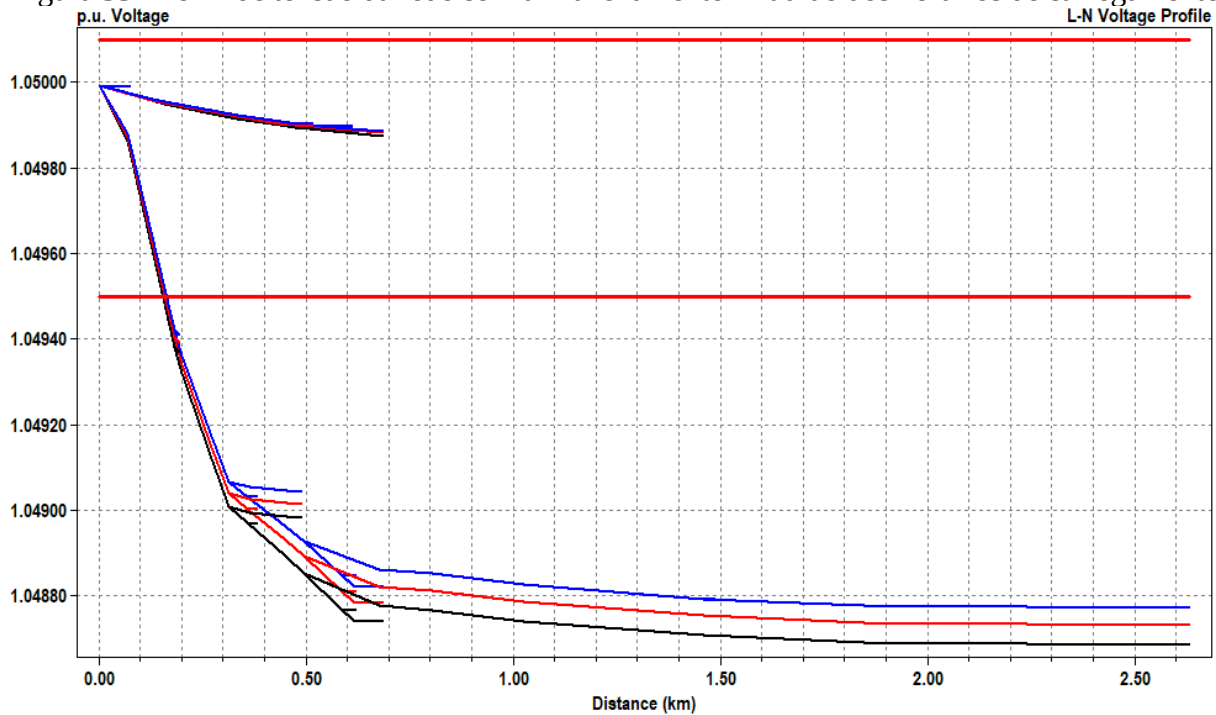
Fonte: Autoria Própria, 2025

A partir da análise dos resultados apresentados, observa-se que os maiores níveis de violação de tensão ocorrem nos pontos onde há os maiores desequilíbrios entre geração de demanda das cargas. Este fato pode gerar um fluxo inverso de potência na rede (em determinado ponto específico ou na saída da usina) e conseqüentemente uma elevação de tensão no ponto de conexão. Os gráficos de tensão das usinas fotovoltaicas da UFERSA são apresentados no Apêndice C.2 – PERFIS DE TENSÃO DAS USINAS FOTOVOLTAICAS.

Com relação à simulação dos sistemas com armazenamento, foram realizados os fluxos de potência para o sistema seguindo os mesmos padrões diários do sistema base. Para os horários nos quais não havia operações de carga ou descarga, não houve alteração do perfil de tensão em relação ao padrão apresentado nas Figura 30, Figura 31, Figura 32 e Figura 33.

No horário destinado à recarga dos sistemas de armazenamento, das 2h às 6h, observou-se uma queda de tensão mais acentuada nos alimentadores. Contudo, em todos os ramais o nível de tensão encontra-se dentro dos limites operacionais considerados adequados.

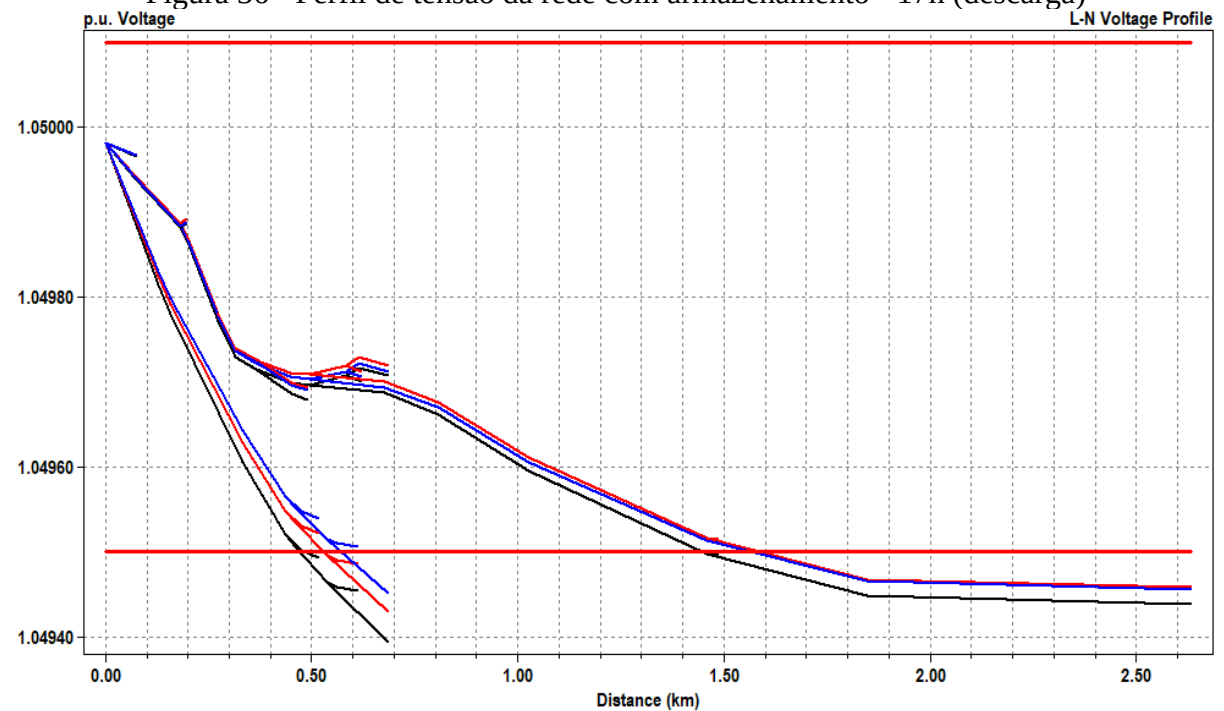
Figura 35 - Perfil de tensão da rede com armazenamento - Padrão dos horários de carregamento



Fonte: Autoria própria, 2025.

No intervalo horário destinado às operações de descarga já foi possível observar uma variação no perfil de tensão. O horário de início das operações de descarga, às 17 horas, apresentou uma pequena elevação de tensão nos ramais de média tensão que possuem sistemas de armazenamento vinculado. A Figura 36 mostra o perfil de tensão para este horário.

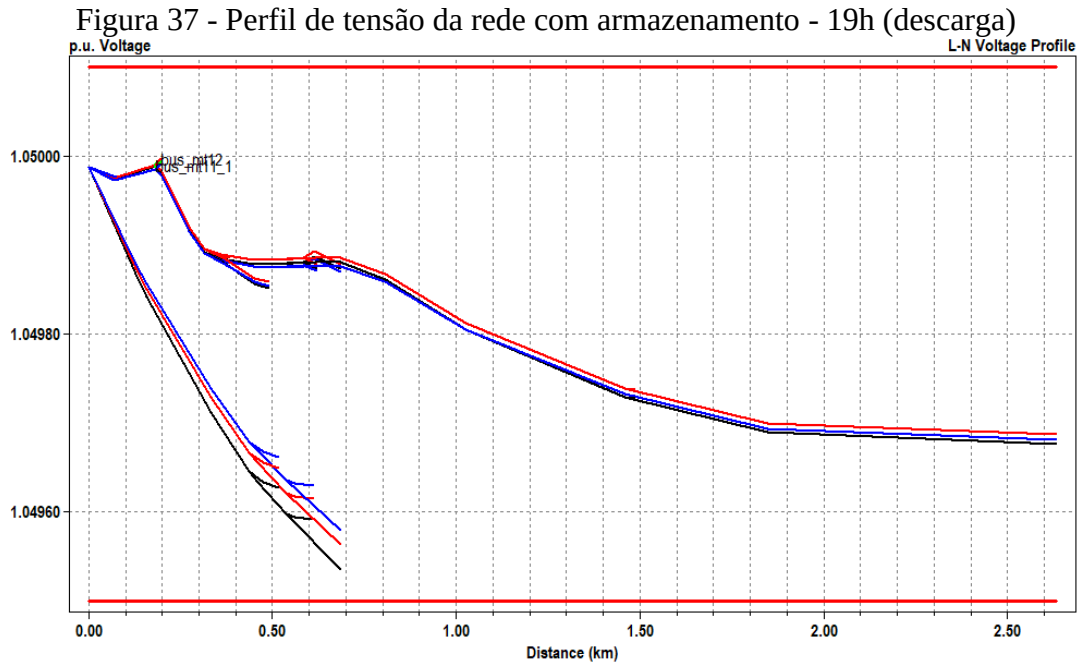
Figura 36 - Perfil de tensão da rede com armazenamento - 17h (descarga)



Fonte: Autoria própria, 2025

Os ramais bus_MT12 (BESS 1), bus_MT19_2 (Ramal próximo a BESS 4), bus_MT27 (BESS 4) apresentaram elevação de tensão. Todavia, para o referido horário, ainda apresentaram níveis classificados como adequados.

Para o horário das 19h, no qual a demanda de potência é um pouco inferior ao horário das 17h, verificou-se que o barramento bus_MT12 apresentou tensão de 1,05 p.u., o limite máximo do considerado adequado, conforme mostrado na Figura 37.



Fonte: Autoria própria, 2025

Uma vez que as elevações de tensão ocorreram particularmente em alguns horários de descarga das baterias, adicionou-se um elemento monitor no terminal 2 (baixa tensão) dos transformadores que possuem BESS, para observar o perfil de tensão horária sob a presença dos respectivos armazenamentos. Para a plotagem do perfil de tensão completo a partir da 0h, foi realizada uma simulação de 48h. Foi adotado este critério porque para o OpenDss, a primeira operação de carga só ocorre após 24h, então os resultados do sistema com armazenamento necessitam ser simulados em um período de 48h. A partir das simulações realizadas, foram identificadas violações de tensão (tensão crítica) em alguns BESS, conforme Tabela 8.

Tabela 8 - Violação de tensão (sistemas de armazenamento)

BESS	Subestação	Nível máximo de tensão	Horários de violação
BESS 1	S03T03	1,051 p.u.	17h às 20h
BESS 2	S03T04	1,055 p.u.	17h às 20h
BESS 3	S04T03	1,057 p.u.	17h às 20h
BESS 4	S03T07	1,053 p.u.	17h às 20h
BESS 5	S05T01	1,055 p.u.	17h às 20h

Fonte: Autoria Própria, 2025

A partir da análise dos resultados apresentados, observa-se que os maiores níveis de violações de tensão ocorrem nos pontos onde há o maior desequilíbrio entre energia injetada pelo armazenamento e cargas. Os gráficos referente às simulações dos perfis de tensão na saída das unidades de armazenamento são apresentados no Apêndice C.3 – PERFIS DE TENSÃO DOS SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO.

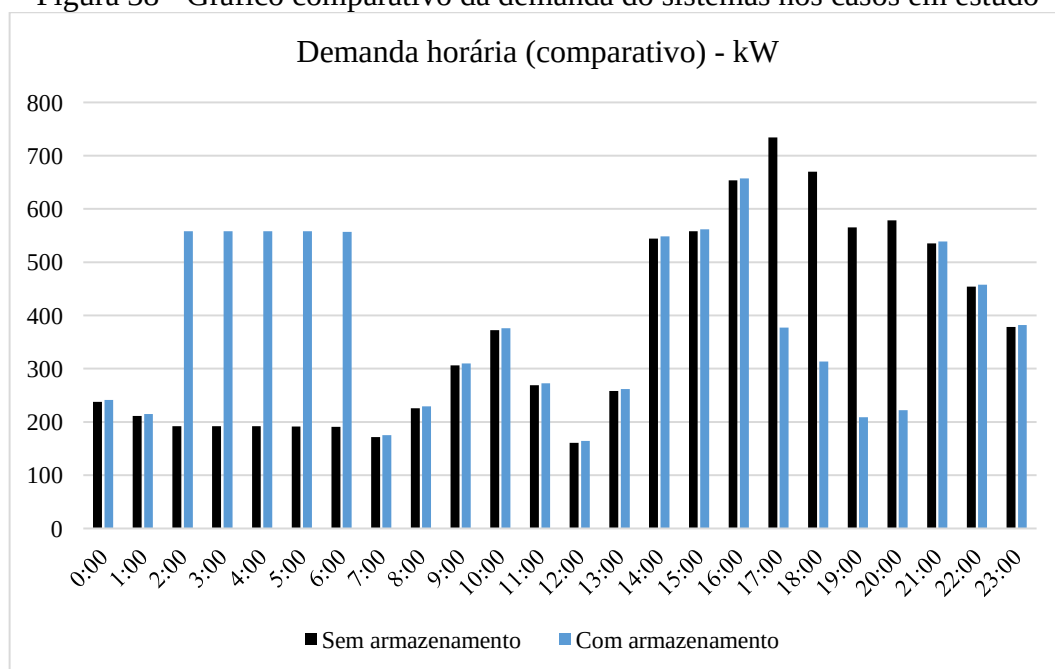
5.3. Demanda horária

Conforme descrito no tópico Etapas da pesquisa a demanda horária é outro parâmetro analisado nesta pesquisa, pois tem a finalidade de verificar a potencialidades de aplicação dos sistemas de armazenamento na redução dos picos de demanda (*peak-shaving*), particularmente nos horários de ponta (17h30 às 20h30).

Nesta análise técnica, foi realizada a simulação do sistema base com a presença dos sistemas fotovoltaicos e posteriormente com a presença dos cinco sistemas de armazenamento operando simultaneamente. Com o auxílio do elemento *Monitor* fixado ao terminal de entrada *SourceBus* e, a partir da utilização da função *Export*, foi realizada a medição e extração dos dados de potência no ponto correspondente à medição da concessionária.

A simulação foi realizada no modo *daily* para ambos os casos e, após a coleta dos dados foi gerado um gráfico contendo os dados de medição de demanda horária total dos dois sistemas, para auxiliar na comparação dos resultados. A Figura 38 mostra o gráfico comparativo da demanda simulada.

Figura 38 - Gráfico comparativo da demanda do sistemas nos casos em estudo



Fonte: Autoria própria, 2025

Inicialmente, é importante destacar que em todos os horários, mesmo naqueles em que não haviam operações de carga e descarga, houve um pequeno aumento nas medidas de demanda, uma vez que a modelagem padrão dos sistemas de armazenamento para o OpenDss considera cerca de 1% da capacidade nominal de potência do conjunto de baterias correspondente às perdas em repouso do sistema, conforme descrito no Perdas Técnicas.

Por meio da comparação dos gráficos, verifica-se que o para o sistema com armazenamento, no horário compreendido entre 2:00 e 6:00 da manhã houve um aumento considerável na demanda de potência ativa durante a operação de carregamento. Já no período de maior demanda, compreendido entre 17h e 20h ocorreu uma diminuição significativa na potência horária, conforme descrito na Tabela 9.

Tabela 9 - Comparativo da redução da demanda no horário de ponta

Horário	Demanda sem armazenamento (kW)	Demanda com armazenamento (kW)	Percentual de redução
17:00	734,40	377,40	48,61 %
18:00	670,22	313,46	53,23 %
19:00	565,15	208,63	63,08 %
20:00	578,35	221,99	61,62%

Fonte: Autoria Própria, 2025

A partir da análise comparativa apenas no parâmetro demanda para ambos os sistemas, verifica-se que o armazenamento dimensionado possui a capacidade de redução média da demanda na ponta em torno de 56%, o equivalente a 356 kW por hora quando considerado as perdas de transformação. As tabelas referentes às medidas de demanda de ambos os são apresentadas no Apêndice C.4 – DADOS DE DEMANDA HORÁRIA.

5.4. Carregamento dos condutores

Considerando que a alta penetração da geração fotovoltaica e a presença de sistemas de armazenamento podem causar um aumento no carregamento dos condutores e dos transformadores conectados à rede de média tensão este também foi outro parâmetro utilizado na análise técnica.

A taxa de carregamento dos condutores é representada pela relação entre a corrente em cada ponto analisado na rede e a máxima corrente tolerada no cabo (correntes normal e emergencial, conforme dados nos arquivos *Linecodes* e *Wiredata*). A taxa de carregamento dos transformadores também será apresentada como a relação entre as correntes máximas admissíveis em seu terminal primário.

Seguindo o padrão das simulações anteriores, foi realizado inicialmente a obtenção de dados do sistema base (sem baterias). Cumpre destacar que para este sistema, em todos os horários e todos os trechos de alimentadores e transformadores, não houve carregamento superior às correntes admissíveis para estes elementos. Com a finalidade de apresentar apenas os horários de maior demanda, foram escolhidos horários específicos dos turnos da manhã, tarde e noite. Serão mostrados neste tópico apenas os 5 trechos de linha e os 5 transformadores com maior carregamento. Os demais trechos possuem a representação completa no Apêndice C.5 – CARREGAMENTO DOS CONDUTORES E TRANSFORMADORES

A Tabela 10 faz uma representação parcial dos elementos com maior carregamento para o horário das 10h, maior demanda de referência do horário da manhã.

Tabela 10 - Carregamento de condutores e transformadores - sistema base - 10h

ELEMENTO	TERMINAL	I _{FASE} (A)	%I _{NORMAL}	%I _{EMERGENCIAL}
TRANSFORMER.S04T02	1	1,425	41,28	30,28
TRANSFORMER.S03T02	1	0,9386	27,19	19,94
TRANSFORMER.S03T01	1	1,8297	26,51	19,44
TRANSFORMER.S03T13	1	0,9074	26,29	19,28
TRANSFORMER.S03T12	1	0,88057	25,51	18,71
LINE.L14	1	10,512	7,51	5,78
LINE.L16	1	9,4091	6,73	5,17
LINE.L17	1	8,3027	5,94	4,57
LINE.L18	1	7,9015	5,65	4,35
LINE.L13	1	10,119	4,22	3,25

Fonte: Autoria própria, 2025

A Tabela 11 faz uma representação parcial dos elementos com maior carregamento para o horário das 17h, maior demanda de referência do horário da tarde.

Tabela 11 - Carregamento de condutores e transformadores - sistema base - 17h

ELEMENTO	TERMINAL	I _{FASE} (A)	%I _{NORMAL}	%I _{EMERGENCIAL}
TRANSFORMER.S04T02	1	1,6922	49,03	35,95
TRANSFORMER.S03T02	1	1,4469	41,92	30,74
TRANSFORMER.S03T12	1	1,0762	31,18	22,87
TRANSFORMER.S03T13	1	1,0587	30,67	22,49
TRANSFORMER.S03T01	1	1,9088	27,65	20,28
LINE.L14	1	16,408	11,73	9,02
LINE.L16	1	14,928	10,67	8,21
LINE.L17	1	13,659	9,76	7,51
LINE.L18	1	12,286	8,78	6,75
LINE.ENTRADAUFERSA	1	32,088	8,02	5,35

Fonte: Autoria própria, 2025

A Tabela 12 faz uma representação parcial dos elementos com maior carregamento para o horário das 20h, maior demanda de referência do horário da tarde.

Tabela 12 - Carregamento de condutores e transformadores - sistema base - 20h

ELEMENTO	TERMINAL	I _{FASE} (A)	%I _{NORMAL}	%I _{EMERGENCIAL}
TRANSFORMER.S04T02	1	1,6468	47,71	34,99
TRANSFORMER.S03T08	1	1,0768	31,2	22,88
TRANSFORMER.S03T12	1	0,85002	24,63	18,06
TRANSFORMER.S03T13	1	0,79627	23,07	16,92
TRANSFORMER.S03T02	1	0,72995	21,15	15,51
LINE.L14	1	14,56	10,41	8
LINE.L16	1	13,581	9,71	7,47
LINE.L17	1	12,474	8,92	6,86
LINE.L18	1	11,024	7,88	6,06
LINE.L13	1	15,289	6,37	4,9

Fonte: Autoria própria, 2025

Foi realizado posteriormente a simulação do sistema com armazenamento. Para este caso, serão mostrados os horários referentes às operações de carga (horário 2h) e 17h (descarga). A Tabela 13 faz uma representação parcial dos elementos com maior carregamento para o horário das 2h, um dos horários de operação de carregamento.

Tabela 13 - Carregamento de condutores e transformadores - sistema com armazenamento - 2h

ELEMENTO	TERMINAL	I _{FASE} (A)	%I _{NORMAL}	%I _{EMERGENCIAL}
TRANSFORMER.S04T03	1	1,8267	52,92	38,81
TRANSFORMER.S05T01	1	3,6451	52,8	38,72
TRANSFORMER.S03T07	1	3,607	52,25	38,32
TRANSFORMER.S03T03	1	3,6047	52,22	38,29
TRANSFORMER.S03T04	1	3,4287	49,67	36,42
LINE.L14	1	19,275	13,77	10,6
LINE.L16	1	15,677	11,2	8,62
LINE.L17	1	12,263	8,77	6,74
LINE.L18	1	11,823	8,45	6,5
LINE.L13	1	19,495	8,13	6,25

Fonte: Autoria própria, 2025

Semelhantemente, realizando a simulação do sistema com armazenamento para o horário das 17h, no qual há operação de descarga, a Tabela 14 descreve os elementos com maior carregamento.

Tabela 14 - Carregamento de condutores e transformadores - sistema com armazenamento - 17h

ELEMENTO	TERMINAL	I _{FASE} (A)	%I _{NORMAL}	%I _{EMERGENCIAL}
TRANSFORMER.S04T02	1	1,6911	49	35,93
TRANSFORMER.S03T02	1	1,4469	41,92	30,74
TRANSFORMER.S03T07	1	2,3798	34,47	25,28
TRANSFORMER.S03T12	1	1,0762	31,18	22,87
TRANSFORMER.S03T13	1	1,0587	30,67	22,49
LINE.L17	1	7,4269	5,31	4,08

LINE.L2	1	12,332	5,14	3,95
LINE.L14	1	7,1364	5,1	3,92
LINE.ENTRADAUFERSA	1	20,041	5,01	3,34
LINE.L16	1	6,9402	4,96	3,82

Fonte: Autoria própria, 2025

Conforme descrito anteriormente, não houve carregamento superior às correntes admissíveis para estes elementos em nenhum horário do dia, para ambos os cenários. As demandas horárias do sistema base, mesmo sob a geração fotovoltaica, não geraram sobrecorrentes em nenhum trecho de alimentador ou transformador associado.

Para as simulações do sistema com armazenamento, notou-se que em decorrência das operações de carga das baterias, os cinco transformadores com maior carregamento passaram a ser aqueles como os sistemas BESS associados, entretanto, ainda dentro dos limites operacionais. Nas operações de descarga, os limites ainda se mantiveram, demonstrando a capacidade de infraestrutura do sistema em absorver esta potência.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho realizou a modelagem e implementação de um código para simulação computacional, no *software* OpenDss, de uma rede elétrica real baseada no Campus Leste da UFERSA. A partir da construção de modelos dos elementos de rede seguindo linguagem própria do programa, foi realizado um estudo técnico desta rede sob a presença de usinas fotovoltaicas e sistemas de armazenamento. Esta avaliação técnica teve por finalidade compreender as implicações técnicas de Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) em uma rede real sob a perspectiva das perdas técnicas, tensão em regime permanente, demanda e carregamento dos condutores.

Com relação às perdas elétricas para o sistema base, identificou-se que as perdas reativas superam as perdas ativas nos horários de baixo carregamento dos transformadores, apresentando alto valor percentual. Nos horários em que há geração fotovoltaica, observou-se a manutenção dos valores de perdas ativas nas linhas (mesmo com o aumento da demanda das cargas) e um aumento de perdas nos transformadores, sendo crescente proporcionalmente ao perfil das cargas. Com relação as perdas reativas percentuais para estes horários, foi percebida uma redução em decorrência da geração FV, uma vez que estas possuem fator de potência superior ao das cargas, aumentando o fator de potência do sistema como um todo.

Para o sistema com armazenamento, nas operações de carga, notou-se um aumento das perdas técnicas ativa e reativa (valores absolutos e percentuais) tanto nas linhas como nos transformadores, em decorrência do crescimento da demanda para o horário. Já nas operações de descarga, foi identificada uma tendência de redução das perdas técnicas ativas nas linhas, justificado pelo fato de parte da energia descarregada ser consumida nas cargas próximas ao armazenamento. Entretanto, ocorreu um aumento destas perdas nos transformadores, uma vez que houve perdas de transformação no despacho da energia armazenada. Em decorrência dos fatores supracitados, também ocorreu um leve aumento (em torno de 1%) das perdas reativas.

As médias horárias de perdas ativas foram de 0,83% no sistema base e 1,28% com armazenamento, enquanto as perdas reativas foram de 1,55% e 1,99%, respectivamente. Comparadas às perdas técnicas de 2,57% para redes de média tensão, conforme a Nota Técnica nº 0028/2023 da ANEEL, esses valores mostram que as perdas dos sistemas analisados são compatíveis com redes de distribuição.

Com relação ao parâmetro tensão em regime permanente, a análise utilizou como base o Módulo 8 do PRODIST. Para o caso base, foi observada a tendência de queda neste parâmetro

conforme o aumento da distância em relação ao alimentador principal para todos os horários simulados. Já nos horários em que há geração fotovoltaica, verificou-se a ocorrência de elevação de tensão nos barramentos de média tensão às quais estão interligadas algumas usinas. A análise mostrou ainda algumas violações de tensão nos pontos onde ocorrem onde há maior desequilíbrio entre geração e demanda, podendo causar fluxo inverso de potência e elevação de tensão no ponto de conexão.

No caso dos sistemas com armazenamento, o perfil de tensão durante o horário de carga, das 2h às 6h, apresentou uma queda mais acentuada nos alimentadores. No entanto, em todos os ramais, os níveis de tensão permaneceram dentro dos limites operacionais adequados. Durante o período destinado às operações de descarga, foi possível identificar uma variação no perfil de tensão. No início dessas operações, às 17 horas, observou-se uma leve elevação de tensão nos ramais de média tensão que possuem sistemas de armazenamento vinculados. A partir da verificação da tensão no ponto de conexão dos BESS simulados, constatou-se a violação desse parâmetro, atingindo níveis críticos de tensão (entre 1,051 p.u. e 1,057 p.u.) no período das 17h às 20h. Esses casos ocorreram devido aos elevados níveis de desequilíbrio entre a energia injetada pelas baterias e a demanda das cargas.

Com relação à demanda, a comparação dos gráficos entre o caso base e o sistema com armazenamento, mostrou um aumento considerável na demanda de potência ativa durante a operação de carregamento, no intervalo entre 2h e 6h da manhã. Por outro lado, no período de maior demanda, entre 17h e 20h, ocorreu uma redução significativa na potência horária. Verificou-se ainda que o armazenamento dimensionado foi capaz de reduzir a demanda na ponta em torno de 56%, o equivalente a 356 kW por hora quando considerado as perdas de transformação.

Na perspectiva de carregamento dos condutores, para ambos os cenários analisados e em todos os horários do dia, não houve carregamento superior às correntes admissíveis para estes elementos. As demandas horárias do sistema base, mesmo sob a geração fotovoltaica, não geraram sobrecorrentes em nenhum trecho de alimentador ou transformador associado.

Para as simulações do sistema com armazenamento, notou-se que em decorrência das operações de carga das baterias, os cinco transformadores com maior carregamento passaram a ser aqueles como os sistemas BESS associados, entretanto, ainda dentro dos limites operacionais. Nas operações de descarga, os limites ainda se mantiveram, demonstrando a capacidade de infraestrutura do sistema em absorver a operação do sistema.

Considerando o exposto, a modelagem computacional elaborada nesta dissertação permitiu a implementação de simulações de uma rede elétrica real sob a presença de RED

(sistemas fotovoltaicos e de armazenamento) e avaliação de alguns impactos técnicos destes elementos em parâmetros técnicos da rede. Deste modo, pode permitir o cálculo da rede para diversas condições de carga, geração fotovoltaica e armazenamento, a partir da variação das características da infraestrutura elétrica.

Sob a perspectiva técnica, o sistema de armazenamento dimensionado apresentou capacidade de redução da demanda real (*peak-shaving*) no horário de ponta sem exceder a capacidade operacional dos condutores e transformadores da rede. Também se verificou que na presença desta tecnologia, as perdas técnicas ainda se mantiveram em nível compatíveis com redes de distribuição em média tensão. Entretanto, é fundamental destacar que um possível desequilíbrio gerado entre a energia injetada e a demanda das cargas gerou violação de tensão nos terminais de conexão em baixa tensão dos transformadores em todos os BESS.

Para o sistema base com os sistemas fotovoltaicos, também foi identificado a capacidade operacional da rede em receber a energia despachada pelo sistema nas perspectivas de carregamento dos condutores e transformadores e as perdas técnicas apresentam valores compatíveis com redes de média tensão. Todavia, em algumas das unidades geradoras foi identificado violação de tensão nos terminais secundários dos transformadores.

Por fim, entende-se que há necessidade de adoção de estratégias operacionais com a finalidade de garantir capacidade técnica de aperfeiçoar o funcionamento dos sistemas fotovoltaicos e de armazenamento. Deste modo, é sugerido que sejam realizadas simulações da rede associada a sistemas fotovoltaicos com mecanismos de controle de tensão da rede e controle dos inversores, com a finalidade de maximizar a geração e minimizar as violações de tensão. Outras possibilidades a serem adotadas para o sistema com armazenamento pode incluir a implementação de controles específicos para operação de carga e descarga das baterias que considerem momentos específicos do dia, como o carregamento em picos de geração fotovoltaica.

Desta forma, é fundamental acrescentar que o *software* OpenDss possibilita diversas simulações de rede e ferramentas acessórias para simulação de diversos cenários em redes de distribuição sob a presença de RED. Um exemplo é o modelo *StorageController* e o *InvControl* e implementação de controles como o *Volt-Var* e *Volt-Watt*. Portanto, para trabalhos futuros, sugere-se a atualização dos dados de carga para simulação da rede com dados mais recentes e adoção de outros mecanismos para a rede, com a finalidade de comparar os mesmos parâmetros técnicos sob outras condições operativas. Outros estudos também podem incluir a alocação ótima de sistemas fotovoltaicos e de armazenamento, estudos de limites operacionais de inserção de RED e impactos da implantação de estações de carregamento de carros elétricos,

por exemplo. Outros estudos também podem incluir a ampliação do sistema para contemplar a rede de baixa tensão, possibilitando análises semelhantes também para esta infraestrutura.

7. REFERÊNCIAS

ABSOLAR - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA (São Paulo). **Panorama da solar fotovoltaica no Brasil e no mundo**. 2022. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em: 08 dez. 2022.

ALVES, Mayara das Neves. **Aplicação de Sistemas de Armazenamento de Energia em redes de distribuição com elevada penetração de Geração Solar Fotovoltaica Distribuída**. 2020. 94 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Coppe, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2020.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Módulo 8 – Qualidade da energia elétrica**. 2021. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_prodist_modulo_8_v13.pdf. Acesso em: 17 fev. 2025.

ANEEL, Agência Nacional De Energia Elétrica. **NOTA TÉCNICA Nº 0028/2023-SRD/ANEEL: Análise das contribuições recebidas no âmbito da Consulta Pública nº 003/2023 relativas ao cálculo de perdas na distribuição para a Companhia Energética do Rio Grande do Norte – COSERN**. Brasília, 2023. Disponível em: https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideDocumento=48982&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseR euniao=fase&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp. Acesso em: 16 jan. 2025.

BARBOSA, Fábio Vinícius Brito. **MODELAGEM EM OPENDSS E ESTUDO DE IMPACTO DA IMPLEMENTAÇÃO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO CAMPUS DARCY RIBEIRO DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA**. 2017. 153 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, 2017.

BRASIL. Lei Nº 14.300, de 06 de janeiro de 2022. **Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS); altera as Leis nºs 10.848, de 15 de março de 2004, e 9.427, de 26 de dezembro de 1996; e dá outras providências**. Brasília, DF: Diário Oficial da União, 2022.

CANTANE, Daniel Augusto; ANDO JUNIOR, Oswaldo Hideo; HAMERSCHMIDT, Márcio Biehl. **TECNOLOGIAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA APLICADAS AO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**. São Carlos: Editora Scienza, 2020. 212 p.

CMR Condutores Elétricos. **ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA - condutores de alumínio**. 2024. Disponível em: <https://cmr.ind.br/pdf/especificacao-cabo-aluminio-caa.pdf>. Acesso em: 10 jul. 2024.

COSERN. **Estruturas para Redes de Distribuição Aéreas com Condutores Nus até 36,2 kV**. 2021. Disponível em: <https://www.neoenergia.com/documents/d/rn/dis-nor-018?download=true>. Acesso em: 11 jul. 2024.

CPFL Energia. **Norma Técnica - Projeto de Rede de Distribuição - Cálculo Elétrico**. 2018. Disponível em: https://www.cpfl.com.br/sites/cpfl/files/2021-12/GED-3650%20-%20Projeto%20de%20Rede%20de%20Distribui%C3%A7%C3%A3o%20Condi%C3%A7%C3%B5es%20Gerais_0.pdf. Acesso em: 12 ago. 2023.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. **Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2031: Micro e Minigeração Distribuída & baterias**. 2021. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-607/topico-591/Caderno_MMGD_Baterias_rev2022.pdf

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. MME - Ministério de Minas e Energia. **BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL**. 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-675/topico-638/BEN2022.pdf>. Acesso em: 14 dez. 2022.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética; MME - Ministério de Minas e Energia. **PLANO NACIONAL DE ENERGIA 2050**. Brasília, 2020. 243 p. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-2050>. Acesso em: 11 dez. 2022.

EPE. **SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO EM BATERIAS: APLICAÇÕES E QUESTÕES RELEVANTES PARA O PLANEJAMENTO**. Empresa de Pesquisa Energética - EPE, Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, p. 36, 2019

EPRI. **Introdução ao OpenDSS**. 2016. Disponível em: <https://sourceforge.net/projects/electricdss/>. Acesso em: 26 de junho, 2023.

IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Next Generation Wind and Solar Power**. 2016. Disponível em: https://www.oecd-ilibrary.org/energy/next-generation-wind-and-solar-power_9789264268715-en. Acesso em: 10 dez. 2022.

IRENA - International Renewable Energy Agency (IRENA, 2020). **Renewable Capacity Highlights**. 2020. Disponível em: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Mar/IRENA_RE_Capacity_Highlights_2020.pdf?la=en&hash=B6BDF8C3306D271327729B9F9C9AF5F1274FE30B. Acesso em: 10 dez. 2022.

LOPES, Bruno Marciano; DOS SANTOS, Davi Faúla; UTURBEY, Wadaed. **Análise da viabilidade da integração de sistemas de baterias e fotovoltaicos em um consumidor de média tensão no Brasil**. In: Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS. 2022. p. 1-10.

MAIA, Weliton da; URBANETZ JÚNIOR, Jair. **Configurações e topologias para integração de sistemas de armazenamento por baterias em sistemas fotovoltaicos de microgeração**. In: Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS. 2022. p. 1-10.

MARIANO, Juliana D'angela. **A integração dos sistemas de armazenamento de energia nos sistemas fotovoltaicos: estudo de caso da gestão da energia na UTFPR**. 2021. 260 f. Tese (Doutorado) - Curso de Doutorado em Engenharia Civil, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2021.

MOREIRA, Hermom Leal. **Aplicações da resposta da demanda em redes elétricas inteligentes: uma abordagem para implementação, prototipagem e otimização**. 2021. 254 f. Tese (Doutorado) - Curso de Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade de São Paulo - Usp, São Paulo, 2021.

NREL - National Renewable Energy Laboratory. **The Potential for Energy Storage to Provide Peaking Capacity in California under Increased Penetration of Solar Photovoltaics**. 2018. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/70905.pdf>. Acesso em: 13 out. 2023.

RADATZ, P. R. R. F. **Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software OpenDSS**. 2015. 191 p. Escola Politécnica da USP, São Paulo, 2015.

RADATZ, Paulo Ricardo Radatz de Freitas. **Impacto de funções inteligentes de inversores de sistemas fotovoltaicos na operação de redes de distribuição de energia elétrica**. 2020. 191 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétrica II, Escola Politécnica da USP, São Paulo, 2020.

SANTOS, Felipe Crestani dos; DIAS, Isabela Aguiar; BINOTTO, Jéssica Marques; OTTO, Rodrigo Bueno. **Contextualização dos Sistemas de Armazenamento no Cenário Elétrico Brasileiro**. In: CANTANE, Daniel Augusto; ANDO JUNIOR, Oswaldo Hideo; HAMERSCHMIDT, Márcio Biehl. *Tecnologias de Armazenamento de Energia Aplicadas ao Setor Elétrico Brasileiro*. São Carlos: Editora Scienza, 2020. p. 45-72.

SILVA, Y. F. F. C. e; BORTONI, E. C. **Sistemas de armazenamento de energia elétrica em redes inteligentes: características, oportunidades e barreiras**. *Revista Brasileira de Energia*, v. 22, n. 1, p. 48–73, 2016.

SILVA, Rogério Diogne de Souza e. **Novas tecnologias e infraestrutura do setor elétrico brasileiro – armazenamento de energia em baterias**. Texto Para Discussão, [S.L.], p. 1-37, 28 mar. 2022. Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada - IPEA.

SOUZA, João Paulo Assunção de. **Análise de sistemas de armazenamento de energia com baterias em uma rede real de distribuição de energia em média tensão**. 2020. 136 f. Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2020.

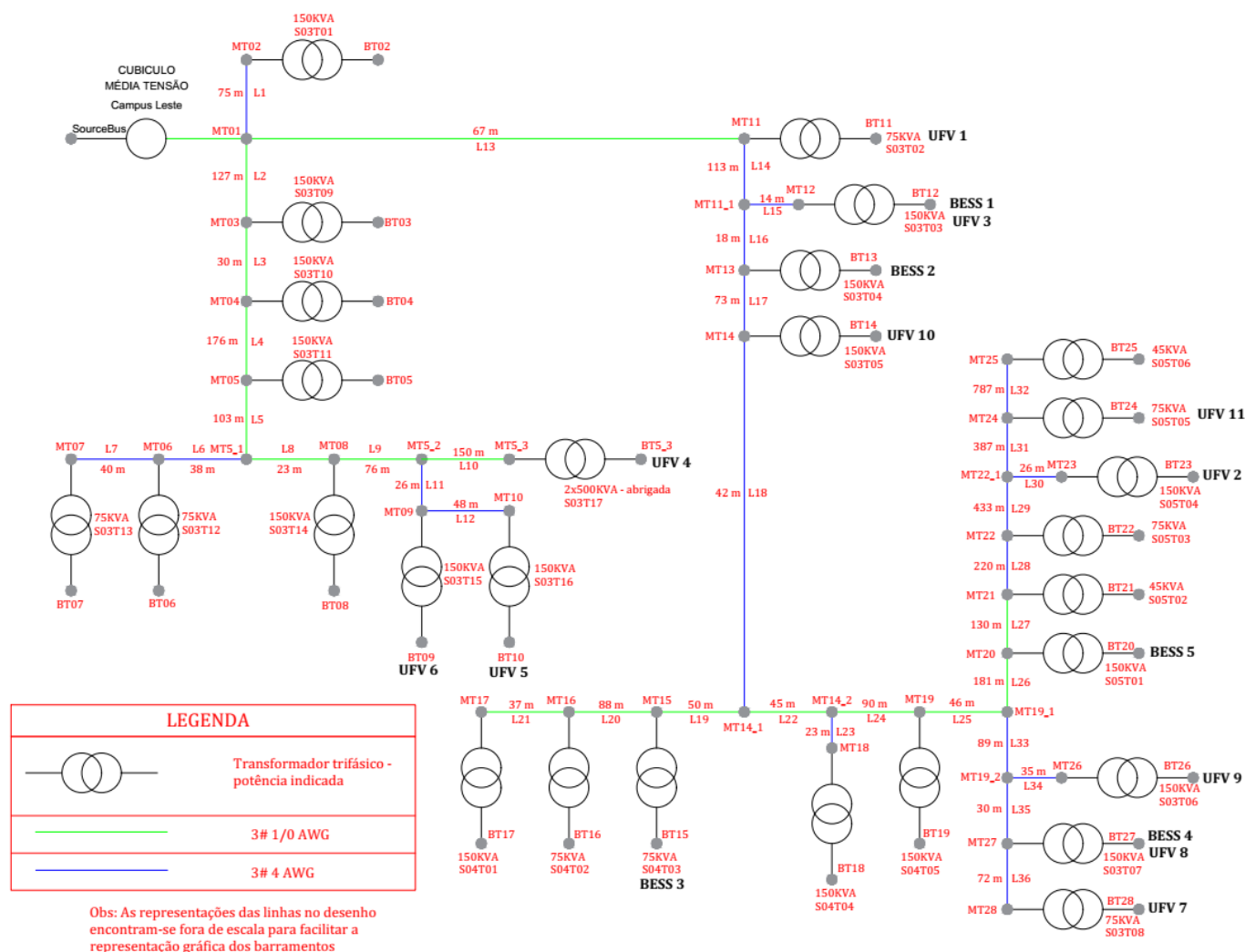
UFERSA - Universidade Federal Rural do Semi-árido. **Usinas Solares da UFERSA**. 2023. Disponível em: <https://usinasolar.ufersa.edu.br/>. Acesso em: 01 out. 2023.

UFERSA - Universidade Federal Rural do Semi-árido. **Usinas Solares da UFERSA - Dados Meteorológicos**. 2023. Disponível em: <https://usinasolar.ufersa.edu.br/dados-emas/>. Acesso em: 01 out. 2023.

APÊNDICE A – (REDE ELÉTRICA – UFERSA)

A.1 – DIAGRAMA UNIFILAR DA UFERSA

DIAGRAMA - REDE DE DISTRIBUIÇÃO - UFERSA - CAMPUS LESTE



A.2 – QUADROS DE CARGA DA UFERSA (DADOS RELATIVOS – DIA TÍPICO DA SEMANA)

Subestação	Pot (kW)	Descrição	Demanda média (kW)	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00
S03T01	150,00	Administrativo/Reitoria/Auditorio/Ginásio/Piscina/IP	28,36	0,483	0,409	0,40899	0,409	0,409	0,409	0,3349	0,666	1,283	1,474	1,735	1,728	1,273	1,541	1,650	1,668
S03T02	75,00	CITED/C. Prod. Mudaz	16,68	0,372	0,318	0,318	0,318	0,312	0,312	0,294	0,426	1,247	1,481	1,984	1,726	1,151	1,744	1,864	1,978
S03T03	150,00	LQFM/Lab. Engenharias/IP	19,77	0,475	0,450	0,450	0,450	0,450	0,450	0,405	0,804	1,194	1,497	1,634	1,492	1,148	1,598	1,644	1,745
S03T04	150,00	Central de aulas III/G. Planta/IP	17,09	0,298	0,275	0,275	0,275	0,263	0,263	0,240	0,983	1,369	1,533	1,703	1,568	1,264	1,633	1,767	1,808
S03T05	150,00	C. Conv/Adm. II/CCSAH	23,13	0,484	0,454	0,454	0,454	0,454	0,454	0,428	0,843	1,154	1,345	1,461	1,362	1,090	1,392	1,466	1,582
S03T09	150,00	Biomédicas I e II	21,13	0,516	0,468	0,468	0,468	0,468	0,468	0,426	0,653	1,221	1,453	1,642	1,462	1,178	1,557	1,902	2,030
S03T10	150,00	CCBS	21,07	0,384	0,356	0,356	0,356	0,356	0,356	0,328	0,603	1,158	1,438	1,638	1,500	1,144	1,619	1,790	1,937
S03T11	150,00	LCC/P. Adm, Cont, Direito	18,29	0,530	0,503	0,503	0,503	0,503	0,503	0,481	0,902	1,110	1,323	1,548	1,482	1,072	1,405	1,558	1,919
S03T12	75,00	Central de aulas VI	14,42	0,340	0,312	0,312	0,312	0,312	0,312	0,291	0,728	1,242	1,394	1,471	1,332	1,117	1,283	1,325	1,790
S03T13	75,00	LAB. DE ENGENHARIAS II	14,78	0,460	0,440	0,440	0,440	0,440	0,440	0,413	0,595	1,252	1,401	1,529	1,428	1,184	1,522	1,570	1,773
S03T14	150,00	A. condicionados Expocenter	5,41	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,795	1,516	1,923	1,923	1,923	1,516	0,795	1,516	1,923
S03T15	150,00	Expocenter	6,24	0,385	0,385	0,385	0,385	0,385	0,385	0,289	0,481	1,475	1,539	1,619	1,555	1,475	0,561	1,475	1,539
S03T16	150,00	Expocenter	6,24	0,385	0,385	0,385	0,385	0,385	0,385	0,289	0,481	1,475	1,539	1,619	1,555	1,475	0,561	1,475	1,539
S03T17	500,00	Centro de Engenharias	61,63	0,334	0,299	0,299	0,299	0,299	0,299	0,276	0,792	1,175	1,316	1,566	1,472	1,084	1,528	1,670	1,819
S04T01	150,00	Ciências Rurais, Lab. Com. Alimentos, LASAP, LASAPSA, vigilância	24,12	0,527	0,448	0,448	0,448	0,448	0,448	0,423	0,626	1,352	1,431	1,613	1,522	1,252	1,551	1,634	1,671
S04T02	75,00	Biblioteca Central	27,72	0,588	0,487	0,487	0,487	0,487	0,487	0,437	0,714	1,007	1,165	1,418	1,367	1,025	1,396	1,569	1,591
S04T03	75,00	Restaurante universitário	11,83	0,439	0,414	0,414	0,414	0,414	0,414	0,397	0,490	0,668	0,752	2,003	2,104	2,180	2,096	1,961	1,631
S04T04	150,00	Central de aulas IV	16,41	0,341	0,292	0,292	0,292	0,292	0,292	0,256	0,579	1,115	1,377	1,548	1,450	1,036	1,529	1,578	1,694
S04T05	150,00	PPG. Fitotecnia, CCSAH	16,78	0,363	0,316	0,316	0,316	0,316	0,316	0,286	0,524	1,037	1,525	1,954	1,811	0,906	1,859	1,996	2,068
S03T06	150,00	Central de Aulas VII, PROPPG	19,50	0,482	0,420	0,420	0,420	0,420	0,420	0,400	0,579	1,154	1,425	1,492	1,461	1,041	1,461	1,820	1,882
S03T07	150,00	CCEN, C. de aulas V, SIN, Medicina, NEAD	23,06	0,442	0,386	0,386	0,386	0,386	0,386	0,351	0,690	1,232	1,405	1,596	1,531	1,145	1,644	1,713	1,774
S03T08	75,00	C. DE ENGENHARIAS II	15,38	0,468	0,468	0,468	0,468	0,468	0,468	0,416	0,527	1,014	1,151	1,385	1,313	0,787	1,463	1,639	1,792
S05T01	150,00	CPVSA 1 e 2, C. Ciências agrárias, Lab. Eng. Florestal	20,43	0,480	0,480	0,480	0,480	0,480	0,480	0,406	0,720	1,258	1,361	1,571	1,552	1,185	1,522	1,708	1,767
S05T02	45,00	IGP, S. de aquicultura	7,78	0,527	0,514	0,489	0,489	0,489	0,489	0,476	0,617	1,260	1,338	1,659	1,299	1,235	1,633	1,775	1,865
S05T03	75,00	Cepas, estufas	6,90	0,566	0,566	0,566	0,566	0,566	0,522	0,522	0,740	1,175	1,334	1,465	1,421	1,160	1,421	1,465	1,624
S05T04	150,00	Estábulo, setor de avicultura	7,16	0,531	0,531	0,531	0,531	0,531	0,531	0,265	0,615	1,285	1,411	1,495	1,425	1,369	1,425	1,662	1,607
S05T05	75,00	Almoxarifado, garagem e setor de suíno cultura	8,92	0,482	0,448	0,448	0,448	0,448	0,448	0,348	0,684	1,536	1,625	1,771	1,704	0,807	1,625	1,872	1,695
S05T06	45,00	Abrigo de resíduos	1,21	0,660	0,660	0,660	0,660	0,660	0,330	0,330	0,742	0,990	1,155	1,155	1,155	0,907	1,155	1,237	1,155

APÊNDICE B – CÓDIGOS PARA SIMULAÇÃO OPENDSS

B.1 – ARQUIVO BUSCOORDS

// O arquivo *Buscoords* definirá os barramentos de média tensão "bus_MT" e de baixa tensão "bus_BT" onde haverá as conexões dos transformadores, sistemas fotovoltaicos e de armazenamento.

```
SourceBus,-5.204944179980862, -37.325459717294535
bus_MT01,-5.204894158260935,-37.32537503595574
bus_MT02,-5.2043758968837786, -37.32579947669257
bus_MT03,-5.205756666152758,-37.325731944063435
bus_MT04,-5.205925671221652, -37.32556060564793
bus_MT05,-5.206934718006181, -37.324249396019454
bus_MT5_1,-5.2068410417446875,-37.323566091282906
bus_MT5_2,-5.2073276008575,-37.32286022982126
bus_MT5_3,-5.207796499970825,-37.32183456693651
bus_MT06,-5.20652140370258,-37.32340625265907
bus_MT07,-5.206241266001789,-37.323223606635054
bus_MT08,-5.206969494033339,-37.32339096307298
bus_MT09,-5.207542856846604,-37.32300516051822
bus_MT10,-5.207964596009622,-37.32333104715162
bus_MT11,-5.204521614974556,-37.32487011609391
bus_MT11_1,-5.204852448109361,-37.324139079583354
bus_MT12,-5.204949317495254,-37.32416737009494
bus_MT13,-5.204990246925741,-37.32394544758534
bus_MT14,-5.204895622084295,-37.323480795713685
bus_MT14_1,-5.204663488883973, -37.323179782364306
bus_MT14_2,-5.204899923478468,-37.32284625739884
bus_MT15,-5.204414928743752, -37.32354994183362
bus_MT16,-5.203974295857533, -37.32419090124891
bus_MT17,-5.203776449998681, -37.32444747792657
bus_MT18,-5.204866397025281, -37.3226424301992
bus_MT19,-5.2053710422192925, -37.32220610807351
```

```

bus_MT19_1,-5.20562319908022,-37.321875813162215
bus_MT19_2,-5.206182979232507,-37.32239105114429
bus_MT20,-5.206470267821666,-37.32050028811037
bus_MT21,-5.207197663356475,-37.31952527909734
bus_MT22,-5.208298728315338,-37.317913467758544
bus_MT22_1,-5.210492612778419,-37.31475394447047
bus_MT23,-5.210597384144188,-37.31483397695105
bus_MT24,-5.212434603781871,-37.31191033707349
bus_MT25,-5.215864537061607,-37.30675180346667
bus_MT26,-5.206342748061953,-37.322168934357876
bus_MT27,-5.206462966144729,-37.322592842422345
bus_MT28,-5.206912018865114,-37.322915115927564
bus_BT02,-5.2043758968837786,-37.32579947669257
bus_BT03,-5.205756666152758,-37.325731944063435
bus_BT04,-5.205925671221652,-37.32556060564793
bus_BT05,-5.206934718006181,-37.324249396019454
bus_BT06,-5.20652140370258,-37.32340625265907
bus_BT07,-5.206241266001789,-37.323223606635054
bus_BT08,-5.206969494033339,-37.32339096307298
bus_BT09,-5.207542856846604,-37.32300516051822
bus_BT10,-5.207964596009622,-37.32333104715162
bus_BT11,-5.204521614974556,-37.32487011609391
bus_BT12,-5.204949317495254,-37.32416737009494
bus_BT13,-5.204990246925741,-37.32394544758534
bus_BT14,-5.204895622084295,-37.323480795713685
bus_BT15,-5.204414928743752,-37.32354994183362
bus_BT16,-5.203974295857533,-37.32419090124891
bus_BT17,-5.203776449998681,-37.32444747792657
bus_BT18,-5.204866397025281,-37.3226424301992
bus_BT19,-5.2053710422192925,-37.32220610807351
bus_BT20,-5.206470267821666,-37.32050028811037
bus_BT21,-5.207197663356475,-37.31952527909734
bus_BT22,-5.208298728315338,-37.317913467758544
bus_BT23,-5.210597384144188,-37.31483397695105
bus_BT24,-5.212434603781871,-37.31191033707349
bus_BT25,-5.215864537061607,-37.30675180346667
bus_BT26,-5.206342748061953,-37.322168934357876
bus_BT27,-5.206462966144729,-37.322592842422345
bus_BT28,-5.206912018865114,-37.322915115927564

```

B.2 – ARQUIVO LINECODES

//O Arquivo LineCodes descreve os tipos de linhas de média tensão encontradas na rede de distribuição da UFERSA, representadas em termos de suas componentes simétricas R1,X1 e R0 X0.

```

New Linecode.1-0AWG nphases=3 r1=0,5906 x1=0,4352 r0=1,0004 x0=1,5021 units=km
baseFreq=60 normamps=240 emergamps=312
New Linecode.4AWG nphases=3 r1=1,4942 x1=0,4703 r0=1,9040 x0=1,5371 units=km
baseFreq=60 normamps=140 emergamps=182

```

B.3 – ARQUIVO LINEGEOMETRY

//O Arquivo LineCodes descreve a geometria das linhas utilizadas na rede de média tensão da UFERSA

```

New LineGeometry.3PH-1/0AWGCAA nconds=3 nphases=3
~ cond=1 wire=1-0AWGCAA x=-0,80 h=9,20 units=m
~ cond=2 wire=1-0AWGCAA x=0 h=9,20 units=m
~ cond=3 wire=1-0AWGCAA x=0,80 h=9,20 units=m

```

```

~ reduce=y
New LineGeometry.3PH-4AWGCAA nconds=3 nphases=3
~ cond=1 wire=4AWGCAA x=-0,80 h=9,20 units=m
~ cond=2 wire=4AWGCAA x=0 h=9,20 units=m
~ cond=3 wire=4AWGCAA x=0,80 h=9,20 units=m
~ reduce=y

```

B.4 – ARQUIVO WIREDATA

//O Arquivo WireData descreve as características básicas das linhas utilizadas na rede de média tensão da UFERSA.

```

New WireData.1-0AWGCAA Rac=0.709 Runits=km GMRac=0.00388 GMRUnits=m Diam=1.011
Radunits=cm normamps=240 emergamps=312

```

```

New WireData.4AWGCAA Rac=1.712 Runits=km GMRac=0.00244 GMRUnits=m Diam=0.636
Radunits=cm normamps=140 emergamps=182

```

B.5 – ARQUIVO LINES

//Arquivo Lines - Descrição das linhas de média tensão da UFERSA

```

New Line.EntradaUFERSA bus1=SourceBus bus2=bus_MT01 length=0.001 r1=0.001 x1=0.01
r0=0.001 x0=0.01 c1=0 c0=0 units=km enabled=True phases=3

```

```

New Line.L1 bus1=bus_MT01 bus2=bus_MT02 length=0.075 units=km geometry=3PH-
1/0AWGCAA phases=3 enabled=yes

```

```

New Line.L2 bus1=bus_MT01 bus2=bus_MT03 length=0.127 units=km geometry=3PH-
1/0AWGCAA phases=3 enabled=yes

```

```

New Line.L3 bus1=bus_MT03 bus2=bus_MT04 length=0.030 units=km geometry=3PH-
1/0AWGCAA phases=3 enabled=yes

```

```

New Line.L4 bus1=bus_MT04 bus2=bus_MT05 length=0.176 units=km geometry=3PH-
1/0AWGCAA phases=3 enabled=yes

```

```

New Line.L5 bus1=bus_MT05 bus2=bus_MT5_1 length=0.103 units=km geometry=3PH-
1/0AWGCAA phases=3 enabled=yes

```

```

New Line.L6 bus1=bus_MT5_1 bus2=bus_MT06 length=0.038 units=km geometry=3PH-
4AWGCAA phases=3 enabled=yes

```

```

New Line.L7 bus1=bus_MT06 bus2=bus_MT07 length=0.040 units=km geometry=3PH-
4AWGCAA phases=3 enabled=yes

```

```

New Line.L8 bus1=bus_MT5_1 bus2=bus_MT08 length=0.023 units=km geometry=3PH-
1/0AWGCAA phases=3 enabled=yes

```

```

New Line.L9 bus1=bus_MT08 bus2=bus_MT5_2 length=0.076 units=km geometry=3PH-
1/0AWGCAA phases=3 enabled=yes

```

```

New Line.L10 bus1=bus_MT5_2 bus2=bus_MT5_3 length=0.150 units=km geometry=3PH-
1/0AWGCAA phases=3 enabled=yes

```

```

New Line.L11 bus1=bus_MT5_2 bus2=bus_MT09 length=0.026 units=km geometry=3PH-
4AWGCAA phases=3 enabled=yes

```

```

New Line.L12 bus1=bus_MT09 bus2=bus_MT10 length=0.048 units=km geometry=3PH-
4AWGCAA phases=3 enabled=yes

```

```

New Line.L13 bus1=bus_MT01 bus2=bus_MT11 length=0.067 units=km geometry=3PH-
1/0AWGCAA phases=3 enabled=yes

```

```

New Line.L14 bus1=bus_MT11 bus2=bus_MT11_1 length=0.113 units=km geometry=3PH-
4AWGCAA phases=3 enabled=yes

```

```

New Line.L15 bus1=bus_MT11_1 bus2=bus_MT12 length=0.014 units=km geometry=3PH-
4AWGCAA phases=3 enabled=yes

```

```

New Line.L16 bus1=bus_MT11_1 bus2=bus_MT13 length=0.018 units=km geometry=3PH-
4AWGCAA phases=3 enabled=yes

```

```

New Line.L17 bus1=bus_MT13 bus2=bus_MT14 length=0.073 units=km geometry=3PH-
4AWGCAA phases=3 enabled=yes

```


New Line.L18 bus1=bus_MT14 bus2=bus_MT14_1 length=0.042 units=km geometry=3PH-4AWGCAA phases=3 enabled=yes
 New Line.L19 bus1=bus_MT14_1 bus2=bus_MT15 length=0.050 units=km geometry=3PH-1/0AWGCAA phases=3 enabled=yes
 New Line.L20 bus1=bus_MT15 bus2=bus_MT16 length=0.088 units=km geometry=3PH-1/0AWGCAA phases=3 enabled=yes
 New Line.L21 bus1=bus_MT16 bus2=bus_MT17 length=0.037 units=km geometry=3PH-1/0AWGCAA phases=3 enabled=yes
 New Line.L22 bus1=bus_MT14_1 bus2=bus_MT14_2 length=0.045 units=km geometry=3PH-1/0AWGCAA phases=3 enabled=yes
 New Line.L23 bus1=bus_MT14_2 bus2=bus_MT18 length=0.023 units=km geometry=3PH-4AWGCAA phases=3 enabled=yes
 New Line.L24 bus1=bus_MT14_2 bus2=bus_MT19 length=0.090 units=km geometry=3PH-1/0AWGCAA phases=3 enabled=yes
 New Line.L25 bus1=bus_MT19 bus2=bus_MT19_1 length=0.046 units=km geometry=3PH-1/0AWGCAA phases=3 enabled=yes
 New Line.L26 bus1=bus_MT19_1 bus2=bus_MT20 length=0.181 units=km geometry=3PH-1/0AWGCAA phases=3 enabled=yes
 New Line.L27 bus1=bus_MT20 bus2=bus_MT21 length=0.130 units=km geometry=3PH-1/0AWGCAA phases=3 enabled=yes
 New Line.L28 bus1=bus_MT21 bus2=bus_MT22 length=0.220 units=km geometry=3PH-4AWGCAA phases=3 enabled=yes
 New Line.L29 bus1=bus_MT22 bus2=bus_MT22_1 length=0.433 units=km geometry=3PH-4AWGCAA phases=3 enabled=yes
 New Line.L30 bus1=bus_MT22_1 bus2=bus_MT23 length=0.026 units=km geometry=3PH-4AWGCAA phases=3 enabled=yes
 New Line.L31 bus1=bus_MT22_1 bus2=bus_MT24 length=0.387 units=km geometry=3PH-4AWGCAA phases=3 enabled=yes
 New Line.L32 bus1=bus_MT24 bus2=bus_MT25 length=0.787 units=km geometry=3PH-4AWGCAA phases=3 enabled=yes
 New Line.L33 bus1=bus_MT19_1 bus2=bus_MT19_2 length=0.089 units=km geometry=3PH-4AWGCAA phases=3 enabled=yes
 New Line.L34 bus1=bus_MT19_2 bus2=bus_MT26 length=0.035 units=km geometry=3PH-4AWGCAA phases=3 enabled=yes
 New Line.L35 bus1=bus_MT19_2 bus2=bus_MT27 length=0.030 units=km geometry=3PH-4AWGCAA phases=3 enabled=yes
 New Line.L36 bus1=bus_MT27 bus2=bus_MT28 length=0.072 units=km geometry=3PH-4AWGCAA phases=3 enabled=yes

B.6 – ARQUIVO TRANSFORMER

New Transformer.S03T01 phases=3 windings=2 buses=(bus_MT02, bus_BT02) conns=(delta, wye) kvs=(13.8, 0.380) kvas=(150, 150) xhl=3.22 %Rs=(1.37,1.37) sub=n
 New Transformer.S03T02 phases=3 windings=2 buses=(bus_MT11, bus_BT11) conns=(delta, wye) kvs=(13.8, 0.380) kvas=(75, 75) xhl=3.11 %Rs=(1.60,1.60) sub=n
 New Transformer.S03T03 phases=3 windings=2 buses=(bus_MT12, bus_BT12) conns=(delta, wye) kvs=(13.8, 0.380) kvas=(150, 150) xhl=3.22 %Rs=(1.37,1.37) sub=n
 New Transformer.S03T04 phases=3 windings=2 buses=(bus_MT13, bus_BT13) conns=(delta, wye) kvs=(13.8, 0.380) kvas=(150, 150) xhl=3.22 %Rs=(1.37,1.37) sub=n
 New Transformer.S03T05 phases=3 windings=2 buses=(bus_MT14, bus_BT14) conns=(delta, wye) kvs=(13.8, 0.380) kvas=(150, 150) xhl=3.22 %Rs=(1.37,1.37) sub=n
 New Transformer.S03T09 phases=3 windings=2 buses=(bus_MT03, bus_BT03) conns=(delta, wye) kvs=(13.8, 0.380) kvas=(150, 150) xhl=3.22 %Rs=(1.37,1.37) sub=n
 New Transformer.S03T10 phases=3 windings=2 buses=(bus_MT04, bus_BT04) conns=(delta, wye) kvs=(13.8, 0.380) kvas=(150, 150) xhl=3.22 %Rs=(1.37,1.37) sub=n
 New Transformer.S03T11 phases=3 windings=2 buses=(bus_MT05, bus_BT05) conns=(delta, wye) kvs=(13.8, 0.380) kvas=(150, 150) xhl=3.22 %Rs=(1.37,1.37) sub=n
 New Transformer.S03T12 phases=3 windings=2 buses=(bus_MT06, bus_BT06) conns=(delta, wye) kvs=(13.8, 0.380) kvas=(75, 75) xhl=3.11 %Rs=(1.60,1.60) sub=n

New Transformer.S03T13 phases=3 windings=2 buses=(bus_MT07, bus_BT07) conns=(delta, wye)
 kvs=(13.8, 0.380) kvas=(75, 75) xhl=3.11 %Rs=(1.60,1.60) sub=n
 New Transformer.S03T14 phases=3 windings=2 buses=(bus_MT08, bus_BT08) conns=(delta, wye)
 kvs=(13.8, 0.380) kvas=(150, 150) xhl=3.22 %Rs=(1.37,1.37) sub=n
 New Transformer.S03T15 phases=3 windings=2 buses=(bus_MT09, bus_BT09) conns=(delta, wye)
 kvs=(13.8, 0.380) kvas=(150, 150) xhl=3.22 %Rs=(1.37,1.37) sub=n
 New Transformer.S03T16 phases=3 windings=2 buses=(bus_MT10, bus_BT10) conns=(delta, wye)
 kvs=(13.8, 0.380) kvas=(150, 150) xhl=3.22 %Rs=(1.37,1.37) sub=n
 New Transformer.S03T17 phases=3 windings=2 buses=(bus_MT5_3, bus_BT5_3) conns=(delta,
 wye) kvs=(13.8, 0.380) kvas=(500, 500) xhl=4.34 %Rs=(1.20,1.20) sub=n
 New Transformer.S04T01 phases=3 windings=2 buses=(bus_MT17, bus_BT17) conns=(delta, wye)
 kvs=(13.8, 0.380) kvas=(150, 150) xhl=3.22 %Rs=(1.37,1.37) sub=n
 New Transformer.S04T02 phases=3 windings=2 buses=(bus_MT16, bus_BT16) conns=(delta, wye)
 kvs=(13.8, 0.380) kvas=(75, 75) xhl=3.11 %Rs=(1.60,1.60) sub=n
 New Transformer.S04T03 phases=3 windings=2 buses=(bus_MT15, bus_BT15) conns=(delta, wye)
 kvs=(13.8, 0.380) kvas=(75, 75) xhl=3.11 %Rs=(1.60,1.60) sub=n
 New Transformer.S04T04 phases=3 windings=2 buses=(bus_MT18, bus_BT18) conns=(delta, wye)
 kvs=(13.8, 0.380) kvas=(150, 150) xhl=3.22 %Rs=(1.37,1.37) sub=n
 New Transformer.S04T05 phases=3 windings=2 buses=(bus_MT19, bus_BT19) conns=(delta, wye)
 kvs=(13.8, 0.380) kvas=(150, 150) xhl=3.22 %Rs=(1.37,1.37) sub=n
 New Transformer.S03T06 phases=3 windings=2 buses=(bus_MT26, bus_BT26) conns=(delta, wye)
 kvs=(13.8, 0.380) kvas=(150, 150) xhl=3.22 %Rs=(1.37,1.37) sub=n
 New Transformer.S03T07 phases=3 windings=2 buses=(bus_MT27, bus_BT27) conns=(delta, wye)
 kvs=(13.8, 0.380) kvas=(150, 150) xhl=3.22 %Rs=(1.37,1.37) sub=n
 New Transformer.S03T08 phases=3 windings=2 buses=(bus_MT28, bus_BT28) conns=(delta, wye)
 kvs=(13.8, 0.380) kvas=(75, 75) xhl=3.11 %Rs=(1.60,1.60) sub=n
 New Transformer.S05T01 phases=3 windings=2 buses=(bus_MT20, bus_BT20) conns=(delta, wye)
 kvs=(13.8, 0.380) kvas=(150, 150) xhl=3.22 %Rs=(1.37,1.37) sub=n
 New Transformer.S05T02 phases=3 windings=2 buses=(bus_MT21, bus_BT21) conns=(delta, wye)
 kvs=(13.8, 0.380) kvas=(45, 45) xhl=3.08 %Rs=(1.67,1.67) sub=n
 New Transformer.S05T03 phases=3 windings=2 buses=(bus_MT22, bus_BT22) conns=(delta, wye)
 kvs=(13.8, 0.380) kvas=(75, 75) xhl=3.11 %Rs=(1.60,1.60) sub=n
 New Transformer.S05T04 phases=3 windings=2 buses=(bus_MT23, bus_BT23) conns=(delta, wye)
 kvs=(13.8, 0.380) kvas=(150, 150) xhl=3.22 %Rs=(1.37,1.37) sub=n
 New Transformer.S05T05 phases=3 windings=2 buses=(bus_MT24, bus_BT24) conns=(delta, wye)
 kvs=(13.8, 0.380) kvas=(75, 75) xhl=3.11 %Rs=(1.60,1.60) sub=n
 New Transformer.S05T06 phases=3 windings=2 buses=(bus_MT25, bus_BT25) conns=(delta, wye)
 kvs=(13.8, 0.380) kvas=(45, 45) xhl=3.08 %Rs=(1.67,1.67) sub=n

B.7 – ARQUIVO LOADSUFERSA

New Load.Load03T01 phases=3 bus1=bus_BT02 kV=0.380 kW=28.36 pf=0.92 status=variable model=1
 daily=SEMANA_S03T01 conn=wye
 New Load.Load03T02 phases=3 bus1=bus_BT11 kV=0.380 kW=16.68 pf=0.92 status=variable model=1
 daily=SEMANA_S03T02 conn=wye
 New Load.Load03T03 phases=3 bus1=bus_BT12 kV=0.380 kW=19.77 pf=0.92 status=variable model=1
 daily=SEMANA_S03T03 conn=wye
 New Load.Load03T04 phases=3 bus1=bus_BT13 kV=0.380 kW=17.09 pf=0.92 status=variable model=1
 daily=SEMANA_S03T04 conn=wye
 New Load.Load03T05 phases=3 bus1=bus_BT14 kV=0.380 kW=23.13 pf=0.92 status=variable model=1
 daily=SEMANA_S03T05 conn=wye
 New Load.Load03T09 phases=3 bus1=bus_BT03 kV=0.380 kW=21.13 pf=0.92 status=variable model=1
 daily=SEMANA_S03T09 conn=wye
 New Load.Load03T10 phases=3 bus1=bus_BT04 kV=0.380 kW=21.07 pf=0.92 status=variable model=1
 daily=SEMANA_S03T10 conn=wye
 New Load.Load03T11 phases=3 bus1=bus_BT05 kV=0.380 kW=18.29 pf=0.92 status=variable model=1
 daily=SEMANA_S03T11 conn=wye
 New Load.Load03T12 phases=3 bus1=bus_BT06 kV=0.380 kW=14.42 pf=0.92 status=variable model=1
 daily=SEMANA_S03T12 conn=wye

New Load.Load03T13 phases=3 bus1=bus_BT07 kV=0.380 kW=14.78 pf=0.92 status=variable model=1
 daily=SEMANA_S03T13 conn=wye
 New Load.Load03T14 phases=3 bus1=bus_BT08 kV=0.380 kW=5.41 pf=0.92 status=variable model=1
 daily=SEMANA_S03T14 conn=wye
 New Load.Load03T15 phases=3 bus1=bus_BT09 kV=0.380 kW=6.24 pf=0.92 status=variable model=1
 daily=SEMANA_S03T15 conn=wye
 New Load.Load03T16 phases=3 bus1=bus_BT10 kV=0.380 kW=6.24 pf=0.92 status=variable model=1
 daily=SEMANA_S03T16 conn=wye
 New Load.Load03T17 phases=3 bus1=bus_BT5_3 kV=0.380 kW=61.63 pf=0.92 status=variable model=1
 daily=SEMANA_S03T17 conn=wye
 New Load.Load04T01 phases=3 bus1=bus_BT17 kV=0.380 kW=24.12 pf=0.92 status=variable model=1
 daily=SEMANA_S04T01 conn=wye
 New Load.Load04T02 phases=3 bus1=bus_BT16 kV=0.380 kW=27.72 pf=0.92 status=variable model=1
 daily=SEMANA_S04T02 conn=wye
 New Load.Load04T03 phases=3 bus1=bus_BT15 kV=0.380 kW=11.83 pf=0.92 status=variable model=1
 daily=SEMANA_S04T03 conn=wye
 New Load.Load04T04 phases=3 bus1=bus_BT18 kV=0.380 kW=16.41 pf=0.92 status=variable model=1
 daily=SEMANA_S04T04 conn=wye
 New Load.Load04T05 phases=3 bus1=bus_BT19 kV=0.380 kW=16.78 pf=0.92 status=variable model=1
 daily=SEMANA_S04T05 conn=wye
 New Load.Load03T06 phases=3 bus1=bus_BT26 kV=0.380 kW=19.50 pf=0.92 status=variable model=1
 daily=SEMANA_S03T06 conn=wye
 New Load.Load03T07 phases=3 bus1=bus_BT27 kV=0.380 kW=23.06 pf=0.92 status=variable model=1
 daily=SEMANA_S03T07 conn=wye
 New Load.Load03T08 phases=3 bus1=bus_BT28 kV=0.380 kW=15.38 pf=0.92 status=variable model=1
 daily=SEMANA_S03T08 conn=wye
 New Load.Load05T01 phases=3 bus1=bus_BT20 kV=0.380 kW=20.43 pf=0.92 status=variable model=1
 daily=SEMANA_S05T01 conn=wye
 New Load.Load05T02 phases=3 bus1=bus_BT21 kV=0.380 kW=7.78 pf=0.92 status=variable model=1
 daily=SEMANA_S05T02 conn=wye
 New Load.Load05T03 phases=3 bus1=bus_BT22 kV=0.380 kW=6.90 pf=0.92 status=variable model=1
 daily=SEMANA_S05T03 conn=wye
 New Load.Load05T04 phases=3 bus1=bus_BT23 kV=0.380 kW=7.16 pf=0.92 status=variable model=1
 daily=SEMANA_S05T04 conn=wye
 New Load.Load05T05 phases=3 bus1=bus_BT24 kV=0.380 kW=8.92 pf=0.92 status=variable model=1
 daily=SEMANA_S05T05 conn=wye
 New Load.Load05T06 phases=3 bus1=bus_BT25 kV=0.380 kW=1.21 pf=0.92 status=variable model=1
 daily=SEMANA_S05T06 conn=wye

B.8 – ARQUIVO LOADSHAPE

New Loadshape.SEMANA_S03T01 npts=24, interval=1, mult=(0.483, 0.409, 0.409, 0.409, 0.409, 0.409,
 0.335, 0.666, 1.283, 1.474, 1.735, 1.728, 1.273, 1.541, 1.650, 1.668, 1.537, 1.498, 1.132, 1.019, 0.896, 0.779,
 0.691, 0.568)
 New Loadshape.SEMANA_S03T02 npts=24, interval=1, mult=(0.372, 0.318, 0.318, 0.318, 0.312, 0.312,
 0.294, 0.426, 1.247, 1.481, 1.984, 1.726, 1.151, 1.744, 1.864, 1.978, 1.966, 1.720, 1.229, 1.001, 0.725, 0.653,
 0.456, 0.408)
 New Loadshape.SEMANA_S03T03 npts=24, interval=1, mult=(0.475, 0.450, 0.450, 0.450, 0.450, 0.450,
 0.405, 0.804, 1.194, 1.497, 1.634, 1.492, 1.148, 1.598, 1.644, 1.745, 1.715, 1.522, 0.845, 1.138, 0.946, 0.749,
 0.647, 0.551)
 New Loadshape.SEMANA_S03T04 npts=24, interval=1, mult=(0.298, 0.275, 0.275, 0.275, 0.263, 0.263,
 0.240, 0.983, 1.369, 1.533, 1.703, 1.568, 1.264, 1.633, 1.767, 1.808, 1.703, 1.609, 1.159, 1.486, 1.007, 0.661,
 0.492, 0.363)
 New Loadshape.SEMANA_S03T05 npts=24, interval=1, mult=(0.484, 0.454, 0.454, 0.454, 0.454, 0.454,
 0.428, 0.843, 1.154, 1.345, 1.461, 1.362, 1.090, 1.392, 1.466, 1.582, 1.362, 1.388, 1.245, 1.435, 1.275, 0.960,
 0.869, 0.588)

New Loadshape.SEMANA_S03T09 npts=24, interval=1, mult=(0.516, 0.468, 0.468, 0.468, 0.468, 0.468, 0.426, 0.653, 1.221, 1.453, 1.642, 1.462, 1.178, 1.557, 1.902, 2.030, 1.505, 1.509, 1.093, 0.961, 0.719, 0.620, 0.610, 0.601)

New Loadshape.SEMANA_S03T10 npts=24, interval=1, mult=(0.384, 0.356, 0.356, 0.356, 0.356, 0.356, 0.328, 0.603, 1.158, 1.438, 1.638, 1.500, 1.144, 1.619, 1.790, 1.937, 1.828, 1.495, 1.078, 0.883, 1.144, 0.916, 0.888, 0.451)

New Loadshape.SEMANA_S03T11 npts=24, interval=1, mult=(0.530, 0.503, 0.503, 0.503, 0.503, 0.503, 0.481, 0.902, 1.110, 1.323, 1.548, 1.482, 1.072, 1.405, 1.558, 1.919, 1.815, 1.378, 1.012, 0.864, 0.941, 0.837, 0.684, 0.623)

New Loadshape.SEMANA_S03T12 npts=24, interval=1, mult=(0.340, 0.312, 0.312, 0.312, 0.312, 0.312, 0.291, 0.728, 1.242, 1.394, 1.471, 1.332, 1.117, 1.283, 1.325, 1.790, 1.699, 1.450, 1.054, 1.346, 1.755, 1.484, 0.957, 0.382)

New Loadshape.SEMANA_S03T13 npts=24, interval=1, mult=(0.460, 0.440, 0.440, 0.440, 0.440, 0.440, 0.413, 0.595, 1.252, 1.401, 1.529, 1.428, 1.184, 1.522, 1.570, 1.773, 1.631, 1.590, 1.103, 1.231, 1.089, 0.778, 0.717, 0.535)

New Loadshape.SEMANA_S03T14 npts=24, interval=1, mult=(0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.795, 1.516, 1.923, 1.923, 1.923, 1.516, 0.795, 1.516, 1.923, 1.923, 1.701, 1.035, 1.572, 1.572, 1.572, 0.795, 0.000)

New Loadshape.SEMANA_S03T15 npts=24, interval=1, mult=(0.385, 0.385, 0.385, 0.385, 0.385, 0.385, 0.289, 0.481, 1.475, 1.539, 1.619, 1.555, 1.475, 0.561, 1.475, 1.539, 1.539, 0.689, 1.090, 1.475, 1.475, 1.475, 1.090, 0.850)

New Loadshape.SEMANA_S03T16 npts=24, interval=1, mult=(0.385, 0.385, 0.385, 0.385, 0.385, 0.385, 0.289, 0.481, 1.475, 1.539, 1.619, 1.555, 1.475, 0.561, 1.475, 1.539, 1.539, 0.689, 1.090, 1.475, 1.475, 1.475, 1.090, 0.850)

New Loadshape.SEMANA_S03T17 npts=24, interval=1, mult=(0.334, 0.299, 0.299, 0.299, 0.299, 0.299, 0.276, 0.792, 1.175, 1.316, 1.566, 1.472, 1.084, 1.582, 1.670, 1.819, 1.634, 1.543, 1.442, 1.225, 1.215, 1.111, 0.922, 0.383)

New Loadshape.SEMANA_S04T01 npts=24, interval=1, mult=(0.527, 0.448, 0.448, 0.448, 0.448, 0.448, 0.423, 0.626, 1.352, 1.431, 1.613, 1.522, 1.252, 1.551, 1.634, 1.671, 1.414, 1.265, 1.157, 1.095, 0.999, 0.584, 0.751, 0.626)

New Loadshape.SEMANA_S04T02 npts=24, interval=1, mult=(0.588, 0.487, 0.487, 0.487, 0.487, 0.487, 0.437, 0.714, 1.007, 1.165, 1.418, 1.367, 1.025, 1.396, 1.569, 1.591, 1.378, 1.212, 1.090, 1.342, 1.321, 1.187, 1.028, 0.729)

New Loadshape.SEMANA_S04T03 npts=24, interval=1, mult=(0.439, 0.414, 0.414, 0.414, 0.414, 0.414, 0.397, 0.490, 0.668, 0.752, 2.003, 2.104, 2.180, 2.096, 1.961, 1.631, 1.589, 0.668, 1.758, 0.803, 0.693, 0.651, 0.575, 0.473)

New Loadshape.SEMANA_S04T04 npts=24, interval=1, mult=(0.341, 0.292, 0.292, 0.292, 0.292, 0.292, 0.256, 0.579, 1.115, 1.377, 1.548, 1.450, 1.036, 1.529, 1.578, 1.694, 1.481, 1.286, 1.127, 1.615, 1.578, 1.334, 1.249, 0.366)

New Loadshape.SEMANA_S04T05 npts=24, interval=1, mult=(0.363, 0.316, 0.316, 0.316, 0.316, 0.316, 0.286, 0.524, 1.037, 1.525, 1.954, 1.811, 0.906, 1.859, 1.996, 2.068, 1.829, 1.353, 0.900, 1.019, 0.929, 0.888, 0.733, 0.441)

New Loadshape.SEMANA_S03T06 npts=24, interval=1, mult=(0.482, 0.420, 0.420, 0.420, 0.420, 0.420, 0.400, 0.579, 1.154, 1.425, 1.492, 1.461, 1.041, 1.461, 1.820, 1.882, 1.764, 1.338, 1.092, 1.205, 1.133, 0.990, 0.641, 0.538)

New Loadshape.SEMANA_S03T07 npts=24, interval=1, mult=(0.442, 0.386, 0.386, 0.386, 0.386, 0.386, 0.351, 0.690, 1.232, 1.405, 1.596, 1.531, 1.145, 1.644, 1.713, 1.774, 1.570, 1.275, 1.102, 1.310, 1.106, 0.980, 0.668, 0.538)

New Loadshape.SEMANA_S03T08 npts=24, interval=1, mult=(0.468, 0.468, 0.468, 0.468, 0.468, 0.468, 0.416, 0.527, 1.014, 1.151, 1.385, 1.313, 0.787, 1.463, 1.639, 1.795, 1.749, 1.418, 1.352, 1.593, 1.385, 1.008, 0.644, 0.553)

New Loadshape.SEMANA_S05T01 npts=24, interval=1, mult=(0.480, 0.480, 0.480, 0.480, 0.480, 0.480, 0.406, 0.720, 1.258, 1.361, 1.571, 1.552, 1.185, 1.522, 1.708, 1.767, 1.591, 1.366, 1.214, 1.082, 0.822, 0.744, 0.680, 0.573)

New Loadshape.SEMANA_S05T02 npts=24, interval=1, mult=(0.527, 0.514, 0.489, 0.489, 0.489, 0.489, 0.476, 0.617, 1.260, 1.338, 1.659, 1.299, 1.235, 1.633, 1.775, 1.865, 1.299, 1.183, 1.003, 1.042, 0.977, 0.926, 0.836, 0.579)

New Loadshape.SEMANA_S05T03 npts=24, interval=1, mult=(0.566, 0.566, 0.566, 0.566, 0.566, 0.522, 0.522, 0.740, 1.175, 1.334, 1.465, 1.421, 1.160, 1.421, 1.465, 1.624, 1.262, 1.175, 1.233, 1.320, 1.088, 0.899, 0.783, 0.566)

```

New Loadshape.SEMANA_S05T04 npts=24, interval=1, mult=(0.531, 0.531, 0.531, 0.531, 0.531, 0.531,
0.265, 0.615, 1.285, 1.411, 1.495, 1.425, 1.369, 1.425, 1.662, 1.607, 1.383, 1.006, 1.048, 1.159, 1.118, 1.090,
0.908, 0.545)
New Loadshape.SEMANA_S05T05 npts=24, interval=1, mult=(0.482, 0.448, 0.448, 0.448, 0.448, 0.448,
0.348, 0.684, 1.536, 1.625, 1.771, 1.704, 0.807, 1.625, 1.872, 1.693, 1.368, 1.244, 1.020, 0.953, 0.930, 0.807,
0.785, 0.504)
New Loadshape.SEMANA_S05T06 npts=24, interval=1, mult=(0.660, 0.660, 0.660, 0.660, 0.660, 0.330,
0.330, 0.742, 0.990, 1.155, 1.155, 1.155, 0.907, 1.155, 1.237, 1.155, 1.155, 1.155, 1.485, 1.485, 1.485, 1.485,
1.485, 0.660)

```

B.9 – ARQUIVO PVSYSYSTEM

```

// P-T curve is per unit of rated Pmpp vs temperature

New XYCurve.MyPvsT npts=4 xarray=[0 25 75 100] yarray=[1.2 1.0 0.8 0.6]

// efficiency curve is per unit eff vs per unit power

New XYCurve.MyEff npts=4 xarray=[.1 .2 .4 1.0] yarray=[.86 .9 .93 .97]

// per unit irradiance curve (per unit if "irradiance" property)

New Loadshape.MyIrrad npts=24 interval=1 mult=[0 0 0 0 0 0 0.053 0.256 0.257 0.733 0.777 0.918 0.319
0.953 0.793 0.528 0.317 0.156 0 0 0 0 0]
// 24-hr temp shape curve
New Tshape.MyTemp npts=24 interval=1 temp=[27 26 26 25 26 26 25 27 29 31 32 34 35 34 32 33 33 32 30
29 28 28 28 28]

//systems definition

New PVsystem.PVMs2 phases=3 bus1=bus_BT11 kW=0.380 kVA=150 irrads=1.0 Pmpp=150.8
temperature=25 %cutin=0.1 %cutout=0.1 PF=1.0 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad
TDaily=MyTemp

New PVsystem.PVMs3 phases=3 bus1=bus_BT12 kW=0.380 kVA=20 irrads=1.0 Pmpp=15.60 temperature=25
%cutin=0.1 %cutout=0.1 PF=1.0 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

New PVsystem.PVMs4 phases=3 bus1=bus_BT5_3 kW=0.380 kVA=144 irrads=1.0 Pmpp=147
temperature=25 %cutin=0.1 %cutout=0.1 PF=1.0 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad
TDaily=MyTemp

New PVsystem.PVMs5 phases=3 bus1=bus_BT10 kW=0.380 kVA=80 irrads=1.0 Pmpp=92.83 temperature=25
%cutin=0.1 %cutout=0.1 PF=1.0 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

New PVsystem.PVMs6 phases=3 bus1=bus_BT09 kW=0.380 kVA=80 irrads=1.0 Pmpp=92.83 temperature=25
%cutin=0.1 %cutout=0.1 PF=1.0 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

New PVsystem.PVMs7 phases=3 bus1=bus_BT28 kW=0.380 kVA=80 irrads=1.0 Pmpp=95.18 temperature=25
%cutin=0.1 %cutout=0.1 PF=1.0 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

New PVsystem.PVMs8 phases=3 bus1=bus_BT27 kW=0.380 kVA=80 irrads=1.0 Pmpp=95.18 temperature=25
%cutin=0.1 %cutout=0.1 PF=1.0 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

New PVsystem.PVMs9 phases=3 bus1=bus_BT26 kW=0.380 kVA=80 irrads=1.0 Pmpp=95.18 temperature=25
%cutin=0.1 %cutout=0.1 PF=1.0 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

New PVsystem.PVMs10 phases=3 bus1=bus_BT14 kW=0.380 kVA=80 irrads=1.0 Pmpp=92.83
temperature=25 %cutin=0.1 %cutout=0.1 PF=1.0 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad
TDaily=MyTemp

```

```
New PVsystem.PVMs11 phases=3 bus1=bus_BT24 kW=0.380 kVA=80 irrads=1.0 Pmpp=92.83
temperature=25 %cutin=0.1 %cutout=0.1 PF=1.0 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad
TDaily=MyTemp
```

B.10 – ARQUIVO MASTER

```
clear

New Circuit.RedesUFERSA bus1=SourceBus pu=1.05 basekV=13.8 r1=0.001 x1=0.01 r0=0 x0=0.01

Redirect Wiredata.dss
Redirect Linegeometry.dss
Redirect Lines.dss
Redirect TransformersUFERSA.dss
Redirect Loadshapes.dss
Redirect LoadsUFERSA.dss
Redirect PVsystem.dss

set voltagebases=[13.8, 0.380]

Calcvoltagebases

set mode=daily
set stepsize=1h
set number=24
solve

Buscoords BuscoordsUFERSA.dss
```

B.11 – ARQUIVO STORAGE

```
New Storage.BESS1 phases=3 bus1=bus_BT12 kV=0.380 kwrated=25 kwhrated=100 dispmode=follow
daily=storagecurve
New Storage.BESS2 phases=3 bus1=bus_BT13 kV=0.380 kwrated=25 kwhrated=100 dispmode=follow
daily=storagecurve
New Storage.BESS3 phases=3 bus1=bus_BT15 kV=0.380 kwrated=25 kwhrated=100 dispmode=follow
daily=storagecurve
New Storage.BESS4 phases=3 bus1=bus_BT27 kV=0.380 kwrated=25 kwhrated=100 dispmode=follow
daily=storagecurve
New Storage.BESS5 phases=3 bus1=bus_BT20 kV=0.380 kwrated=25 kwhrated=100 dispmode=follow
daily=storagecurve
```

APÊNDICE C – DADOS GERADOS PELO OPENDSS

C.1 – PERDAS TÉCNICAS ATIVAS E REATIVAS

Tabela 15 - Perdas técnicas ativas e reativas (sem armazenamento)

Horário	Perdas Linhas (kW)	Perdas transformadores (kW)	Perdas ativas (kW)	Perdas reativas (kvar)	Percentual potência ativa	Percentual potência reativa
00:00	0,10	0,70	0,80	2,41024	0,31%	2,44%
01:00	0,1	0,5	0,6	2,60702	0,26%	2,99%
02:00	0,1	0,4	0,5	2,721	0,23%	3,44%
03:00	0,1	0,4	0,5	2,721	0,23%	3,45%
04:00	0,1	0,4	0,5	2,721	0,23%	3,45%
05:00	0,1	0,4	0,5	2,722	0,23%	3,47%
06:00	0,1	0,4	0,5	2,723	0,23%	3,39%
07:00	0,1	0,3	0,4	2,806	0,21%	3,99%
08:00	0,1	1	1,1	1,967	0,47%	1,42%
09:00	0,1	2,7	2,8	0,168	0,92%	0,07%
10:00	0,2	3,5	3,7	0,7849	0,991%	0,276%
11:00	0,2	6,5	6,7	3,875	2,485%	1,16%
12:00	0,1	7,3	7,4	4,65	4,65%	1,46%
13:00	0,1	3,1	3,2	0,196	1,25%	0,08%
14:00	0,3	4,4	4,7	1,919	0,87%	0,61%
15:00	0,3	5	5,3	2,606	0,96%	0,75%
16:00	0,4	5,7	6,1	3,49802	0,94%	0,95%
17:00	0,5	5,5	6	3,3403	0,81%	1,00%
18:00	0,4	4,6	5	2,26859	0,74%	0,79%
19:00	0,3	3,2	3,5	0,700232	0,62%	0,29%
20:00	0,3	3,5	3,8	0,8894	0,66%	0,36%
21:00	0,3	3,1	3,4	0,4048	0,62%	0,18%
22:00	0,2	2,2	2,4	0,59521	0,53%	0,31%
23:00	0,2	1,5	1,7	1,38229	0,44%	0,87%

Fonte: Elaboração própria, 2025

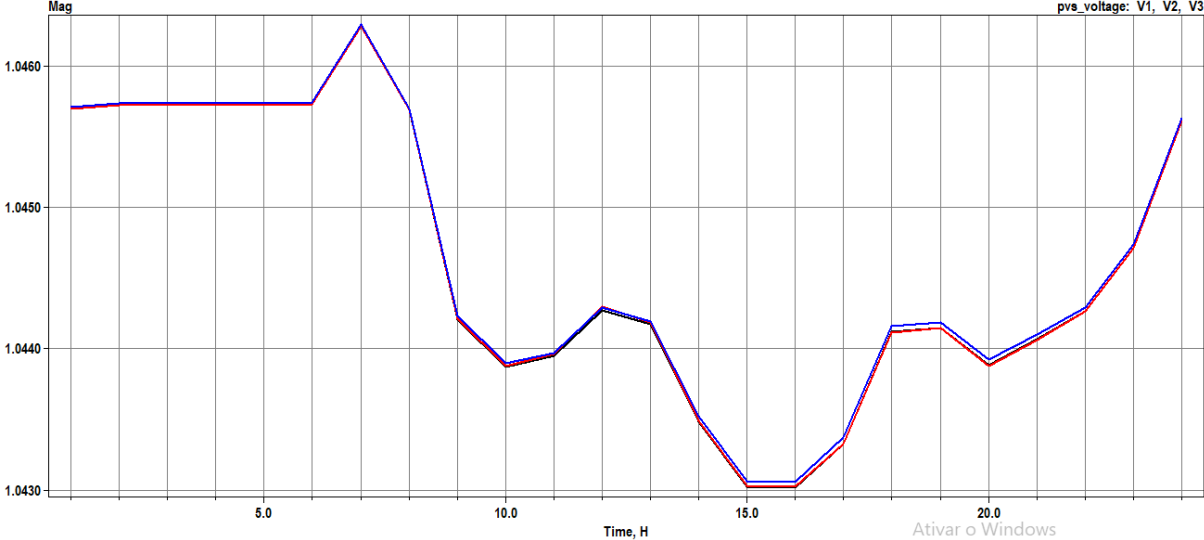
Tabela 16 - Perdas técnicas ativas e reativas (com armazenamento)

Horário	Perdas Linhas (kW)	Perdas transformadores (kW)	Perdas ativas (kW)	Perdas reativas (kvar)	Percentual potência ativa	Percentual potência reativa
00:00	0,1	0,7	0,8	2,3943	0,31%	2,43%
01:00	0,1	0,5	0,6	2,59	0,26%	2,97%
02:00	0,4	6,5	6,9	4,39	1,24%	5,10%
03:00	0,4	6,5	6,9	4,39	1,24%	5,10%
04:00	0,4	6,5	6,9	4,39	1,24%	5,10%
05:00	0,4	6,5	6,9	4,38	1,24%	5,10%
06:00	0,4	6,5	6,9	4,38	1,24%	4,84%
07:00	0,1	0,3	0,4	2,79	0,21%	3,98%
08:00	0,1	1	1,1	1,95	0,47%	1,40%
09:00	0,1	2,7	2,8	0,142	0,91%	0,06%
10:00	0,2	3,5	3,7	0,815	0,99%	0,29%
11:00	0,2	6,5	6,7	3,9	2,46%	1,17%
12:00	0,1	7,3	7,4	4,67	4,56%	1,47%
13:00	0,1	3,1	3,2	0,224	1,24%	0,09%
14:00	0,3	4,4	4,7	1,96	0,87%	0,63%
15:00	0,3	5,1	5,4	2,65	0,96%	0,76%
16:00	0,4	5,8	6,2	3,545	0,94%	0,96%
17:00	0,2	6,6	6,8	4,55	1,80%	1,36%
18:00	0,1	6,1	6,2	3,87	1,99%	1,35%
19:00	0,1	5,1	5,2	2,8	2,49%	1,16%
20:00	0,1	5,3	5,4	2,9	2,45%	1,17%
21:00	0,3	3,1	3,4	0,43	0,63%	0,32%
22:00	0,2	2,2	2,4	0,57	0,53%	0,30%
23:00	0,1	1,5	1,6	1,36	0,44%	0,85%

Fonte: Elaboração própria, 2025

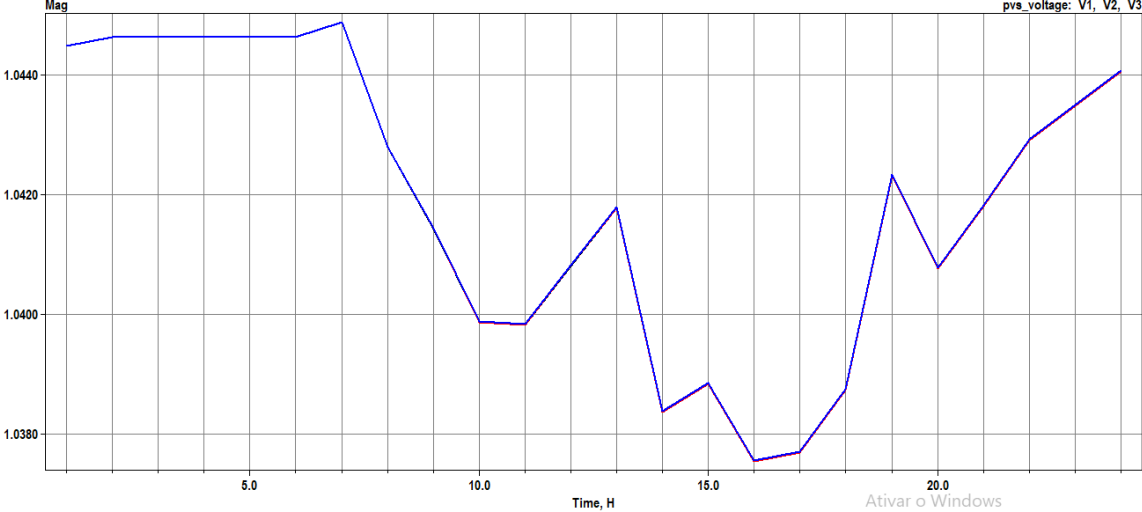
C.2 – PERFIS DE TENSÃO DAS USINAS FOTOVOLTAICAS

Figura 39 - Perfil de tensão - Usina Mossoró 2



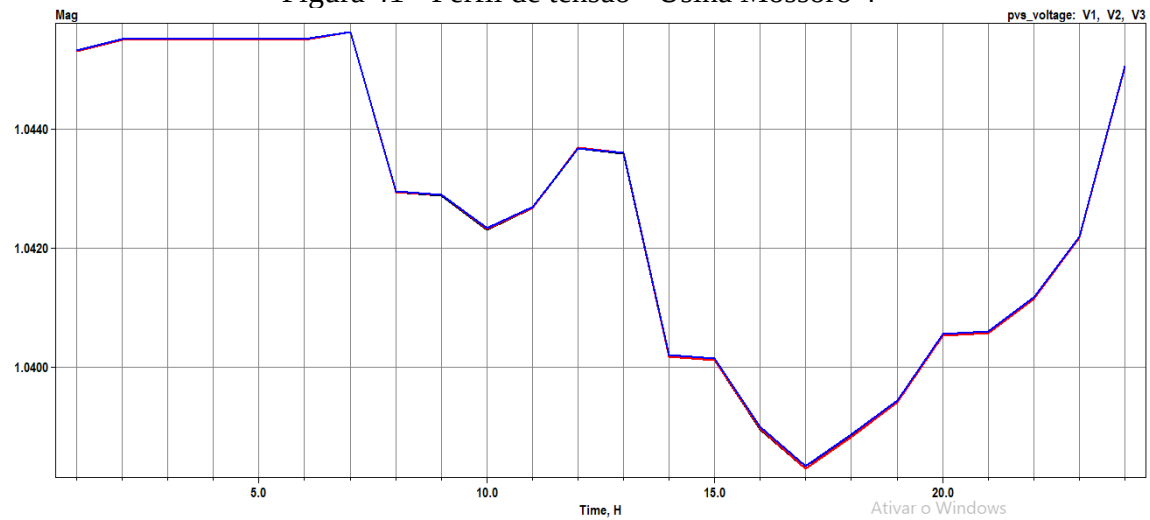
Fonte: Autoria própria, 2025

Figura 40 - Perfil de tensão - Usina Mossoró 3



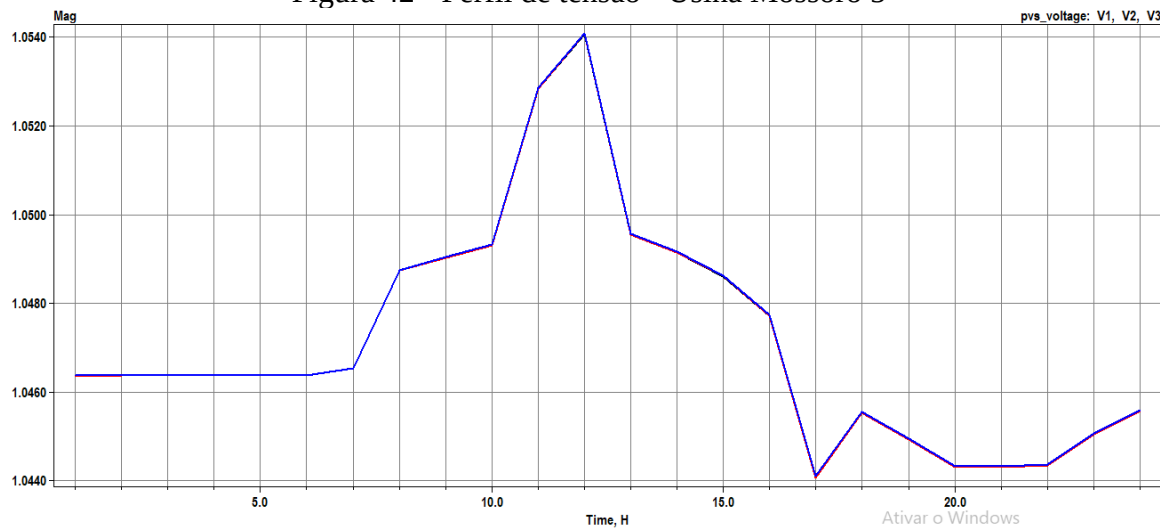
Fonte: Autoria própria, 2025

Figura 41 - Perfil de tensão - Usina Mossoró 4



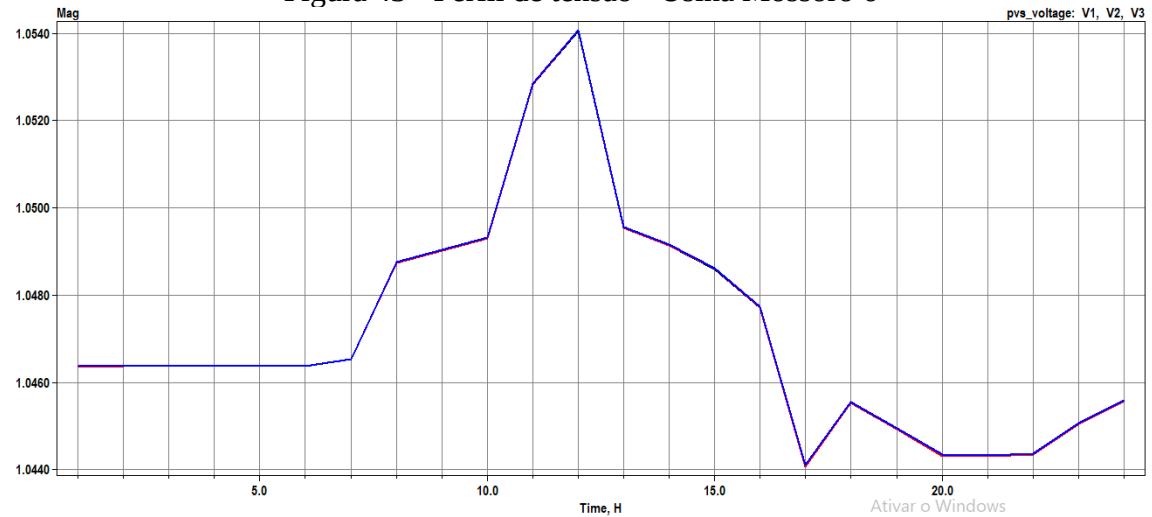
Fonte: Autoria própria, 2025

Figura 42 - Perfil de tensão - Usina Mossoró 5



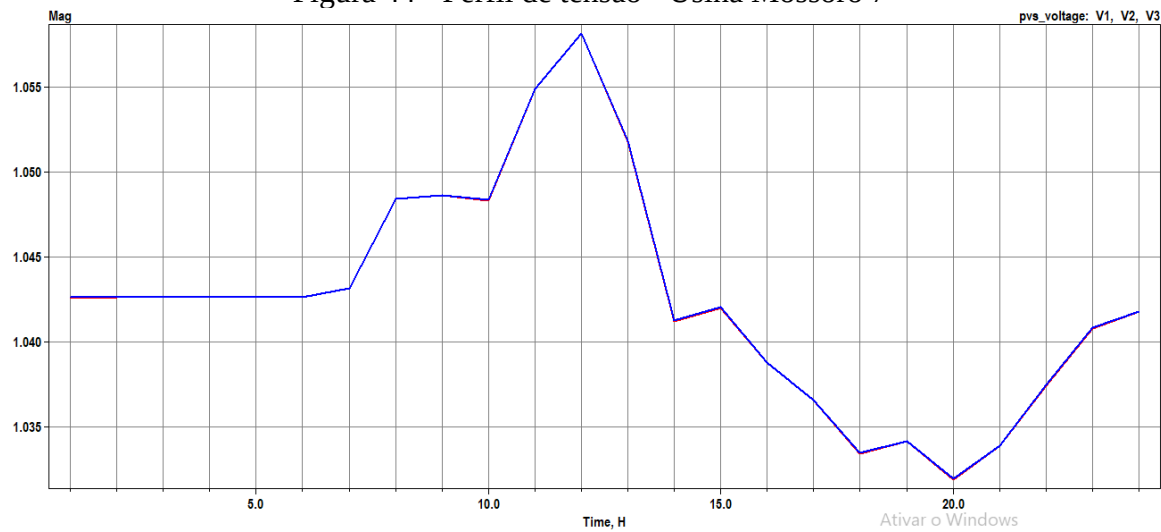
Fonte: Autoria própria, 2025

Figura 43 - Perfil de tensão - Usina Mossoró 6



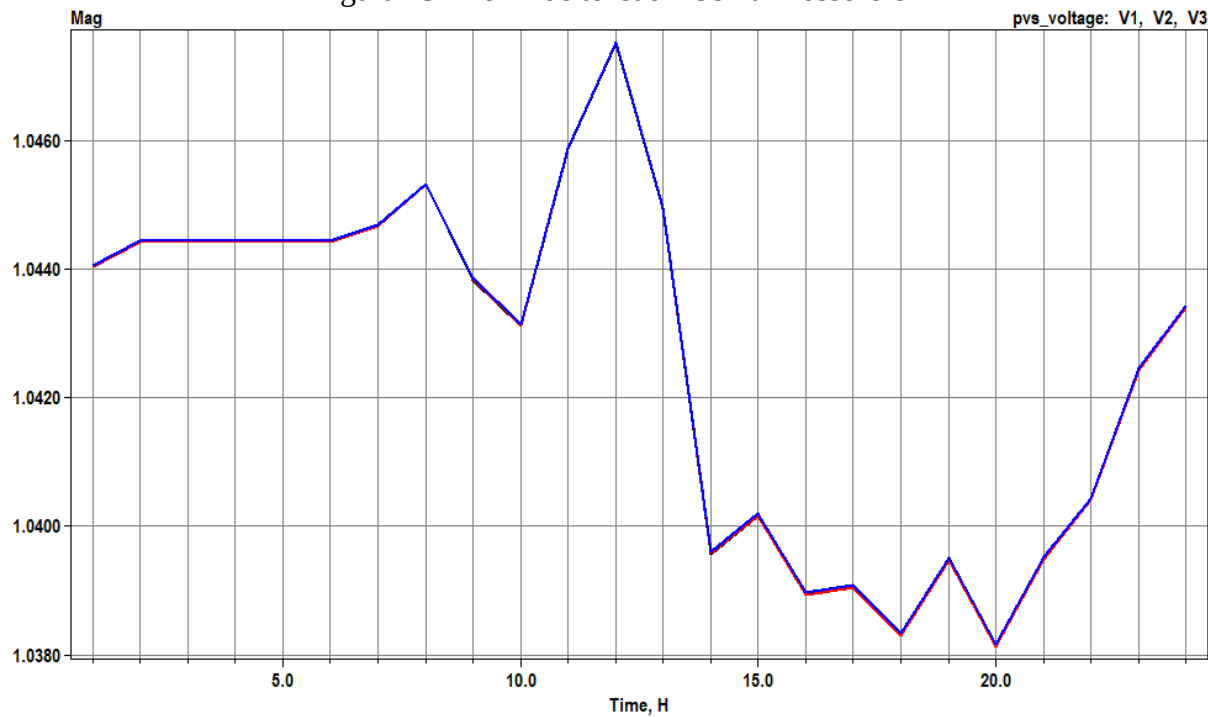
Fonte: Autoria própria, 2025

Figura 44 - Perfil de tensão - Usina Mossoró 7



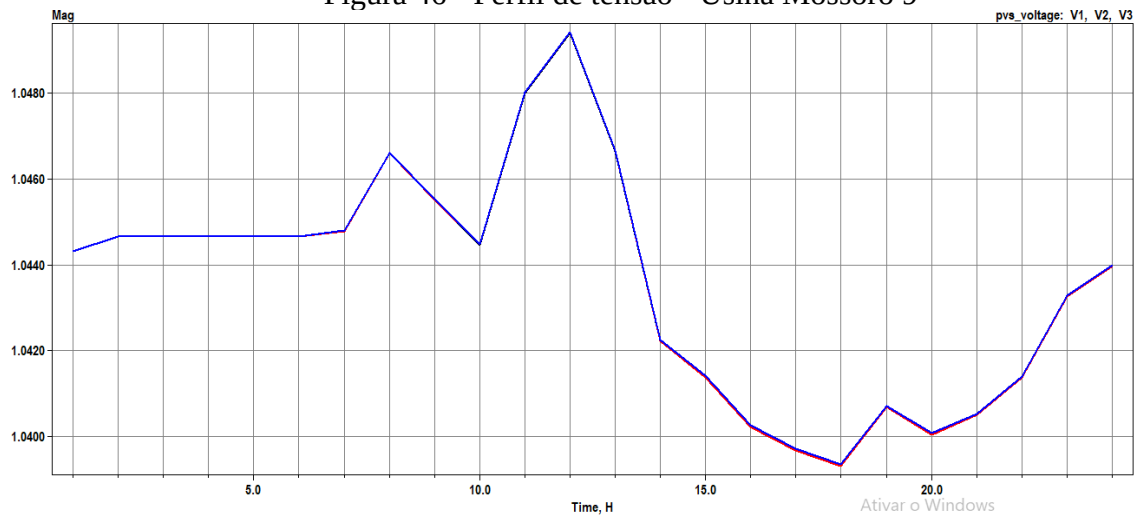
Fonte: Autoria própria, 2025

Figura 45 - Perfil de tensão - Usina Mossoró 8



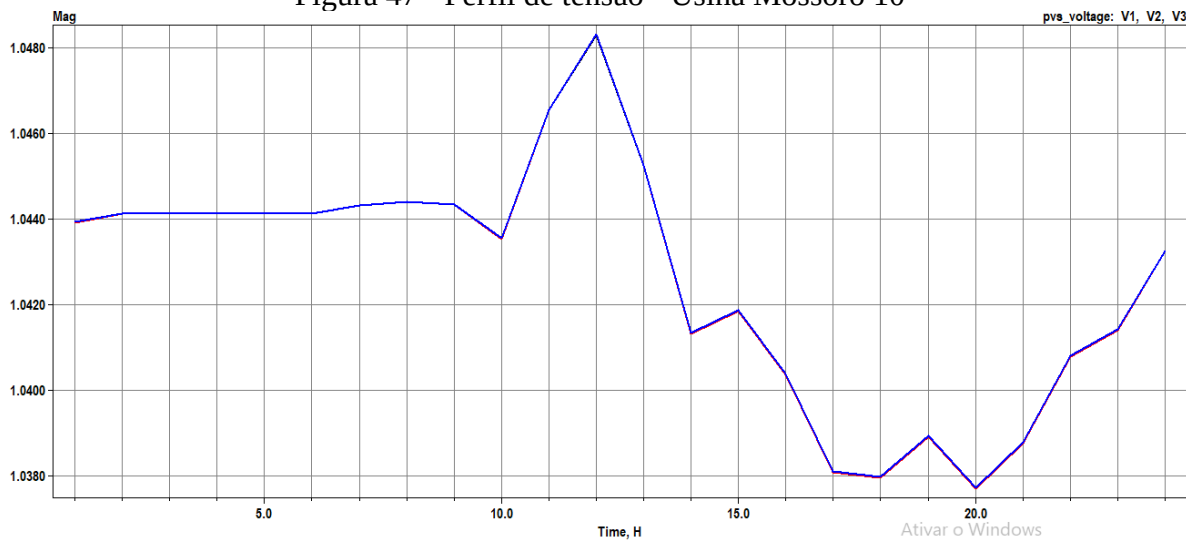
Fonte: Autoria própria, 2025

Figura 46 - Perfil de tensão - Usina Mossoró 9



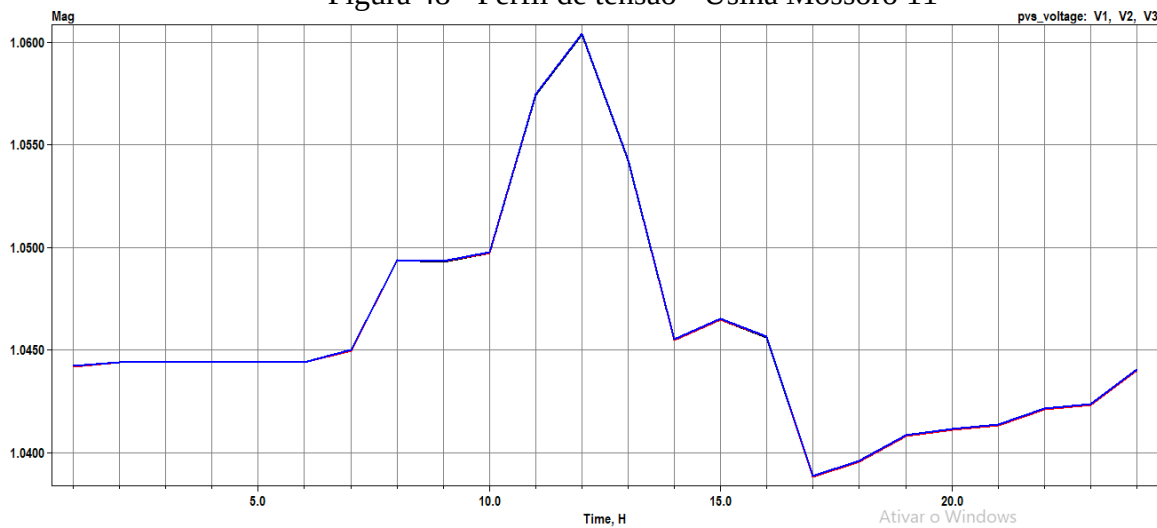
Fonte: Autoria própria, 2025

Figura 47 - Perfil de tensão - Usina Mossoró 10



Fonte: Autoria própria, 2025

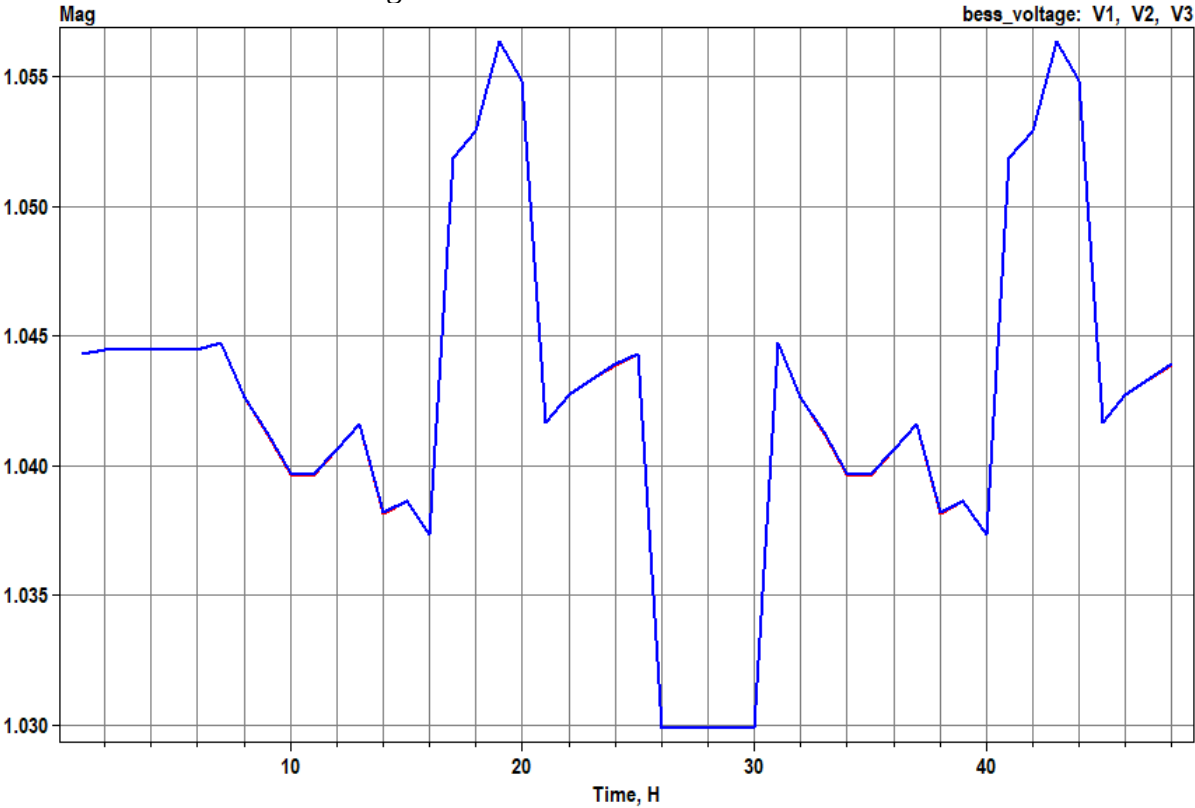
Figura 48 - Perfil de tensão - Usina Mossoró 11



Fonte: Autoria Própria, 2025

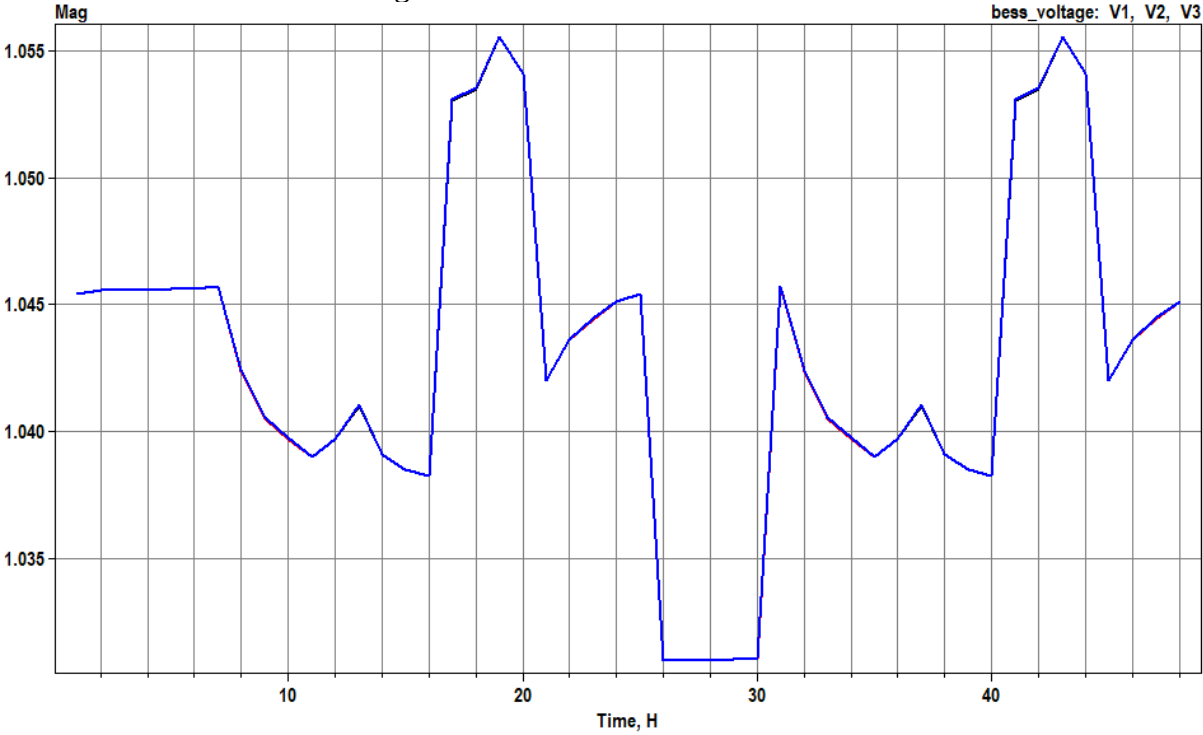
C.3 – PERFIS DE TENSÃO DOS SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO

Figura 49 - Perfil de tensão - BESS 1



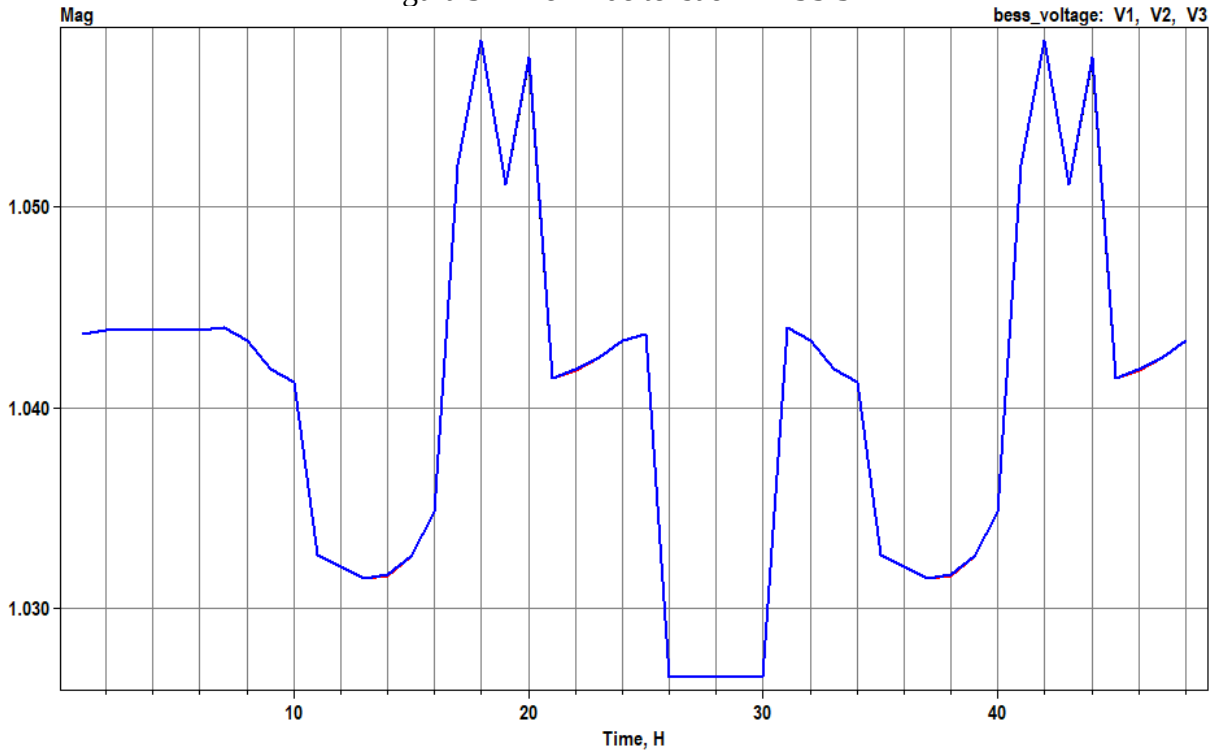
Fonte: Autoria própria, 2025

Figura 50 - Perfil de tensão - BESS 2



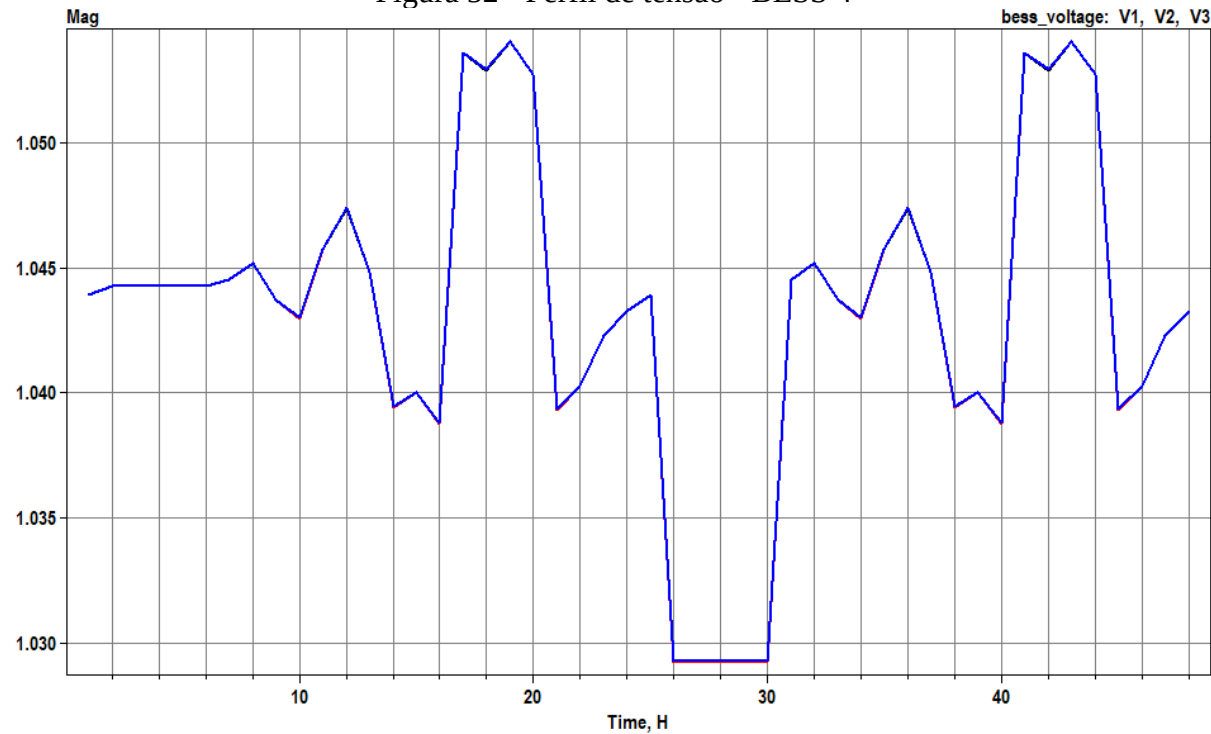
Fonte: Autoria própria, 2025

Figura 51 - Perfil de tensão - BESS 3

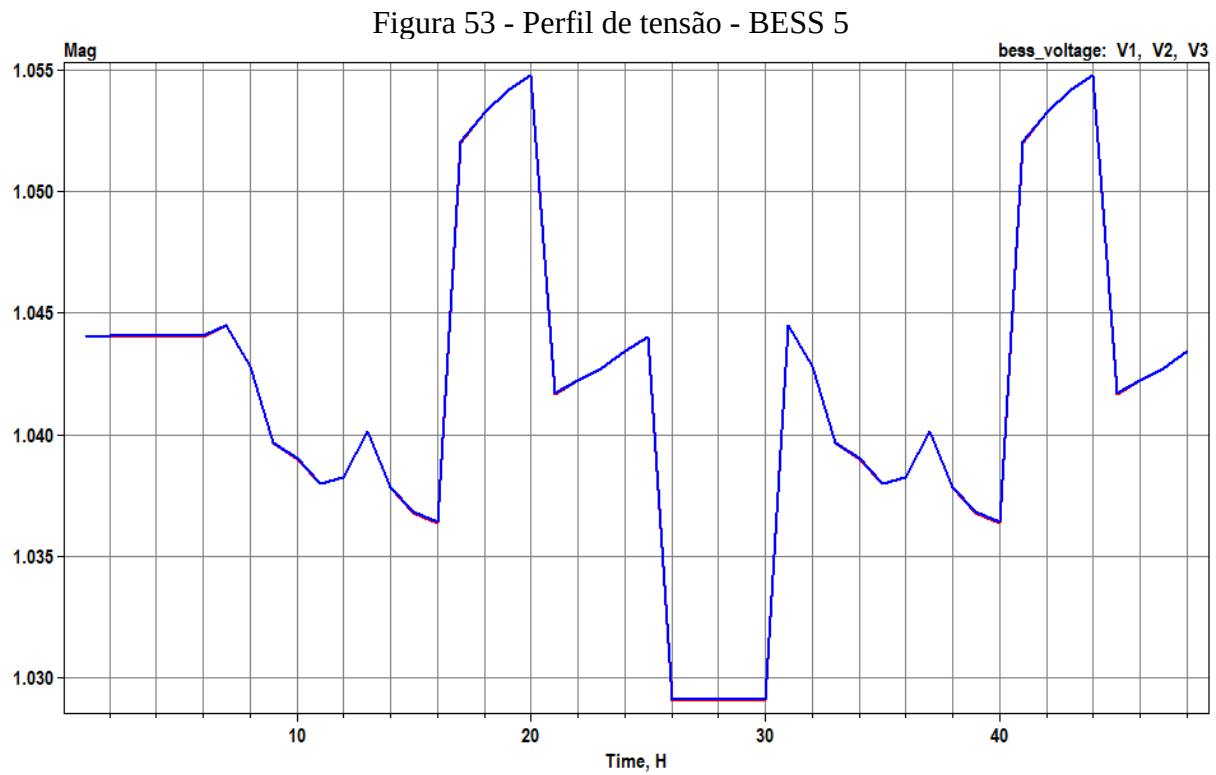


Fonte: Autoria própria, 2025

Figura 52 - Perfil de tensão - BESS 4



Fonte: Autoria própria, 2025



Fonte: Autoria própria, 2025

C.4 – DADOS DE DEMANDA HORÁRIA

Tabela 17 - Demanda horária - sistema sem armazenamento

SISTEMA BASE				
HORA	P1 (kW)	P2 (kW)	P3 (kW)	Ptotal (kW)
0:00	79,23	79,33	79,42	237,9755
1:00	70,3589	70,4518	70,5447	211,3554
2:00	63,9742	64,0671	64,1599	192,2012
3:00	63,9084	64,0012	64,0941	192,0037
4:00	63,9084	64,0012	64,0941	192,0037
5:00	63,8063	63,8992	63,9921	191,6976
6:00	63,5714	63,6642	63,7571	190,9927
7:00	57,1518	57,2447	57,3376	171,7341
8:00	75,0718	75,1647	75,2576	225,4941
9:00	102,027	102,12	102,212	306,359
10:00	123,976	124,069	124,162	372,207
11:00	89,5266	89,6198	89,7122	268,8586
12:00	53,5681	53,6613	53,7536	160,983
13:00	85,9709	86,0639	86,1566	258,1914
14:00	181,44	181,533	181,626	544,599
15:00	186,032	186,124	186,217	558,373
16:00	217,807	217,9	217,993	653,7
17:00	244,71	244,803	244,896	734,409
18:00	223,315	223,408	223,501	670,224
19:00	188,29	188,383	188,476	565,149
20:00	192,692	192,784	192,877	578,353
21:00	178,399	178,491	178,584	535,474
22:00	151,292	151,385	151,478	454,155
23:00	126,115	126,208	126,3	378,623

Fonte: Autoria própria, 2025

Tabela 18 - Demanda horária - sistema com armazenamento

COM SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO				
HORA	P1 (kW)	P2 (kW)	P3 (kW)	Ptotal (kW)
0:00	80,4364	80,5292	80,6221	241,5877
1:00	71,5646	71,6574	71,7503	214,9723
2:00	186,043	186,136	186,229	558,408
3:00	185,974	186,067	186,16	558,201
4:00	185,974	186,067	186,16	558,201
5:00	185,87	185,963	186,056	557,889
6:00	185,635	185,727	185,82	557,182
7:00	58,3544	58,4472	58,5401	175,3417
8:00	76,2764	76,3694	76,4622	229,108
9:00	103,232	103,325	103,418	309,975
10:00	125,182	125,276	125,368	375,826
11:00	90,7327	90,8259	90,9183	272,4769
12:00	54,7728	54,866	54,9583	164,5971
13:00	87,1773	87,2703	87,3631	261,8107
14:00	182,651	182,744	182,837	548,232
15:00	187,237	187,33	187,423	561,99
16:00	219,019	219,112	219,204	657,335
17:00	125,709	125,803	125,895	377,407
18:00	104,395	104,488	104,58	313,463
19:00	69,4496	69,5425	69,6351	208,6272
20:00	73,9057	73,9987	74,0913	221,9957
21:00	179,602	179,695	179,787	539,084
22:00	152,503	152,596	152,688	457,787
23:00	127,324	127,417	127,51	382,251

Fonte: Autoria própria, 2025

C.5 – CARREGAMENTO DOS CONDUTORES E TRANSFORMADORES

Tabela 19 - Carregamento de condutores e transformadores - sistema base - 10h (completo)

ELEMENTO	TERMINAL	I (A)	%Inormal	%Iemergencial
LINE.ENTRADAUFERSA	1	18,637	4,66	3,11
LINE.L1	1	1,8287	0,76	0,59
LINE.L2	1	6,7585	2,82	2,17
LINE.L3	1	5,4669	2,28	1,75
LINE.L4	1	4,2188	1,76	1,35
LINE.L5	1	3,27	1,36	1,05
LINE.L6	1	1,787	1,28	0,98
LINE.L7	1	0,90692	0,65	0,5
LINE.L8	1	1,9189	0,8	0,62
LINE.L9	1	1,7094	0,71	0,55
LINE.L10	1	1,9992	0,83	0,64
LINE.L11	1	1,5403	1,1	0,85
LINE.L12	1	0,77008	0,55	0,42
LINE.L13	1	10,119	4,22	3,25
LINE.L14	1	10,512	7,51	5,78
LINE.L15	1	1,1193	0,8	0,62
LINE.L16	1	9,4091	6,73	5,17
LINE.L17	1	8,3027	5,94	4,57
LINE.L18	1	7,9015	5,65	4,35
LINE.L19	1	3,3188	1,38	1,06
LINE.L20	1	2,9321	1,22	0,94
LINE.L21	1	1,5083	0,63	0,48
LINE.L22	1	4,7235	1,97	1,52
LINE.L23	1	0,98447	0,7	0,54
LINE.L24	1	3,8284	1,6	1,23
LINE.L25	1	2,8848	1,2	0,93
LINE.L26	1	2,167	0,91	0,7
LINE.L27	1	1,0011	0,42	0,32
LINE.L28	1	0,61242	0,44	0,34
LINE.L29	1	0,40852	0,29	0,23
LINE.L30	1	0,43863	0,31	0,24
LINE.L31	1	0,55343	0,4	0,31
LINE.L32	1	0,055783	0,04	0,03
LINE.L33	1	1,3808	0,99	0,76
LINE.L34	1	0,47594	0,34	0,26
LINE.L35	1	0,917	0,66	0,5
LINE.L36	1	0,55016	0,39	0,3
TRANSFORMER.S03T01	1	1,8297	26,51	19,44
TRANSFORMER.S03T02	1	0,9386	27,19	19,94
TRANSFORMER.S03T03	1	1,1195	16,22	11,89
TRANSFORMER.S03T04	1	1,1425	16,55	12,14
TRANSFORMER.S03T05	1	0,53947	7,81	5,73
TRANSFORMER.S03T09	1	1,3401	19,41	14,24

TRANSFORMER.S03T10	1	1,3224	19,16	14,05
TRANSFORMER.S03T11	1	1,0546	15,28	11,2
TRANSFORMER.S03T12	1	0,88057	25,51	18,71
TRANSFORMER.S03T13	1	0,9074	26,29	19,28
TRANSFORMER.S03T14	1	0,45184	6,55	4,8
TRANSFORMER.S03T15	1	0,7704	11,16	8,18
TRANSFORMER.S03T16	1	0,77039	11,16	8,18
TRANSFORMER.S03T17	1	2,0027	8,7	6,38
TRANSFORMER.S04T01	1	1,5088	21,86	16,03
TRANSFORMER.S04T02	1	1,425	41,28	30,28
TRANSFORMER.S04T03	1	0,38739	11,22	8,23
TRANSFORMER.S04T04	1	0,98475	14,27	10,46
TRANSFORMER.S04T05	1	1,116	16,17	11,86
TRANSFORMER.S03T06	1	0,47701	6,91	5,07
TRANSFORMER.S03T07	1	0,56535	8,19	6,01
TRANSFORMER.S03T08	1	0,55137	15,97	11,71
TRANSFORMER.S05T01	1	1,2134	17,58	12,89
TRANSFORMER.S05T02	1	0,45562	22	16,13
TRANSFORMER.S05T03	1	0,40094	11,62	8,52
TRANSFORMER.S05T04	1	0,43894	6,36	4,66
TRANSFORMER.S05T05	1	0,60916	17,65	12,94
TRANSFORMER.S05T06	1	0,060646	2,93	2,15

Fonte: Autoria própria, 2025

Tabela 20 - Carregamento de condutores e transformadores - sistema base - 17h (completo)

ELEMENTO	TERMINAL	I (A)	%Inormal	%Iemergencial
LINE.ENTRADAUFERSA	1	32,088	8,02	5,35
LINE.L1	1	1,9078	0,8	0,61
LINE.L2	1	12,332	5,14	3,95
LINE.L3	1	10,945	4,56	3,51
LINE.L4	1	9,2609	3,86	2,97
LINE.L5	1	7,8129	3,26	2,5
LINE.L6	1	2,1339	1,52	1,17
LINE.L7	1	1,0582	0,76	0,58
LINE.L8	1	5,6803	2,37	1,82
LINE.L9	1	5,2287	2,18	1,68
LINE.L10	1	4,3964	1,83	1,41
LINE.L11	1	0,83336	0,6	0,46
LINE.L12	1	0,41655	0,3	0,23
LINE.L13	1	17,853	7,44	5,72
LINE.L14	1	16,408	11,73	9,02
LINE.L15	1	1,4817	1,06	0,81
LINE.L16	1	14,928	10,67	8,21
LINE.L17	1	13,659	9,76	7,51
LINE.L18	1	12,286	8,78	6,75
LINE.L19	1	4,0045	1,67	1,28
LINE.L20	1	3,1818	1,33	1,02
LINE.L21	1	1,4908	0,62	0,48
LINE.L22	1	8,2888	3,46	2,66
LINE.L23	1	1,0597	0,76	0,58
LINE.L24	1	7,2332	3,02	2,32
LINE.L25	1	5,8997	2,46	1,89
LINE.L26	1	3,2406	1,35	1,04
LINE.L27	1	1,8225	0,76	0,59
LINE.L28	1	1,3819	0,99	0,76
LINE.L29	1	1,0053	0,72	0,55
LINE.L30	1	0,43015	0,31	0,24
LINE.L31	1	0,5802	0,42	0,32
LINE.L32	1	0,05582	0,04	0,03
LINE.L33	1	2,7149	1,94	1,49
LINE.L34	1	0,98513	0,7	0,54
LINE.L35	1	1,7318	1,24	0,95
LINE.L36	1	0,67266	0,48	0,37
TRANSFORMER.S03T01	1	1,9088	27,65	20,28
TRANSFORMER.S03T02	1	1,4469	41,92	30,74
TRANSFORMER.S03T03	1	1,4818	21,47	15,74
TRANSFORMER.S03T04	1	1,2705	18,4	13,5
TRANSFORMER.S03T05	1	1,3763	19,94	14,62
TRANSFORMER.S03T09	1	1,3886	20,12	14,75

TRANSFORMER.S03T10	1	1,6848	24,41	17,9
TRANSFORMER.S03T11	1	1,4503	21,01	15,41
TRANSFORMER.S03T12	1	1,0762	31,18	22,87
TRANSFORMER.S03T13	1	1,0587	30,67	22,49
TRANSFORMER.S03T14	1	0,45194	6,55	4,8
TRANSFORMER.S03T15	1	0,41712	6,04	4,43
TRANSFORMER.S03T16	1	0,41712	6,04	4,43
TRANSFORMER.S03T17	1	4,3984	19,11	14,02
TRANSFORMER.S04T01	1	1,4913	21,6	15,84
TRANSFORMER.S04T02	1	1,6922	49,03	35,95
TRANSFORMER.S04T03	1	0,82344	23,86	17,5
TRANSFORMER.S04T04	1	1,06	15,36	11,26
TRANSFORMER.S04T05	1	1,3408	19,42	14,24
TRANSFORMER.S03T06	1	0,98577	14,28	10,47
TRANSFORMER.S03T07	1	1,063	15,4	11,29
TRANSFORMER.S03T08	1	0,67417	19,53	14,32
TRANSFORMER.S05T01	1	1,4208	20,58	15,09
TRANSFORMER.S05T02	1	0,44242	21,36	15,67
TRANSFORMER.S05T03	1	0,37939	10,99	8,06
TRANSFORMER.S05T04	1	0,43046	6,24	4,57
TRANSFORMER.S05T05	1	0,53276	15,44	11,32
TRANSFORMER.S05T06	1	0,060686	2,93	2,15

Fonte: Autoria própria, 2025

Tabela 21 - Carregamento de condutores e transformadores - sistema base - 20h (completo)

ELEMENTO	TERMINAL	I (A)	%Inormal	%Iemergencial
LINE.ENTRADAUFERSA	1	25,024	6,26	4,17
LINE.L1	1	1,2598	0,53	0,4
LINE.L2	1	8,4754	3,53	2,72
LINE.L3	1	7,593	3,16	2,43
LINE.L4	1	6,7837	2,83	2,17
LINE.L5	1	6,0988	2,54	1,96
LINE.L6	1	1,6453	1,18	0,9
LINE.L7	1	0,79578	0,57	0,44
LINE.L8	1	4,4548	1,86	1,43
LINE.L9	1	4,0858	1,7	1,31
LINE.L10	1	3,2884	1,37	1,05
LINE.L11	1	0,79848	0,57	0,44
LINE.L12	1	0,39911	0,29	0,22
LINE.L13	1	15,289	6,37	4,9
LINE.L14	1	14,56	10,41	8
LINE.L15	1	0,98019	0,7	0,54
LINE.L16	1	13,581	9,71	7,47
LINE.L17	1	12,474	8,92	6,86
LINE.L18	1	11,024	7,88	6,06
LINE.L19	1	3,2108	1,34	1,03
LINE.L20	1	2,7976	1,17	0,9
LINE.L21	1	1,152	0,48	0,37
LINE.L22	1	7,8139	3,26	2,51
LINE.L23	1	1,1562	0,83	0,64
LINE.L24	1	6,6584	2,78	2,14
LINE.L25	1	5,9152	2,47	1,9
LINE.L26	1	2,4978	1,04	0,8
LINE.L27	1	1,5369	0,64	0,49
LINE.L28	1	1,1846	0,85	0,65
LINE.L29	1	0,79056	0,57	0,44
LINE.L30	1	0,36023	0,26	0,2
LINE.L31	1	0,43545	0,31	0,24
LINE.L32	1	0,072073	0,05	0,04
LINE.L33	1	3,4184	2,44	1,88
LINE.L34	1	1,0243	0,73	0,56
LINE.L35	1	2,3952	1,71	1,32
LINE.L36	1	1,076	0,77	0,59
TRANSFORMER.S03T01	1	1,2608	18,26	13,39
TRANSFORMER.S03T02	1	0,72995	21,15	15,51
TRANSFORMER.S03T03	1	0,98036	14,2	10,41
TRANSFORMER.S03T04	1	1,1075	16,04	11,77
TRANSFORMER.S03T05	1	1,4506	21,01	15,41
TRANSFORMER.S03T09	1	0,88404	12,81	9,39
TRANSFORMER.S03T10	1	0,80965	11,73	8,6

TRANSFORMER.S03T11	1	0,68729	9,96	7,3
TRANSFORMER.S03T12	1	0,85002	24,63	18,06
TRANSFORMER.S03T13	1	0,79627	23,07	16,92
TRANSFORMER.S03T14	1	0,36923	5,35	3,92
TRANSFORMER.S03T15	1	0,39968	5,79	4,25
TRANSFORMER.S03T16	1	0,39969	5,79	4,25
TRANSFORMER.S03T17	1	3,2904	14,3	10,49
TRANSFORMER.S04T01	1	1,1525	16,69	12,24
TRANSFORMER.S04T02	1	1,6468	47,71	34,99
TRANSFORMER.S04T03	1	0,41392	11,99	8,79
TRANSFORMER.S04T04	1	1,1564	16,75	12,29
TRANSFORMER.S04T05	1	0,74438	10,78	7,91
TRANSFORMER.S03T06	1	1,0247	14,84	10,89
TRANSFORMER.S03T07	1	1,3196	19,12	14,02
TRANSFORMER.S03T08	1	1,0768	31,2	22,88
TRANSFORMER.S05T01	1	0,96362	13,96	10,24
TRANSFORMER.S05T02	1	0,35416	17,1	12,54
TRANSFORMER.S05T03	1	0,39686	11,5	8,43
TRANSFORMER.S05T04	1	0,36054	5,22	3,83
TRANSFORMER.S05T05	1	0,37031	10,73	7,87
TRANSFORMER.S05T06	1	0,078042	3,77	2,76

Fonte: Autoria própria, 2025

Tabela 22 - Carregamento de condutores e transformadores - sistema com armazenamento - 2h (completo)

ELEMENTO	TERMINA L	I (A)	%Inormal	%Iemergencial
LINE.ENTRADAUFERSA	1	22,522	5,63	3,76
LINE.L1	1	0,50284	0,21	0,16
LINE.L2	1	2,6291	1,1	0,84
LINE.L3	1	2,2014	0,92	0,71
LINE.L4	1	1,8763	0,78	0,6
LINE.L5	1	1,4792	0,62	0,47
LINE.L6	1	0,47711	0,34	0,26
LINE.L7	1	0,28221	0,2	0,16
LINE.L8	1	1,0034	0,42	0,32
LINE.L9	1	1,0037	0,42	0,32
LINE.L10	1	0,79736	0,33	0,26
LINE.L11	1	0,20736	0,15	0,11
LINE.L12	1	0,10355	0,07	0,06
LINE.L13	1	19,495	8,13	6,25
LINE.L14	1	19,275	13,77	10,6
LINE.L15	1	3,6046	2,57	1,98
LINE.L16	1	15,677	11,2	8,62
LINE.L17	1	12,263	8,77	6,74
LINE.L18	1	11,823	8,45	6,5
LINE.L19	1	2,8458	1,19	0,91
LINE.L20	1	1,0577	0,44	0,34
LINE.L21	1	0,46922	0,2	0,15
LINE.L22	1	8,9816	3,75	2,88
LINE.L23	1	0,2077	0,15	0,11
LINE.L24	1	8,7823	3,66	2,82
LINE.L25	1	8,5622	3,57	2,75
LINE.L26	1	4,3203	1,8	1,39
LINE.L27	1	0,69534	0,29	0,22
LINE.L28	1	0,52335	0,38	0,29
LINE.L29	1	0,35667	0,26	0,2
LINE.L30	1	0,1647	0,12	0,09
LINE.L31	1	0,19699	0,14	0,11
LINE.L32	1	0,033575	0,03	0,02
LINE.L33	1	4,2421	3,03	2,33
LINE.L34	1	0,35542	0,25	0,2
LINE.L35	1	3,9031	2,79	2,14
LINE.L36	1	0,31248	0,22	0,17
TRANSFORMER.S03T01	1	0,50382	7,3	5,35
TRANSFORMER.S03T02	1	0,23042	6,68	4,9
TRANSFORMER.S03T03	1	3,6047	52,22	38,29
TRANSFORMER.S03T04	1	3,4287	49,67	36,42
TRANSFORMER.S03T05	1	0,45636	6,61	4,85

TRANSFORMER.S03T09	1	0,42936	6,22	4,56
TRANSFORMER.S03T10	1	0,32549	4,72	3,46
TRANSFORMER.S03T11	1	0,39939	5,79	4,24
TRANSFORMER.S03T12	1	0,19535	5,66	4,15
TRANSFORMER.S03T13	1	0,28269	8,19	6,01
TRANSFORMER.S03T14	1	4,91E-07	0	0
TRANSFORMER.S03T15	1	0,10412	1,51	1,11
TRANSFORMER.S03T16	1	0,10412	1,51	1,11
TRANSFORMER.S03T17	1	0,79931	3,47	2,55
TRANSFORMER.S04T01	1	0,4697	6,8	4,99
TRANSFORMER.S04T02	1	0,58961	17,08	12,53
TRANSFORMER.S04T03	1	1,8267	52,92	38,81
TRANSFORMER.S04T04	1	0,20798	3,01	2,21
TRANSFORMER.S04T05	1	0,23019	3,33	2,45
TRANSFORMER.S03T06	1	0,35584	5,15	3,78
TRANSFORMER.S03T07	1	3,607	52,25	38,32
TRANSFORMER.S03T08	1	0,31334	9,08	6,66
TRANSFORMER.S05T01	1	3,6451	52,8	38,72
TRANSFORMER.S05T02	1	0,17405	8,4	6,16
TRANSFORMER.S05T03	1	0,1697	4,92	3,61
TRANSFORMER.S05T04	1	0,16502	2,39	1,75
TRANSFORMER.S05T05	1	0,17366	5,03	3,69
TRANSFORMER.S05T06	1	0,034656	1,67	1,23

Fonte: Autoria própria, 2025

Tabela 23 - Carregamento de condutores e transformadores - sistema com armazenamento - 17h (completo)

ELEMENTO	TERMINA L	I (A)	%Inormal	%Iemergencial
LINE.ENTRADAUFERS A	1	20,041	5,01	3,34
LINE.L1	1	1,9079	0,8	0,61
LINE.L2	1	12,332	5,14	3,95
LINE.L3	1	10,945	4,56	3,51
LINE.L4	1	9,261	3,86	2,97
LINE.L5	1	7,813	3,26	2,5
LINE.L6	1	2,134	1,52	1,17
LINE.L7	1	1,0582	0,76	0,58
LINE.L8	1	5,6804	2,37	1,82
LINE.L9	1	5,2287	2,18	1,68
LINE.L10	1	4,3964	1,83	1,41
LINE.L11	1	0,83336	0,6	0,46
LINE.L12	1	0,41655	0,3	0,23
LINE.L13	1	7,919	3,3	2,54
LINE.L14	1	7,1364	5,1	3,92
LINE.L15	1	1,9056	1,36	1,05
LINE.L16	1	6,9402	4,96	3,82
LINE.L17	1	7,4269	5,31	4,08
LINE.L18	1	6,2837	4,49	3,46
LINE.L19	1	2,6248	1,09	0,84
LINE.L20	1	3,1798	1,33	1,02
LINE.L21	1	1,4898	0,62	0,48
LINE.L22	1	4,0029	1,67	1,28
LINE.L23	1	1,059	0,76	0,58
LINE.L24	1	3,4537	1,44	1,11
LINE.L25	1	3,1547	1,32	1,01
LINE.L26	1	1,2467	0,52	0,4
LINE.L27	1	1,821	0,76	0,59
LINE.L28	1	1,3808	0,99	0,76
LINE.L29	1	1,0044	0,72	0,55
LINE.L30	1	0,42982	0,31	0,24
LINE.L31	1	0,57974	0,42	0,32
LINE.L32	1	0,05577 7	0,04	0,03
LINE.L33	1	1,9705	1,41	1,08
LINE.L34	1	0,98436	0,7	0,54
LINE.L35	1	2,112	1,51	1,16
LINE.L36	1	0,67212	0,48	0,37
TRANSFORMER.S03T01	1	1,9089	27,65	20,28
TRANSFORMER.S03T02	1	1,4469	41,92	30,74

TRANSFORMER.S03T03	1	1,9058	27,61	20,25
TRANSFORMER.S03T04	1	2,0639	29,9	21,93
TRANSFORMER.S03T05	1	1,3756	19,93	14,61
TRANSFORMER.S03T09	1	1,3886	20,12	14,75
TRANSFORMER.S03T10	1	1,6848	24,41	17,9
TRANSFORMER.S03T11	1	1,4503	21,01	15,41
TRANSFORMER.S03T12	1	1,0762	31,18	22,87
TRANSFORMER.S03T13	1	1,0587	30,67	22,49
TRANSFORMER.S03T14	1	0,45194	6,55	4,8
TRANSFORMER.S03T15	1	0,41712	6,04	4,43
TRANSFORMER.S03T16	1	0,41712	6,04	4,43
TRANSFORMER.S03T17	1	4,3984	19,11	14,02
TRANSFORMER.S04T01	1	1,4903	21,59	15,83
TRANSFORMER.S04T02	1	1,6911	49	35,93
TRANSFORMER.S04T03	1	0,8932	25,88	18,98
TRANSFORMER.S04T04	1	1,0593	15,35	11,25
TRANSFORMER.S04T05	1	1,3399	19,41	14,23
TRANSFORMER.S03T06	1	0,985	14,27	10,46
TRANSFORMER.S03T07	1	2,3798	34,47	25,28
TRANSFORMER.S03T08	1	0,67363	19,52	14,31
TRANSFORMER.S05T01	1	1,9517	28,27	20,73
TRANSFORMER.S05T02	1	0,44207	21,35	15,65
TRANSFORMER.S05T03	1	0,37909	10,98	8,05
TRANSFORMER.S05T04	1	0,43013	6,23	4,57
TRANSFORMER.S05T05	1	0,53235	15,42	11,31
TRANSFORMER.S05T06	1	0,06063 9	2,93	2,15