

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE SANTA  
CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS  
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA  
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**OTÁVIO ALVES PEREIRA DA SILVA**

**ANÁLISE DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA CONECTADA A UM TRECHO  
REAL DE DISTRIBUIÇÃO DA CELESC: estudo de caso**

**FLORIANÓPOLIS, 2025.**

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE SANTA  
CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS  
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA  
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**OTÁVIO ALVES PEREIRA DA SILVA**

**ANÁLISE DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA CONECTADA A UM TRECHO  
REAL DE DISTRIBUIÇÃO DA CELESC: estudo de caso**

Trabalho de Conclusão de Curso  
submetido ao Instituto Federal de  
Educação, Ciência e Tecnologia de Santa  
Catarina como parte dos requisitos para  
obtenção do título de Engenheiro Eletricista  
em 2025.

Orientador:  
Marco Aurélio Moreira Saran, M. Sc.

**FLORIANÓPOLIS, 2025.**

Da Silva, Otávio Alves Pereira  
ANÁLISE DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA CONECTADA A UM TRECHO REAL DE  
DISTRIBUIÇÃO DA CELESC: estudo de caso / Otávio Alves Pereira Da  
Silva ; orientador, Marco Aurélio Moreira Saran, 2025.  
84 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) - Instituto Federal  
de Santa Catarina, Campus Florianópolis, Graduação em Engenharia  
eletrica, Florianópolis, 2025.

Inclui referências.

1. Engenharia eletrica. 2. Geração de energia elétrica. 3. Redes  
de distribuição. 4. Qualidade de energia elétrica. 5. Fluxo de  
potência. I. Saran, Marco Aurélio Moreira. II. Instituto Federal  
de Santa Catarina. Graduação em Engenharia eletrica. III.  
Título.

**ANÁLISE DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA CONECTADA A UM TRECHO REAL DE  
DISTRIBUIÇÃO DA CELESC: estudo de caso**

**OTÁVIO ALVES PEREIRA DA SILVA**

Este trabalho foi julgado adequado para obtenção do título de Engenheiro em Engenharia Elétrica e aprovado na sua forma final pela banca examinadora do Curso Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina.

Florianópolis, 30 de julho, 2025.

Banca Examinadora:

---

Prof. Marco Aurélio Moreira Saran, M. Sc.

---

Prof. Edison Antônio Cardoso Aranha Neto, Dr. Eng.

---

Prof. Pedro César Cordeiro Vieira, Dr. Eng.

## RESUMO

O Brasil apresenta em sua matriz elétrica, uma geração majoritariamente hidrotérmica, com usinas construídas em lugares estratégicos com anos de planejamento e controle de sua operação feito hoje pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Com o passar dos anos, novas fontes de geração foram inseridas ao sistema, diversificando ainda mais a matriz energética do país, com uma grande inserção de plantas intermitentes. A forma com que os sistemas de distribuição/transmissão reagirão a instalação de diversos pontos de geração é um problema iminente em algumas regiões do Brasil, já que as fontes intermitentes não se comportam como uma fonte “despachável”, sendo a sua geração inteiramente dependente da disponibilidade do recurso natural disponível naquele momento, ocorrendo variações na quantidade de energia elétrica gerada a cada período. Este comportamento, pode prejudicar a qualidade do atendimento das concessionárias bem como comprometer a capacidade do sistema. O presente trabalho teve como objetivo estudar e analisar a inserção de uma planta centralizada em um trecho real das Centrais Elétricas de Santa Catarina (CELESC), observando os efeitos desta inserção nas linhas, barras e equipamentos presentes na rede. O estudo foi baseado em simulações, através do *software* ANAREDE, utilizando a versão acadêmica disponibilizada pelo CEPEL ao IFSC.

**Palavras-chave:** Geração de Energia Elétrica. Redes de Distribuição. Qualidade de Energia. Fluxo de Potência

## ABSTRACT

Brazil's electrical matrix is predominantly hydrothermal, with power plants built in strategic locations after years of planning, and their operation is currently managed by the National Electric System Operator (ONS). Over the years, new generation sources have been integrated into the system, further diversifying the country's energy mix, with a significant inclusion of intermittent plants. How the distribution/transmission systems will respond to the installation of multiple generation points is an imminent concern in some regions of Brazil, since intermittent sources do not behave like "dispatchable" sources—their generation is entirely dependent on the availability of natural resources at a given moment, resulting in variations in the amount of electricity generated over time. This behavior can negatively impact the quality of service provided by utilities and compromise the system's capacity. This study aimed to evaluate and analyze the integration of a centralized plant into a real segment of the distribution network operated by Centrais Elétricas de Santa Catarina (CELESC), assessing the effects of this integration on the lines, buses, and equipment in the network. The study was based on simulations performed using the ANAREDE software, through the academic version made available by CEPEL to IFSC.

**Keywords:** Electric Power Generation. Distribution Networks. Power Quality. Power Flow.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Capacidade instalada de MMGD [MW] - CELESC.....	12
Figura 2 - Sistema fotovoltaico x Sistema solar de aquecimento .....	18
Figura 3 - Curva I x V de um módulo fotovoltaico.....	19
Figura 4 - Curva P x V de um módulo fotovoltaico .....	19
Figura 5 - Radiação Solar .....	21
Figura 6 - Usina de geração fotovoltaica conectada ao sistema a elétrico.....	24
Figura 7 - Esquema de conexão de uma usina fotovoltaica um sistema de distribuição.....	24
Figura 8 - Diagrama de blocos de um Sistema Elétrico de Potência.....	27
Figura 9 - Diagrama unifilar de um sistema elétrico de potência.....	29
Figura 10 - Esquema simplificado de subestação de distribuição .....	30
Figura 11 - Diagrama de um alimentador radial .....	32
Figura 12 - Operação da subtransmissão em malha.....	33
Figura 13 - Arranjos típicos de redes de subtransmissão .....	34
Figura 14 - Linha de transmissão do sistema elétrico .....	36
Figura 15 - Página inicial do ANAREDE.....	41
Figura 16 - Página inicial do EditCEPEL .....	41
Figura 17 - Diagrama unifilar do trecho .....	43
Figura 18 - Local de inserção da usina .....	44
Figura 19 - Estado inicial do sistema.....	47
Figura 20 - Direção do fluxo de potência no trecho de 34,5kV.....	48
Figura 21 - Nova barra inserida.....	49
Figura 22 - Parâmetros da barra 9920 .....	49
Figura 23 - Comportamento da carga no subsistema sul.....	52
Figura 24 - Geração média diária da UFV Pedranópolis em maio de 2024 .....	52
Figura 25 - Histórico meteorológico de Pedranópolis.....	53
Figura 26 - Status do sistema na Simulação n° 1.....	55
Figura 27 - Características operacionais do transformador TTS-34.5-2.....	56
Figura 28 - Status do sistema na Simulação n° 2.....	58
Figura 29 - Status do sistema na Simulação n° 3.....	61
Figura 30 - Status do sistema na Simulação n° 4.....	63
Figura 31 - Status do sistema na Simulação n° 5.....	66
Figura 32 - Ocorrência de elevados níveis de tensão na Simulação n° 2 .....	69

Figura 33 - Dados de barra do sistema modelado no EditCEPEL.....	77
Figura 34 - Dados de linha do sistema base modelado no EditCEPEL.....	77
Figura 35 - Dados de barra do sistema na Simulação n° 1 .....	78
Figura 36 - Dados de linha do sistema na Simulação n° 1 .....	78
Figura 37 - Dados de barra do sistema na simulação n° 2.....	79
Figura 38 - Dados de linha do sistema na simulação n° 2 .....	79
Figura 39 - Dados de barra do sistema na simulação n° 3.....	80
Figura 40 - Dados de linha do sistema na simulação n° 3 .....	80
Figura 41 - Dados de barra do sistema na simulação n° 4.....	81
Figura 42 - Dados de linha do sistema na simulação n° 4 .....	81
Figura 43 - Dados de barra do sistema na simulação n° 5.....	82
Figura 44 - Dados de linha do sistema na simulação n° 5 .....	82
Figura 45 - Fluxo de potência oriundo da barra 9914 – Sistema Base.....	82
Figura 46 - Fluxo de potência oriundo da barra 9914 – Simulação n° 1.....	83
Figura 47 - Fluxo de potência oriundo da barra 9914 – Simulação n° 2.....	83
Figura 48 - Fluxo de potência oriundo da barra 9914 – Simulação n° 3.....	83
Figura 49 - Fluxo de potência oriundo da barra 9914 – Simulação n° 4.....	83
Figura 50 - Fluxo de potência oriundo da barra 9914 – Simulação n° 5.....	83

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Tensões usuais em sistemas de potência.....	28
Tabela 2 - Capacidades de transmissão das LTs do sistema analisado.....	45
Tabela 3 - Capacidade de operação dos transformadores de potência do sistema analisado .....	46
Tabela 4 - Capacidade de operação dos reguladores de tensão do sistema analisado.....	46
Tabela 5 - Cenários críticos de uma UFV conectada ao SEP .....	50
Tabela 6 - Cargas presentes no sistema de estudo .....	50
Tabela 7 - Roteiro de simulações.....	51
Tabela 8 - Confirmação do roteiro de simulações.....	53
Tabela 9 - Parâmetros da Simulação n° 1.....	55
Tabela 10 - Limites de tensão do sistema.....	56
Tabela 11 - Comparativo nos níveis de tensão apresentado nas simulações.....	57
Tabela 12 - Parâmetros da Simulação n° 2.....	57
Tabela 13 - Comparativo nos níveis de tensão apresentado nas simulações.....	59
Tabela 14 - Carregamento no transformador TTS-34.5-2 .....	59
Tabela 15 - Comparativo nos níveis de tensão apresentado nas simulações.....	60
Tabela 16 - Parâmetros da Simulação n° 3.....	60
Tabela 17 - Comparativo nos níveis de tensão apresentado nas simulações.....	61
Tabela 18 - Carregamento no transformador TTS-34.5-2 .....	62
Tabela 19 - Parâmetros da Simulação n° 4.....	63
Tabela 20 - Comparativo nos níveis de tensão apresentado nas simulações.....	64
Tabela 21 - Carregamento no transformador TTS-34.5-2 .....	64
Tabela 22 - Parâmetros da simulação Simulação n° 5.....	65
Tabela 23 - Carregamento no transformador TTS-34.5-2 .....	66
Tabela 24 - Comparativo nos níveis de tensão apresentado nas simulações.....	67
Tabela 25 - Módulos das tensões x injeção de reativo em barras vizinhas à usina ..	70

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANAREDE	Análise de Redes Elétricas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CELESC	Centrais Elétricas de Santa Catarina
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
EAT	Extra Alta Tensão
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GD	Geração Distribuída
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IFSC	Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina
MMGD	Micro e Minigeração Distribuídas de Energia Elétrica
MT	Média Tensão
OLTC	<i>On-Load Tap Changing</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SE	Subestação
SEP	Sistemas Elétricos de Potência
UAT	Ultra Alta Tensão
UFV	Usina Fotovoltaica

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	<b>11</b>
<b>1.1</b>	<b>Justificativa</b> .....	<b>12</b>
<b>1.2</b>	<b>Definição do Problema</b> .....	<b>14</b>
<b>1.3</b>	<b>Objetivo Geral</b> .....	<b>15</b>
<b>1.4</b>	<b>Objetivos Específicos</b> .....	<b>15</b>
<b>1.5</b>	<b>Estrutura do Trabalho</b> .....	<b>16</b>
<b>2</b>	<b>FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA</b> .....	<b>17</b>
<b>2.1</b>	<b>Geração Fotovoltaica</b> .....	<b>17</b>
2.1.1	Radiação Solar.....	20
2.1.2	Inversores .....	21
<b>2.2</b>	<b>Geração Fotovoltaica conectada à rede elétrica</b> .....	<b>23</b>
<b>2.3</b>	<b>Sistemas de Distribuição</b> .....	<b>24</b>
2.3.1	Sistema de Subtransmissão.....	33
<b>2.4</b>	<b>Fluxo de Potência</b> .....	<b>36</b>
2.4.1	Análise de Redes (ANAREDE) .....	39
<b>3</b>	<b>ESTUDO DE CASO</b> .....	<b>42</b>
<b>3.1</b>	<b>Características do sistema</b> .....	<b>42</b>
3.1.1	Parâmetros do Sistema.....	44
3.1.1.1	<i>Linhas de transmissão</i> .....	44
3.1.1.2	<i>Transformadores de potência</i> .....	46
3.1.1.3	<i>Reguladores de tensão</i> .....	46
<b>3.2</b>	<b>Simulações</b> .....	<b>47</b>
3.2.1	Simulação nº 1 – Geração ALTA   Carga ALTA.....	54
3.2.2	Simulação nº 2 – Geração BAIXA   Carga ALTA .....	57
3.2.3	Simulação nº 3 – Geração ALTA   Carga BAIXA .....	60
3.2.4	Simulação nº 4 – Geração BAIXA   Carga BAIXA.....	62
3.2.5	Simulação nº 5 – Cenário Ótimo .....	65
<b>4</b>	<b>DISCUSSÃO DOS RESULTADOS</b> .....	<b>68</b>
<b>5</b>	<b>CONCLUSÃO</b> .....	<b>71</b>
	<b>REFERÊNCIAS</b> .....	<b>74</b>
	<b>APÊNDICE</b> .....	<b>77</b>

## 1 INTRODUÇÃO

A Geração Distribuída (GD) refere-se à produção de energia elétrica realizada próxima ao local de consumo, por meio de unidades geradoras conectadas diretamente à rede de distribuição ou às instalações dos próprios consumidores. Esse modelo promove a descentralização do sistema elétrico, reduz perdas na transmissão e amplia a participação de fontes renováveis no setor energético brasileiro.

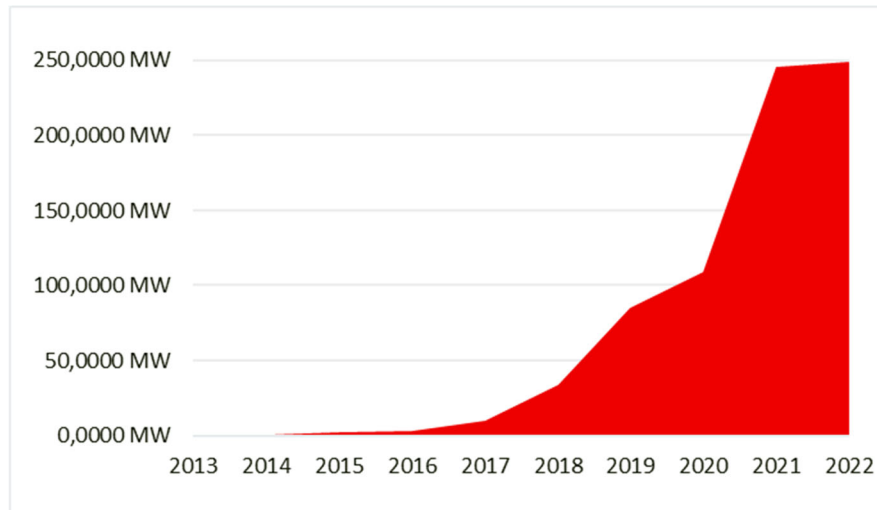
Dentro desse conceito, a Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) corresponde a um subconjunto da GD, composto por sistemas de menor porte, com potência instalada limitada conforme regulamentação da ANEEL. A principal diferença entre MMGD e GD está justamente na escala: enquanto a MMGD envolve pequenos sistemas, geralmente conectados à baixa tensão, a GD abrange qualquer unidade geradora conectada à rede de distribuição, independentemente da potência. Além disso, a MMGD costuma seguir processos mais simplificados de conexão e acesso a benefícios regulatórios, como o sistema de compensação de energia elétrica (ANEEL, 2021a).

Em 2010, a Consulta Pública nº 015/2010 foi realizada com o objetivo de apresentar ferramentas regulatórias para incentivar a geração de energia de pequeno porte, realizadas através de fontes renováveis e conectadas a uma rede de distribuição. Em 2012, com a divulgação da Resolução Normativa ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) nº 482/2012, foram determinadas as condições gerais de acesso da MMGD e a implementação do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE).

Durante os anos, as regras que tangem a MMGD e o SCEE foram alteradas e atualizadas, modificando as regras de conexão, limites de potência instalada e métodos de compensação. A normativa vigente que trata dessas regras é a Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021, com sua atualização mais recente na Resolução Normativa ANEEL nº 1.059/2023. A Empresa de Pesquisa Energética (EPE), em seu painel de dados, apresenta os valores referentes ao crescimento da MMGD no Brasil, podendo ser classificados por segmento (residencial ou comercial), fonte, localidade ou até mesmo por distribuidora. A Figura 1 demonstra o

crescimento da capacidade instalada de MMDG na rede de distribuição da CELESC (Centrais Elétricas de Santa Catarina) no decorrer dos anos.

**Figura 1 - Capacidade instalada de MMDG [MW] - CELESC**



Fonte: Adaptado de EPE (2023).

A evolução das normativas, flexibilizando e beneficiando novos empreendimentos de geração, acarreta o crescimento de plantas construídas e conectadas ao Sistema Elétrico de Distribuição.

## 1.1 Justificativa

A qualidade da energia elétrica em sistemas de distribuição, conforme estabelecido no Módulo 8 do PRODIST, é dividida em qualidade do produto, que se refere aos limites de tensão e corrente, e qualidade do serviço, que está relacionada à continuidade no fornecimento de energia elétrica. Esta continuidade é monitorada por meio de indicadores individuais e coletivos exigidos das distribuidoras, todos regulados pela ANEEL (ANEEL, 2021b). Estudos realizados por Katiraei e Agüero (2011) e Begovic *et al.* (2001) demonstram que a integração de sistemas fotovoltaicos pode introduzir distúrbios significativos à qualidade da energia, tais como:

- a) desequilíbrio de tensão;
- b) fator de potência;
- c) flutuação de tensão;
- d) harmônicos;
- e) variação de frequência;
- f) variações de tensões em regime permanente.

Um aspecto que merece destaque nesse tipo de conexão é a presença de distorções harmônicas. Há uma preocupação com cargas não lineares conectadas à rede, cujos efeitos impactam todos os equipamentos vinculados ao sistema (INEP, 2008, p.31). Entre os principais impactos, destacam-se:

- a) capacitores: aumento de temperatura, aumento de perdas, diminuição da vida útil; sobretensões e ressonância podem causar a ruptura do dielétrico;
- b) motores: aumento de temperatura, diminuição da vida útil, diminuição do rendimento, aumento de ruídos, danificação de mancais devido à batimentos de torque;
- c) fusíveis/disjuntores/chaves seccionadoras: atuação indevida;
- d) transformadores: aumento da temperatura, aumento das perdas no ferro e no cobre, diminuição da vida útil;
- e) medidores: erros de medição.

Além dessas questões, o crescimento acelerado da MMGD tem imposto desafios técnicos significativos à rede elétrica. Em março de 2023, a Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) anunciou que não poderia mais aceitar novos projetos fotovoltaicos de MMGD, devido à saturação da rede e à insuficiência na capacidade de escoamento da energia gerada. Como consequência, a empresa passou a investir em melhorias na rede de distribuição (Hein, 2023).

A situação enfrentada pela CEMIG evidencia como muitos sistemas de distribuição não foram originalmente projetados para acomodar uma grande quantidade de unidades geradoras descentralizadas. Isso afeta não apenas a distribuidora, que em determinados momentos deverá arcar com os custos das adaptações, mas também os consumidores e empreendedores, que podem ver seus projetos paralisados ainda na fase de planejamento, inviabilizando a operação.

O caráter intermitente das UFVs também impacta diretamente a qualidade da energia fornecida. Como a geração depende da disponibilidade do recurso solar, a potência gerada varia ao longo do tempo, podendo provocar instabilidades no perfil de tensão da rede. Essa variabilidade resulta em momentos de excesso de geração, que sobrecarregam a capacidade de escoamento da rede. Quando não há sincronia entre geração e consumo, a energia excedente pode provocar a reversão do fluxo, gerando riscos de instabilidade ao sistema (Villalva; Gazoli, 2012). Assim, a integração de usinas fotovoltaicas exige não apenas o gerenciamento eficaz da variabilidade da geração, mas também estratégias adequadas de escoamento que assegurem a distribuição segura e eficiente da energia elétrica, minimizando os impactos negativos na operação da rede (Nunes, 2017).

## 1.2 Definição do Problema

Cada tipo de geração, seja qual for a fonte primária, afetará a qualidade da energia no sistema em que está conectada. O que varia de uma fonte para outra, serão as grandezas elétricas impactadas e o grau de impacto exercido. O principal problema de qualidade de energia associado à geração eólica por exemplo, é a regulação de tensão.

A geração eólica tende a estar localizada em áreas escassamente povoadas, onde o sistema elétrico é fraco em relação à capacidade de geração. Isto resulta em variações de tensão que são difíceis de gerenciar. Assim, às vezes é impossível atender cargas do mesmo alimentador que atende um parque eólico (Santoso *et al.*, 2004).

Por outro lado, para sistemas fotovoltaicos, a conexão em sistemas de distribuição gera impactos como fluxo de potência reverso, variação do perfil de tensão, alterações no fator de potência, aumento das perdas elétricas e desequilíbrio de tensão.

Para mitigar esses efeitos, são aplicadas análises detalhadas do sistema, considerando a localização estratégica das usinas fotovoltaicas, o dimensionamento adequado dos componentes de rede e o uso de tecnologias de monitoramento avançadas. Além disso, são implementadas estratégias de controle, como sistemas

de armazenamento de energia e dispositivos de compensação reativos, para manter a qualidade da energia e garantir o equilíbrio entre geração e demanda.

A conformidade com normas regulatórias e boas práticas do setor elétrico também é fundamental para assegurar a eficiência e confiabilidade do sistema (Dagios; Molin, 2019).

Diante dos efeitos citados, o que fazer para mitigar os impactos negativos da conexão deste empreendimento? Antes que medidas corretivas sejam necessárias, é essencial adotar ações preditivas e preventivas, como a realização de estudos de impacto na rede, acompanhamento contínuo do desempenho da geração e a adoção de tecnologias que auxiliem no controle de tensão e qualidade da energia. Dessa forma, é possível minimizar interferências na operação do sistema de distribuição e garantir maior confiabilidade ao fornecimento elétrico.

### **1.3 Objetivo Geral**

Neste trabalho, teve-se como objetivo analisar os impactos decorrentes da conexão de uma usina fotovoltaica a um sistema de distribuição, com o intuito de identificar soluções técnicas e operativas viáveis para amenizar os efeitos observados e preservar a integridade da rede.

### **1.4 Objetivos Específicos**

Assim, têm-se os seguintes objetivos específicos:

- a) simular a conexão de uma geração fotovoltaica em um trecho real do sistema elétrico de distribuição da CELESC;
- b) identificar os efeitos, positivos e negativos desta conexão para os ativos do sistema através de um estudo de fluxo de potência, utilizando a versão acadêmica do *software* ANAREDE;
- c) identificar as grandezas elétricas afetadas pela conexão, determinando as motivações principais para anormalidades e fenômenos elétricos envolvidos.

## 1.5 Estrutura do Trabalho

Este trabalho está estruturado em cinco capítulos. No primeiro capítulo, apresentam-se a introdução ao tema, a justificativa para a realização da pesquisa e os objetivos que motivaram sua elaboração.

O segundo capítulo é dedicado à fundamentação teórica, abordando o funcionamento de uma usina fotovoltaica conectada a um sistema de distribuição, bem como os efeitos decorrentes desse tipo de conexão. Além disso, são discutidos os conceitos relacionados à metodologia de fluxo de potência e sua aplicação na análise de sistemas elétricos de potência.

No terceiro capítulo, descreve-se o estudo de caso e as simulações realizadas no cálculo de fluxo de potência.

O quarto capítulo trata da análise e discussão dos resultados obtidos a partir das simulações realizadas.

Por fim, o quinto capítulo apresenta as conclusões e considerações finais do trabalho, seguidas das referências bibliográficas utilizadas.

## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo é apresentada a fundamentação teórica, iniciando com a abordagem sobre o funcionamento e as características de uma usina fotovoltaica. Em seguida, é explanado o modelo do sistema de distribuição utilizado pela CELESC, bem como as normatizações vigentes relacionadas à conexão de MMGD. Por fim, é apresentado o *software* ANAREDE e suas funcionalidades, destacando as ferramentas que foram utilizadas na elaboração deste trabalho.

### 2.1 Geração Fotovoltaica

O termo “energia solar” está em pauta nos últimos anos quando o assunto se trata de produção de energia e fontes renováveis. Mas, a energia solar não só advém da produção de energia elétrica. De forma direta, a conversão de energia solar pode ser realizada de duas maneiras: conversão em energia elétrica ou térmica.

Na conversão de energia solar para energia térmica, a energia do Sol pode ser aproveitada como fonte de calor para aquecimento. Nos sistemas de aquecimento solar o calor é captado por coletores solares instalados nos telhados de prédios ou residências para aquecer a água. Dentro dos coletores existem tubos por onde circula a água que é aquecida e depois armazenada em um reservatório. O objetivo desses sistemas é aquecer a água utilizando diretamente o calor do Sol, de forma simples, limpa e eficiente, poupando outros recursos energéticos como o gás natural, o carvão e a energia elétrica (Villalva; Gazoli, 2012).

A conversão de energia solar em energia elétrica se dá através de células fotovoltaicas, que são semicondutores que produzem energia em corrente contínua. A tensão gerada pelas células é baixa, cerca de 0,5 V, mas várias células podem ser ligadas em série para fornecer uma grande quantidade de energia elétrica a uma tensão mais elevada (Villalva; Gazoli, 2012). A Figura 2 demonstra a comparação física entre um sistema fotovoltaico (à esquerda) e um sistema solar de aquecimento (à direita).

**Figura 2 - Sistema fotovoltaico x Sistema solar de aquecimento**



Fonte: Adaptado de Engie Soluções (2018).

As tecnologias de células fotovoltaicas mais comuns encontradas no mercado são a do silício monocristalino, a do silício policristalino e a do filme fino de silício.

As diferentes tecnologias e os diversos materiais empregados na fabricação de células fotovoltaicas levam à obtenção de células e módulos com eficiências maiores ou menores.

A célula fotovoltaica é o dispositivo fotovoltaico básico. Uma célula sozinha produz pouca eletricidade. Então várias células são agrupadas para produzir painéis, placas ou módulos fotovoltaicos.

O ponto de operação do módulo fotovoltaico, ou seja, o valor da tensão e da corrente nos seus terminais, depende do que está conectado a ele. Se conectarmos um aparelho que demanda muita corrente, a tensão de saída do módulo tenderá a cair.

Por outro lado, se conectarmos uma carga que demanda pouca corrente, a tensão do módulo será mais elevada, tendendo à tensão de circuito aberto. A Figura 3 e a Figura 4 demonstram o comportamento da tensão e corrente nos módulos fotovoltaicos.

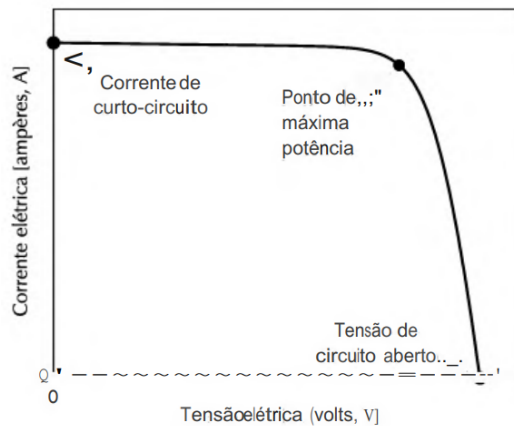
A corrente de curto-circuito é aquela que acontece quando colocamos em curto-circuito os terminais do módulo. Nesta situação não existe tensão elétrica e a corrente do módulo alcança o seu valor máximo.

A tensão de circuito aberto corresponde à tensão medida na saída do módulo fotovoltaico quando seus terminais não estão conectados a nenhuma carga,

ou seja, quando o circuito está desligado. Trata-se do maior valor de tensão que o módulo pode atingir.

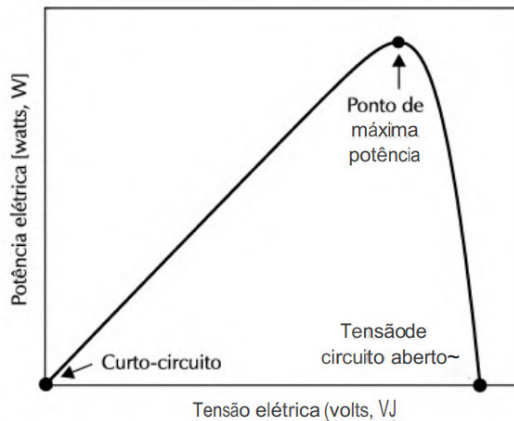
Existe um único ponto nas curvas IxV e PxV que corresponde à situação na qual o módulo fornece a potência máxima. Idealmente deve-se operar o módulo nesse ponto, pois nesta situação sua produção de energia é maior (Pinho; Galdino, 2014).

**Figura 3 - Curva I x V de um módulo fotovoltaico**



Fonte: Villalva e Gazoli (2012).

**Figura 4 - Curva P x V de um módulo fotovoltaico**



Fonte: Villalva e Gazoli (2012).

Os fabricantes de módulos fotovoltaicos disponibilizam folhas de dados com características elétricas, características mecânicas e outras informações relevantes sobre os módulos.

Uma das partes mais importantes da folha de dados do módulo fotovoltaico é a tabela de características elétricas em STC. A sigla STC (*Standard*

*Test Conditions*) refere-se às condições padronizadas de teste do módulo. Todos os fabricantes de módulos fotovoltaicos realizam testes nas mesmas condições, que são padronizadas por órgãos internacionais de certificação.

Dessa forma, torna-se viável avaliar módulos fotovoltaicos de diferentes fabricantes utilizando parâmetros padronizados. A condição padrão de teste (STC) adota irradiância solar de  $1000 \text{ W/m}^2$  e a temperatura de  $25^\circ \text{ C}$  da célula solar. Essas condições são reproduzidas em ambiente de laboratório, utilizando uma câmara climática equipada com sistemas de controle e medição precisos tanto da iluminação quanto da temperatura (Villalva; Gazoli, 2012).

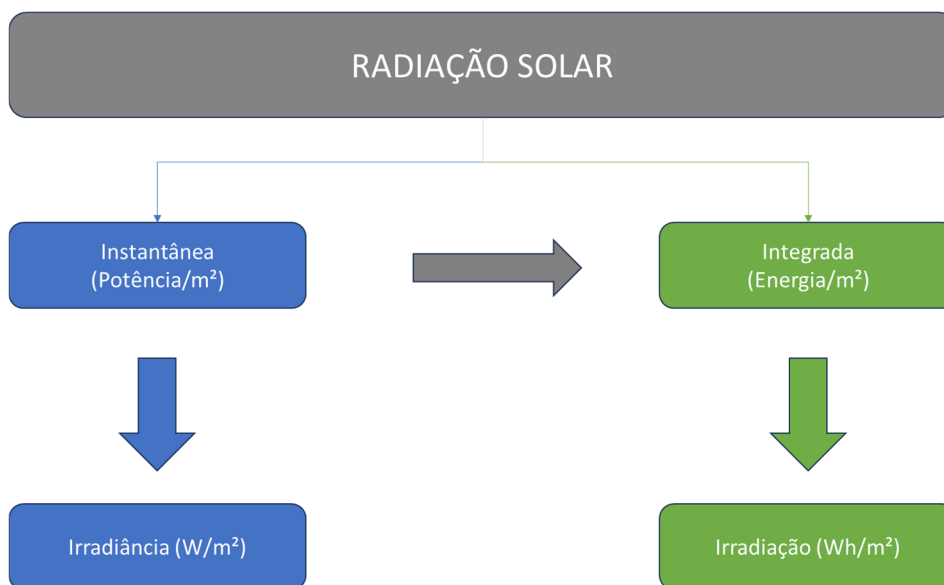
A potência de pico é a máxima potência que o módulo pode fornecer na condição padronizada de teste (STC). Ou seja, é o valor da potência no ponto de máxima potência mostrado nas curvas da Figura 3 e na Figura 4. Essa potência máxima que pode ser produzida é conhecida como  $W_p$  (watt-pico).

Logo, um módulo fotovoltaico de  $245 \text{ W}_p$ , por exemplo. Nas condições perfeitas de geração descritas na condição STC, o módulo irá produzir  $245 \text{ W}$  de potência (Villalva; Gazoli, 2012).

### 2.1.1 Radiação Solar

Uma grandeza empregada para quantificar a radiação solar é a irradiância, expressa na unidade de  $\text{W/m}^2$  (watt por metro quadrado). Trata-se de uma unidade de potência por área. A potência é uma grandeza física que expressa a energia transportada durante um certo intervalo de tempo, ou a taxa de variação da energia com o tempo. Quanto maior a potência da radiação solar, mais energia ela transporta em um determinado intervalo de tempo (Villalva; Gazoli, 2012). A Figura 5 demonstra a segmentação da radiação solar e como ela poder ser utilizada na geração de energia através de painéis fotovoltaicos.

Figura 5 - Radiação Solar



Fonte: Elaboração própria (2024).

Logo, quando são observadas a eficiência e geração líquida de uma usina fotovoltaica, deve ser levada em conta a irradiação no local de instalação. Pois, a potência máxima para a carga é diretamente proporcional à irradiação solar incidente na célula.

### 2.1.2 Inversores

O principal objetivo dos inversores, que são conversores eletrônicos, é fornecer energia elétrica em corrente alternada (CA) para a rede de distribuição, onde a tensão de saída do inversor é sincronizada com a tensão da rede, a partir de uma fonte de energia elétrica em corrente contínua (CC).

Nos sistemas autônomos os inversores CC-CA fornecem tensões elétricas alternadas nos seus terminais, preferencialmente na forma de onda senoidal pura, para a alimentação dos consumidores. Nos sistemas fotovoltaicos conectados à rede os inversores CC-CA funcionam como fontes de corrente.

Na ausência ou falha no fornecimento de eletricidade da concessionária de energia o inversor para a conexão à rede desliga-se por duas razões: não foi projetado para operar sem a rede elétrica e não deve em nenhuma hipótese continuar conectado à instalação elétrica, para a segurança de equipamentos que

estão ligados à mesma rede ou de pessoas que manuseiam no momento a instalação elétrica para manutenção.

Esse tipo de inversor possui basicamente a mesma estrutura encontrada nos inversores autônomos. Entretanto, o inversor para a conexão à rede possui um sistema eletrônico de controle sofisticado que o transforma em uma fonte de corrente. A função desse sistema de controle, entre outras, é fazer com que a corrente nos terminais de saída do inversor, ou seja, a corrente injetada pelo inversor na rede elétrica, tenha o formato senoidal e esteja sincronizada com a tensão senoidal da rede (Villalva; Gazoli, 2012).

No contexto dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede, os inversores devem contar com recursos que permitam o ajuste automático da potência de saída para operação em máxima eficiência, o registro de dados técnicos de operação e geração, além de sistemas de proteção compatíveis com as normas e regulamentações locais (Hassaine *et al.*, 2014).

No que diz respeito à arquitetura, os inversores podem ser classificados em modelos de um ou dois estágios. Aqueles com apenas um estágio realizam exclusivamente a conversão CC-CA, sendo, por isso, mais robustos e eficientes. Contudo, apresentam funcionalidades reduzidas e são indicados para situações em que não se exige elevado desempenho do sistema fotovoltaico (Dagios; Molin, 2019).

Por outro lado, os inversores com dois estágios contam com um conversor CC-CC responsável por regular a tensão proveniente do módulo fotovoltaico, além de realizar o rastreamento do ponto de máxima potência. Em seguida, um segundo estágio, do tipo CC-CA, é encarregado da conexão com a rede elétrica e da execução das etapas de filtragem (Zhu; Jianguo; Di, 2011).

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede podem ser organizados em quatro principais topologias. A primeira é o módulo integrado, em que cada painel possui um inversor próprio, permitindo a conversão individual da energia gerada. A segunda é a configuração com inversor em linha (*string*), na qual um único inversor — de um ou dois estágios — é conectado a uma série de módulos dispostos em uma única string. Já a topologia multilinhas (*multistring*) é composta por diversas strings, cada uma conectada ao seu próprio conversor CC-CC, sendo todas

interligadas a um único inversor CC-CA que realiza a conversão final. Por fim, a configuração com inversor central consiste em um conjunto de painéis fotovoltaicos ligados em série e paralelo a um único inversor, sendo essa uma solução amplamente empregada em grandes parques solares (Marangoni, 2012).

## **2.2 Geração Fotovoltaica conectada à rede elétrica**

Após uma breve explicação sobre o funcionamento de uma geração fotovoltaica, serão abordadas as características de uma usina conectada a um sistema elétrico de potência.

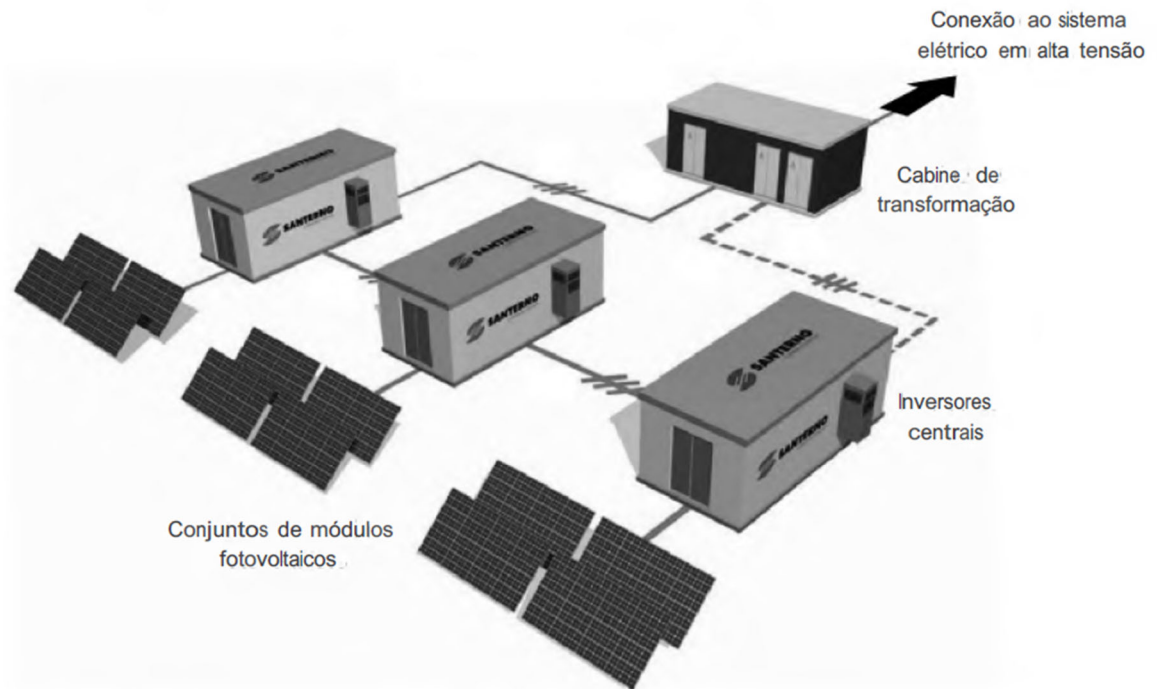
Diferente de um sistema autônomo (isolado), que é muito utilizado onde não há atendimento de distribuição, o sistema conectado irá operar em paralelismo com a rede elétrica, descartando a necessidade de uma unidade de armazenamento (Villalva; Gazoli, 2012).

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede podem ser centralizados (objeto de estudo deste trabalho) constituindo usinas de geração de energia elétrica, como a mostrada na Figura 6, ou micro e minissistemas descentralizados de geração distribuída instalados em qualquer tipo de consumidor.

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica podem ser classificados em três categorias, de acordo com seu tamanho, segundo as definições utilizadas pela ANEEL (ANEEL, 2021a). São elas:

- a) microgeração, com capacidade de geração de 75 kWp;
- b) minigeração, com capacidade de geração entre 75 kWp e 5 MWp;
- c) usinas fotovoltaicas, com capacidade de geração acima de 5 MWp.

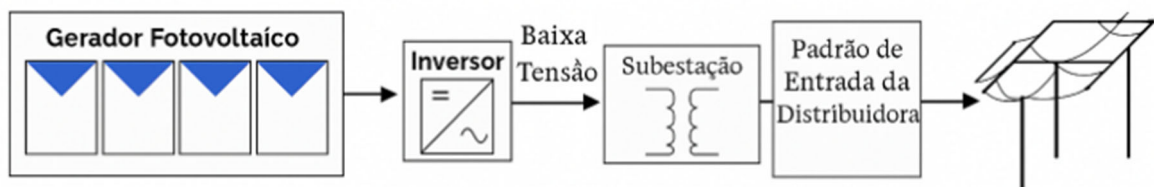
**Figura 6 - Usina de geração fotovoltaica conectada ao sistema a elétrico**



Fonte: Villalva e Gazoli (2012).

Usinas fotovoltaicas podem atingir potências acima de 5 MWp, como citado anteriormente. Elas podem ser operadas por produtores independentes e sua conexão com a rede elétrica é em geral feita em média tensão, por exemplo, 13,8 / 34,5 kV (Pinho; Galdino, 2014). A Figura 7 mostra o esquema de conexão deste tipo de usina, evidenciando a presença do transformador para elevar a tensão ao nível de distribuição.

**Figura 7 - Esquema de conexão de uma usina fotovoltaica um sistema de distribuição**



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

### 2.3 Sistemas de Distribuição

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) constitui a principal infraestrutura responsável por viabilizar a geração, transmissão e distribuição da energia elétrica.

Sua função é assegurar o fornecimento contínuo da energia requerida por todos os consumidores, independentemente do porte, de forma instantânea e em conformidade com os critérios estabelecidos de qualidade da energia (Kagan *et al.*, 2010).

Dessa forma, torna-se fundamental que o sistema seja cuidadosamente projetado e dimensionado, garantindo capacidade adequada de geração e transmissão para atender, de maneira contínua, ao consumo de energia ao longo do tempo, bem como à demanda máxima de potência ativa de forma imediata (Dagios; Molin, 2019).

As usinas geradoras de energia elétrica geralmente estão situadas próximas às fontes naturais de recursos energéticos, porém distantes dos principais centros de consumo. No Brasil, por exemplo, a maior parte da energia é produzida por usinas hidrelétricas, que foram construídas principalmente em locais estratégicos para o aproveitamento eficiente dos recursos hídricos disponíveis (Dagios; Molin, 2019).

De maneira semelhante, as usinas termoelétricas costumam ser instaladas próximas às reservas de combustíveis fósseis ou às fontes de biomassa. Entretanto, essa tendência de localização das usinas torna essencial a implantação de linhas de transmissão que conectem os pontos de geração aos centros de consumo (Grigsby; Harlow; McDonald, 2007).

Portanto, essas linhas devem ser planejadas para atenderem o montante de potências demandadas e as distâncias a serem percorridas. Para isso, a tensão na transmissão deve ser elevada em relação à de geração, tornando esse transporte economicamente viável para longas distâncias (Grigsby; Harlow; McDonald, 2007).

Os sistemas de potência geralmente são organizados em diferentes níveis de tensão: alta tensão (AT), com valores entre fases que variam de 69 a 230 kV; média tensão (MT), com faixas entre 1 e 69 kV; e baixa tensão (BT), com tensões inferiores a 1 kV entre fases. Além desses, existem também os níveis de extra alta tensão (EAT) e ultra alta tensão (UAT) (ANEEL, 2021a).

Ao atingir os centros de consumo, como áreas urbanas e industriais, a energia elétrica encontra uma ampla variedade de demandas, tanto em termos de potência quanto de perfil de consumo. Esses locais, por serem densamente

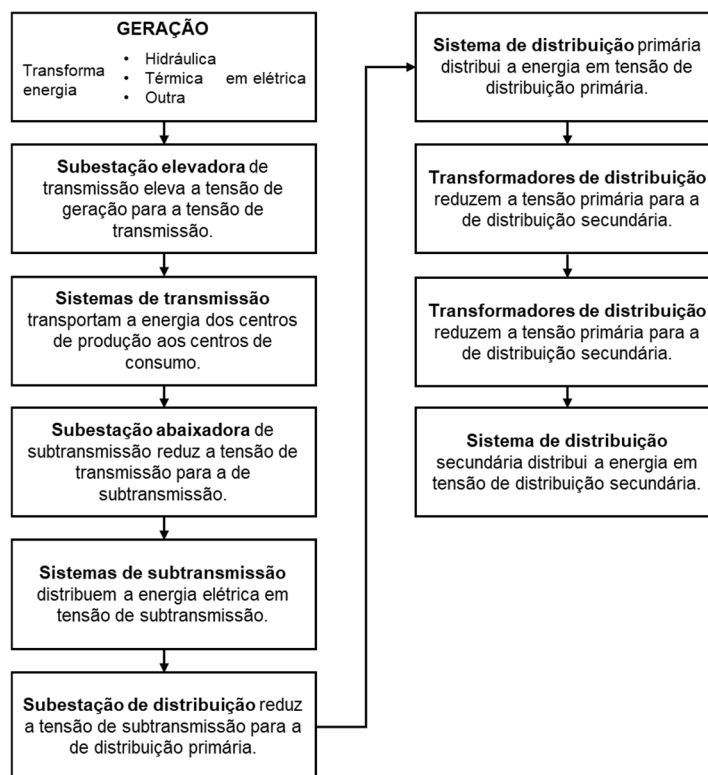
povoados e com intensa circulação de pessoas, requerem alto nível de confiabilidade e segurança no fornecimento. Nesse contexto, os elevados níveis de tensão utilizados na transmissão tornam-se inadequados para atendimento direto aos consumidores, sendo, portanto, necessário realizar etapas de abaixamento de tensão até que se atinja níveis apropriados para o uso final (Grigsby; Harlow; McDonald, 2007).

Dessa forma, torna-se necessário realizar uma primeira etapa de rebaixamento da tensão elétrica para níveis compatíveis com a demanda de grandes consumidores, o que é conhecido como nível de subtransmissão. Esse processo ocorre nas subestações de subtransmissão, que recebem energia por meio das linhas de transmissão e alimentam, por sua vez, circuitos operando em tensões mais baixas, classificadas como subtransmissão ou, em alguns casos, ainda como alta tensão.

Conforme as necessidades específicas dos consumidores, etapas adicionais de abaixamento de tensão tornam-se necessárias. Nessa estrutura, o sistema de subtransmissão alimenta as subestações de distribuição, que realizam um novo abaixamento da tensão, adequando-a aos níveis conhecidos como tensão de distribuição primária ou média tensão.

A rede de distribuição primária é responsável por alimentar os transformadores de distribuição, os quais reduzem ainda mais o nível de tensão, originando a rede de distribuição secundária — também chamada de rede de baixa tensão. Nesse estágio, a energia é fornecida em níveis conhecidos como tensão secundária ou baixa tensão, adequados ao consumo final. A Figura 8 apresenta um diagrama em blocos que representa, de forma sequencial, o percurso da energia elétrica em um SEP, desde a geração até o atendimento aos consumidores em BT (Kagan *et al.*, 2010).

**Figura 8 - Diagrama de blocos de um Sistema Elétrico de Potência**



Fonte: Adaptado de Kagan *et al.* (2010).

Assim, conforme apresentado na Figura 8, os SEPs podem ser organizados em três blocos principais:

- a) distribuição: que realiza a entrega da energia proveniente do sistema de transmissão aos consumidores finais, sejam eles grandes, médios ou pequenos;
- b) geração: responsável por converter formas de energia primária em energia elétrica;
- c) transmissão: encarregada de transportar a energia gerada até os centros de consumo.

Os valores eficazes das tensões adotados no Brasil, com frequência de 60 Hz e estabelecidos por decreto do Ministério de Minas e Energia, estão apresentados na Tabela 1, indicando também as respectivas áreas do sistema onde cada nível é aplicado (Kagan *et al.*, 2010).

No sistema de geração, a tensão nominal comum é de 13,8 kV, embora possam ser encontradas tensões que variam desde cerca de 2,2 kV até

aproximadamente 22 kV. Além disso, existem pequenas unidades geradoras que podem ser conectadas diretamente ao sistema de distribuição (Kagan *et al.*, 2010).

Na Figura 9, apresenta-se o diagrama unifilar típico de um sistema elétrico de potência, destacando três usinas geradoras, um conjunto de linhas destinadas à transmissão, uma rede de subtransmissão, uma rede de distribuição primária e três redes de distribuição secundária.

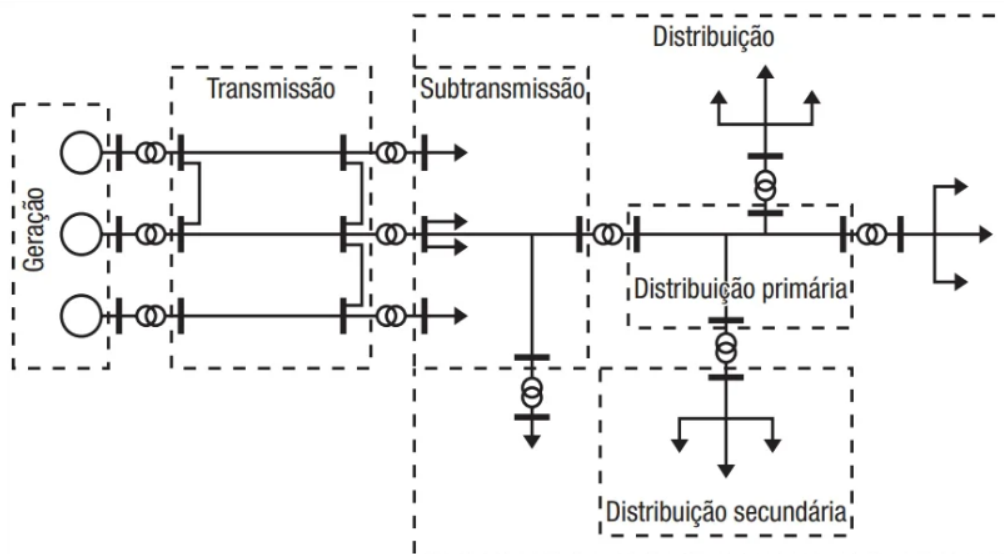
Pode-se observar que, de modo geral, o sistema de transmissão funciona em configuração de malha, enquanto o sistema de subtransmissão opera predominantemente em topologia radial, podendo, sob condições específicas e com as devidas precauções, funcionar em malha. Já o sistema de distribuição primária é tipicamente radial, e o sistema de distribuição secundária pode operar tanto em configuração de malha quanto radial (Kagan *et al.*, 2010).

**Tabela 1 - Tensões usuais em sistemas de potência**

Tensão [kV]		Campo de aplicação	Área do Sistema de Potência
Padronizada	Existente		
0,220 / 0,127	0,110	Distribuição Secundária (BT)	Distribuição
0,380 / 0,220	0,230 / 0,115		
13,8	11,9	Distribuição Primária (MT)	
34,5	22,5		
34,5	88,0	Subtransmissão (AT)	
69,0			
138,0			
138,0	440,0 750,0	Transmissão	Transmissão
230,0			
345,0			
500,0			

Fonte: Adaptado de Kagan *et al.* (2010).

**Figura 9 - Diagrama unifilar de um sistema elétrico de potência.**



Fonte: Adaptado de Kagan *et al.* (2010).

Embora os sistemas elétricos de potência geralmente sigam o modelo apresentado, mudanças têm ocorrido devido à necessidade de redução dos custos de transmissão e aos avanços nas tecnologias de geração de energia. Isso tem levado a modificações na configuração dos sistemas, principalmente com a inclusão de geradores de energia elétrica na rede de distribuição, resultando no conceito de geração distribuída (Dagios; Molin, 2019).

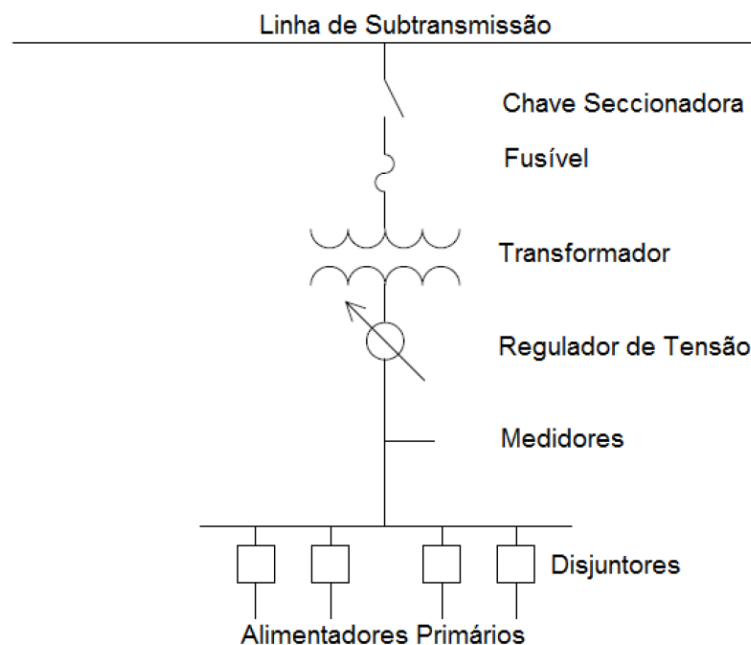
O sistema de distribuição convencional engloba o sistema de subtransmissão, a subestação de distribuição e as redes de distribuição primária e secundária. Geralmente, partem das subestações de distribuição um ou mais alimentadores primários, que predominantemente são radiais, ou seja, há somente um caminho para o fluxo de potência até o usuário (Short, 2004).

A principal função do sistema de distribuição de energia elétrica é garantir o fornecimento da energia, a partir das subestações de distribuição, até cada unidade consumidora com segurança, confiabilidade e dentro dos padrões de qualidade. Para que isso seja possível, é fundamental realizar um planejamento eficiente — tanto de curto quanto de longo prazo — visando antecipar e solucionar questões técnicas e econômicas, como a manutenção dos equipamentos, o controle dos dispositivos reguladores de tensão, a substituição de cabos e a expansão da rede (Kagan *et al.*, 2010).

A Figura 10 apresenta um diagrama unifilar representando uma subestação de distribuição, destacando os principais componentes comumente presentes nesse tipo de instalação, como chaves seccionadoras para alta e média tensão, transformadores de tensão, dispositivos de regulação, sistemas de proteção e equipamentos de medição.

Vale destacar que há diversas configurações possíveis para subestações, cuja escolha deve ser orientada pelas características e demandas específicas dos sistemas elétricos locais. O objetivo é assegurar que as subestações cumpram, com segurança e confiabilidade, suas funções essenciais de transformação, regulação de tensão, manobras operacionais e, quando necessário, compensação de potência reativa (Kersting, 2007).

**Figura 10 - Esquema simplificado de subestação de distribuição**



Fonte: Adaptado de Kersting (2007)

Nas subestações de distribuição, as chaves seccionadoras têm como finalidade isolar equipamentos, barramentos ou segmentos de linhas de subtransmissão e transmissão, conforme a configuração adotada no sistema (Kersting, 2007).

De modo geral, o chaveamento em alta tensão é feito por meio de chaves seccionadoras simples; no entanto, diversas configurações também adotam

disjuntores para essa finalidade. No nível de média tensão, o chaveamento é preferencialmente realizado com o uso de disjuntores e religadores. Em ambos os níveis — alta e média tensão — há uma ampla gama de configurações possíveis, que variam conforme os requisitos operacionais do sistema (Kersting, 2007).

A regulação de tensão é uma função essencial atribuída às subestações e tem papel relevante nas análises de impacto da geração distribuída, especialmente aquela proveniente de sistemas fotovoltaicos, sobre os sistemas de distribuição. Como a carga nos alimentadores não é constante, ocorrem variações na queda de tensão ao longo do trecho entre a subestação e os pontos de consumo (Grigsby; Harlow; McDonald, 2007; Kersting, 2007; Short, 2004).

Dessa forma, a tensão nas subestações deve ser ajustada conforme as variações de carga, de modo a garantir níveis seguros e adequados para o fornecimento aos usuários. Para atender a essa necessidade, realiza-se a regulação de tensão, que pode ser implementada por meio de reguladores específicos, como ilustrado na , ou por transformadores equipados com comutadores sob carga (OLTC – *On-Load Tap Changing*), os quais ajustam o *tap* no lado de média tensão em resposta às oscilações da demanda. Além disso, é possível encontrar reguladores instalados ao longo dos alimentadores, especialmente em trechos com cargas elevadas ou grandes distâncias, a fim de compensar as perdas e manter a qualidade do fornecimento (Grigsby; Harlow; McDonald, 2007; Kersting, 2007; Short, 2004).

Os sistemas de distribuição elétrica são, predominantemente, estruturados em topologia radial, especialmente nas redes aéreas, nas quais há apenas um trajeto disponível para o fluxo de potência entre a subestação e os consumidores finais. No entanto, essas redes costumam dispor de recursos que permitem a realocação de carga entre diferentes circuitos, assegurando a continuidade da operação em situações de manutenção ou contingência. Normalmente, os sistemas de distribuição incluem uma ou mais subestações, cada uma responsável pelo suprimento de um ou diversos alimentadores (Kersting, 2007).

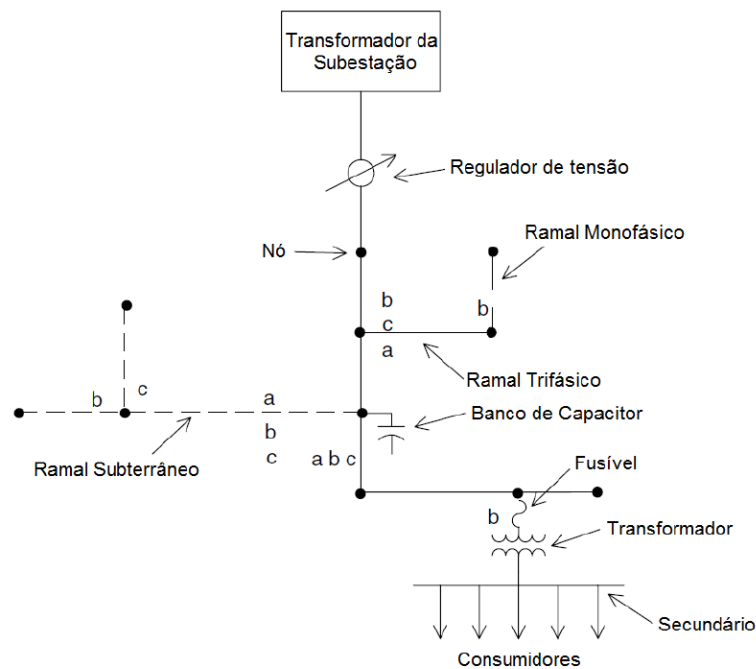
De modo geral, os alimentadores com configuração radial são compostos pelas linhas de média tensão que se estendem a partir das subestações de distribuição, além de abrangerem reguladores de tensão, bancos de capacitores,

transformadores de distribuição e diferentes tipos de cargas, monofásicas, bifásicas e trifásicas (Kagan *et al.*, 2010; Kersting, 2007).

Entre as principais vantagens dos sistemas radiais destacam-se a simplicidade na proteção contra falhas, as correntes de falta relativamente baixas na maior parte do circuito, o controle de tensão facilitado, bem como a previsibilidade e o gerenciamento do fluxo de potência com menor complexidade e custo reduzido. Além disso, alimentadores com essa configuração oferecem maior flexibilidade em termos de formato e dimensão, o que os torna adequados tanto para o atendimento de áreas urbanas densamente ocupadas quanto para a distribuição ao longo de extensas regiões com múltiplas cargas conectadas (Short, 2004).

A Figura 11 ilustra um alimentador radial trifásico, destacando as fases e os principais componentes de um sistema de distribuição, além dos pontos de conexão desses elementos, que são representados por nós ou barras nas linhas de distribuição.

**Figura 11 - Diagrama de um alimentador radial**



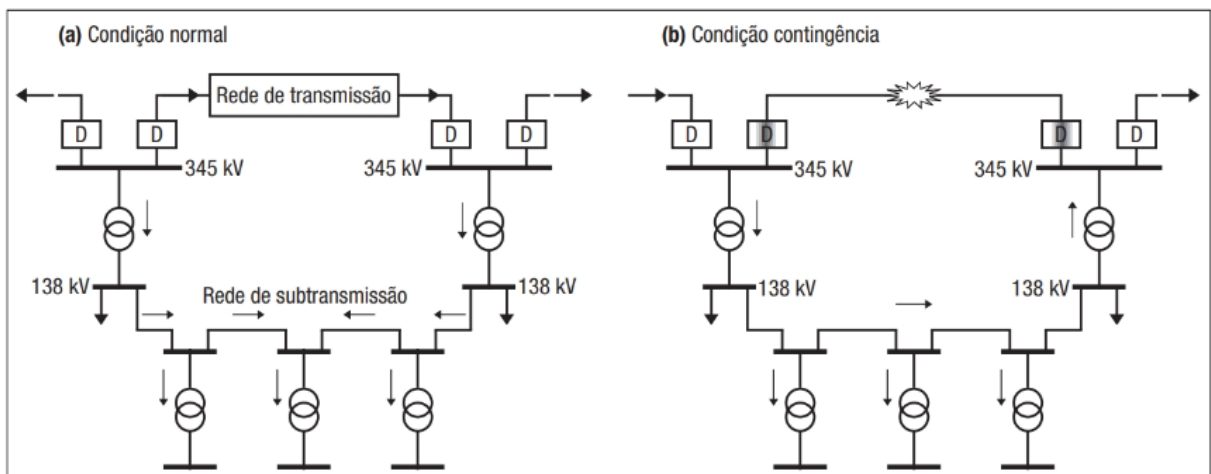
Fonte: Adaptado de Kersting (2007).

### 2.3.1 Sistema de Subtransmissão

Essa etapa do sistema tem a responsabilidade de captar a energia em grande escala das subestações de subtransmissão e transferi-la às subestações de distribuição e aos consumidores, em níveis de tensão de subtransmissão. Essa transferência ocorre por meio de linhas trifásicas que normalmente operam em tensões de 138 kV ou 69 kV, e, mais raramente, em 34,5 kV, com capacidade de transporte que varia entre algumas dezenas de megawatts por circuito, tipicamente entre 20 e 150 MW.

Os consumidores conectados em tensão de subtransmissão são geralmente grandes unidades industriais. O sistema de subtransmissão costuma operar em topologia radial, com a possibilidade de transferência de blocos de carga durante situações de contingência. Sob condições específicas e com atenção especial aos aspectos de proteção, esse sistema também pode funcionar em configuração de malha. Para ilustrar esse conceito, a Figura 12 apresenta trechos da rede de transmissão em 345 kV e o fechamento em malha por meio da rede de subtransmissão em 138 kV.

**Figura 12 - Operação da subtransmissão em malha**



Fonte: Adaptado de Kagan *et al.* (2010).

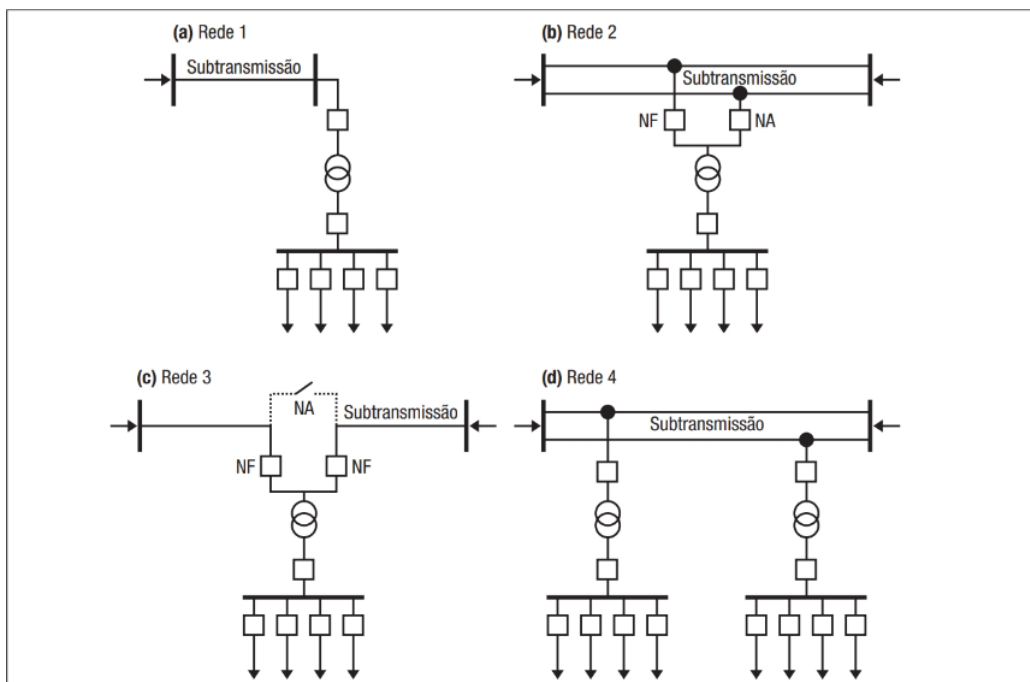
Na condição normal, ilustrada na Figura 12a, observa-se que o controle sobre a distribuição do fluxo de potência na rede de subtransmissão é limitado, sendo este determinado pelas leis de Ohm e Kirchhoff. Já na situação de contingência, mostrada na Figura 12b, um defeito provoca o isolamento do trecho

afetado da rede de transmissão, por meio da abertura dos disjuntores nas extremidades. Dessa forma, a carga localizada a jusante passa a ser suprida exclusivamente pela rede de subtransmissão, ocasionando a inversão do sentido do fluxo através do transformador (Kagan *et al.*, 2010).

É evidente que essa situação não é viável, sendo necessário que o sistema de subtransmissão possua dispositivos de proteção capazes de impedir o fluxo de potência reverso nos transformadores das subestações de subtransmissão. Além disso, a interligação em malha entre as redes de transmissão e subtransmissão requer cuidados especiais relacionados à filosofia de proteção adotada (Kagan *et al.*, 2010).

A Figura 13 apresenta esquemas típicos empregados em redes de subtransmissão, destacando arranjos com suprimento único em configuração radial, conforme ilustrado na Figura 13a, e arranjos com duas fontes de suprimento. Entre estes últimos, o esquema da Figura 13b oferece maior continuidade no serviço e maior flexibilidade operacional. Em todos os arranjos, o componente localizado imediatamente a montante do transformador, denominado “chave de entrada”, pode ser um disjuntor, uma chave fusível ou uma chave seccionadora (Kagan *et al.*, 2010).

**Figura 13 - Arranjos típicos de redes de subtransmissão**



Fonte: Adaptado de Kagan *et al.* (2010).

- a) rede 1: O arranjo ilustrado na Figura 13a apresenta o menor custo de instalação entre as opções apresentadas e é adequado para situações em que o transformador da subestação de distribuição possui capacidade na faixa aproximada de 10 a 15 MVA. A confiabilidade desse esquema depende diretamente do trecho da rede de subtransmissão, uma vez que qualquer falha nesse segmento resulta na interrupção do fornecimento para a subestação. A chave de entrada, destinada principalmente à proteção do transformador, é normalmente uma chave fusível, embora possa ser empregada uma chave seccionadora, desde que o transformador esteja protegido pelo sistema de proteção da rede de subtransmissão (Kagan *et al.*, 2010);
- b) rede 2: no arranjo mostrado na Figura 13b, observa-se que defeitos localizados a montante de uma das barras extremas ou em trechos da rede de subtransmissão não provocam interrupção permanente no fornecimento da carga. As chaves de entrada, que podem ser disjuntores ou chaves fusíveis dependendo da capacidade nominal do transformador, também desempenham o papel importante de impedir que falhas na subestação causem desligamentos na rede de subtransmissão (Kagan *et al.*, 2010);
- c) rede 3: no arranjo representado na Figura 13c, barramento de alta tensão da subestação passa a integrar diretamente a rede de subtransmissão. A continuidade do suprimento é semelhante à do arranjo anterior; no entanto, uma falha no próprio barramento de alta exige o desligamento da rede por meio da abertura simultânea das duas chaves de entrada. Para contornar essa limitação, é comum a instalação, a montante dessas chaves, de uma chave seccionadora mantida normalmente em aberto, permitindo o isolamento do defeito sem comprometer toda a rede. Nesse tipo de configuração, as chaves de entrada são, geralmente, disjuntores (Kagan *et al.*, 2010);

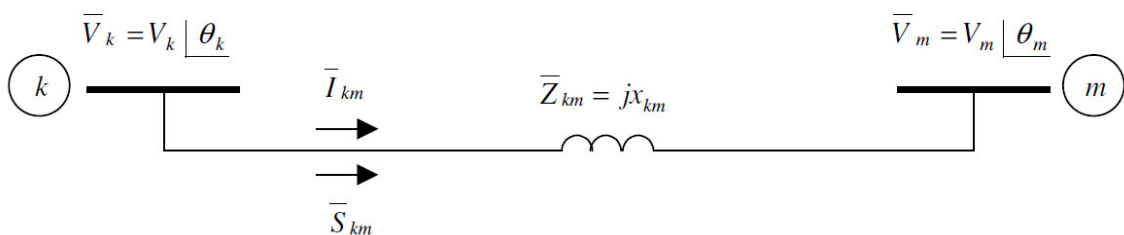
- d) rede 4: o arranjo mostrado na Figura 13d, conhecido como “sangria” da linha, apresenta menor confiabilidade e custo em comparação com os esquemas das Figuras 12b e 12c. Essa configuração é mais adequada para regiões com múltiplos centros de carga e baixa densidade de consumo. As chaves de entrada, responsáveis também pela proteção da linha, podem ser fusíveis ou disjuntores, dependendo das características do sistema (Kagan *et al.*, 2010).

## 2.4 Fluxo de Potência

O cálculo de fluxo de potência é fundamental para determinar as tensões em módulo e ângulo em todos os nós do sistema elétrico de potência (SEP), com base em uma configuração e condição de carga específicas. A partir desses cálculos, é possível determinar os fluxos de potências ativa e reativa nos ramos, bem como as potências ativas e reativas geradas, consumidas e perdidas no SEP. Essa análise, baseada em equações e inequações algébricas, proporciona uma representação estática do sistema, ideal para situações em que as variações com o tempo são lentas o suficiente para desconsiderar os efeitos transitórios. Assim, o cálculo de fluxo de potência permite uma avaliação precisa das condições operacionais do sistema elétrico em um determinado momento, capacitando a tomada de decisões para otimização e controle da rede (Moura; Moura; Rocha, 2018).

Para exemplificar, considere uma linha de transmissão de um sistema elétrico, representada por sua reatância série  $x_{km}$ , conectada entre duas barras, conforme ilustrado na Figura 14:

**Figura 14 - Linha de transmissão do sistema elétrico**



Fonte: Adaptado de Ramos (1982).

Os fluxos de corrente  $\bar{I}_{km}$  e potência  $\bar{S}_{km}$  podem ser determinados a partir dos fasores de tensão nas barras k e m ( $\bar{V}_k = V_k/_\theta_k$  e  $\bar{V}_m = V_m/_\theta_m$ ), respectivamente:

$$\begin{aligned}\bar{I}_{km} &= \frac{\bar{V}_k - \bar{V}_m}{\bar{Z}_{km}} = \frac{\bar{V}_k - \bar{V}_m}{jx_{km}} \\ \bar{S}_{km} &= \bar{V}_k \bar{I}_{km}^* = \bar{V}_k \left( \frac{\bar{V}_k - \bar{V}_m}{jx_{km}} \right)^* = \bar{V}_k \left( \frac{\bar{V}_k^* - \bar{V}_m^*}{-jx_{km}} \right) = \frac{\bar{V}_k \bar{V}_k^* - \bar{V}_k \bar{V}_m^*}{-jx_{km}} = \frac{j(V_k^2 - \bar{V}_k \bar{V}_m^*)}{-j^2 x_{km}} = \\ &= \frac{j(V_k^2 - V_k/_\theta_k V_m/_\theta_m)}{x_{km}} = \frac{j(V_k^2 - V_k V_m/_\theta_k - \theta_m)}{x_{km}} = \frac{j(V_k^2 - V_k V_m/_\theta_{km})}{x_{km}} = \\ &= \frac{j[V_k^2 - V_k V_m (\cos \theta_{km} + j \sin \theta_{km})]}{x_{km}} \\ \bar{S}_{km} &= \frac{V_k V_m \sin \theta_{km} + j(V_k^2 - V_k V_m \cos \theta_{km})}{x_{km}} \quad (1)\end{aligned}$$

Quando todas as tensões das expressões anteriores correspondem aos valores de linha em kV e a reatância estiver em  $\Omega$ , todas as potências obtidas serão os valores trifásicos dados em MW ou Mvar. Por outro lado, quando todas as grandezas estão representadas em pu, os resultados das expressões anteriores também estarão em pu.

Definindo  $\delta = \theta_{km} = \theta_k - \theta_m$ , como a abertura angular da linha de transmissão e separando as partes real e imaginária, chega-se a:

$$\bar{P}_{km} = \text{Re}\{\bar{S}_{km}\} = \frac{V_k V_m \sin \theta_{km}}{x_{km}} = \frac{V_k V_m \sin \delta}{x_{km}} \quad (2)$$

$$\bar{Q}_{km} = \text{Im}\{\bar{S}_{km}\} = \frac{V_k^2 - V_k V_m \cos \theta_{km}}{x_{km}} = \frac{V_k^2 - V_k V_m \cos \delta}{x_{km}} \quad (3)$$

É claro que os transitórios do sistema só podem ser devidamente levados em conta se for utilizada uma modelagem dinâmica envolvendo equações diferenciais, além equações algébricas (Monticelli, 1983).

O cálculo do fluxo de potência é, em geral, realizado utilizando-se métodos computacionais desenvolvidos especificamente para a resolução do sistema de equações e inequações algébricas que constituem o modelo estático da rede (Monticelli, 1983).

Os componentes de um sistema de energia elétrica podem ser classificados em dois grupos: os que estão ligados entre um nó qualquer e o nó-terra, como é o caso de geradores, cargas, reatores e capacitores: e os que estão ligados entre dois nós quaisquer da rede, como é o caso de linhas de transmissão, transformadores e defasadores (Monticelli, 1983).

Os geradores e cargas são considerados como a parte externa do sistema, e são modelados através de injeções de potência nos nós da rede. A parte interna do sistema é constituída pelos demais componentes, ou seja, linhas de transmissão, transformadores, reatores etc. (Monticelli, 1983).

As equações básicas do fluxo de potência são obtidas impondo-se a conservação das potências ativa e reativa em cada nó da rede, isto é, a potência líquida injetada deve ser igual à soma das potências que fluem pelos componentes internos que têm este nó como um de seus terminais. Isso equivale a se impor a Primeira Lei de Kirchoff. A Segunda Lei de Kirchoff é utilizada para expressar os fluxos de potência nos componentes internos como funções das tensões (estado) de seus nós terminais (Monticelli, 1983).

Na formulação mais simples do problema (formulação básica), a cada barra da rede são associadas quatro variáveis, sendo que duas delas entram no problema como dados e duas como incógnitas:

$V_k$  – Magnitude da tensão nodal

$\theta_k$  – ângulo da tensão nodal

$P_k$  – Geração líquida de potência ativa

$Q_k$  – Injeção líquida de potência reativa

Dependendo de quais variáveis nodais entram como dados e quais são consideradas como incógnitas, definem-se três tipos de barras:

PQ (carga) – São informados  $P_k$  e  $Q_k$ , calculados  $V_k$  e  $\theta_k$

PV (geração) – São informados  $P_k$  e  $V_k$ , calculados  $Q_k$  e  $\theta_k$

REFERÊNCIA – são informados  $V_k$  e  $\theta_k$ , calculados  $P_k$  e  $Q_k$

As barras dos tipos PQ e PV são utilizadas para representar, respectivamente, barras de carga e barras de geração (incluindo-se os condensadores síncronos). A barra VO, ou barra de referência, tem uma dupla função: como o próprio nome indica, fornece a referência angular do sistema (a referência de magnitude de tensão é o próprio nó terra); além disso, é utilizada para fechar o balanço de potência do sistema, levando em conta as perdas de transmissão não conhecidas antes de se ler a solução final do problema (daí a necessidade de se dispor de uma barra do sistema na qual não é especificada a potência ativa) (Monticelli, 1983).

A análise do fluxo de potência é um dos mais importantes estudos realizados atualmente em sistemas de potência que operam em regime permanente. Ela é extensivamente usada nas fases de projeto, planejamento e operação dos sistemas elétricos, constituindo o estudo em si, ou sendo parte de estudos mais complexos de otimização, estabilidade, contingências, curto-circuito etc. (Moura; Moura; Rocha, 2018).

#### 2.4.1 Análise de Redes (ANAREDE)

Desde sua concepção, o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), através de seu Departamento de Redes Elétricas (DRE), tem se dedicado à execução de pesquisas avançadas, estudos aprofundados e programas de capacitação. Adicionalmente, tem sido responsável pelo desenvolvimento de *softwares* especializados para a análise e modelagem de redes elétricas, visando atender às necessidades particulares dos sistemas de energia do Brasil (Moura; Moura; Rocha, 2018).

Com o avanço da tecnologia e a crescente complexidade dos sistemas elétricos, tornou-se indispensável o uso de ferramentas computacionais capazes de lidar com a grande quantidade de dados e cálculos envolvidos nesses estudos. Nesse contexto, destaca-se o software ANAREDE, desenvolvido pelo CEPEL como uma solução robusta para a análise de redes elétricas. Esse programa passou a

desempenhar um papel fundamental ao permitir a realização de estudos mais precisos, rápidos e abrangentes, suprimindo as limitações dos métodos manuais e contribuindo significativamente para o planejamento e operação dos SEPs.

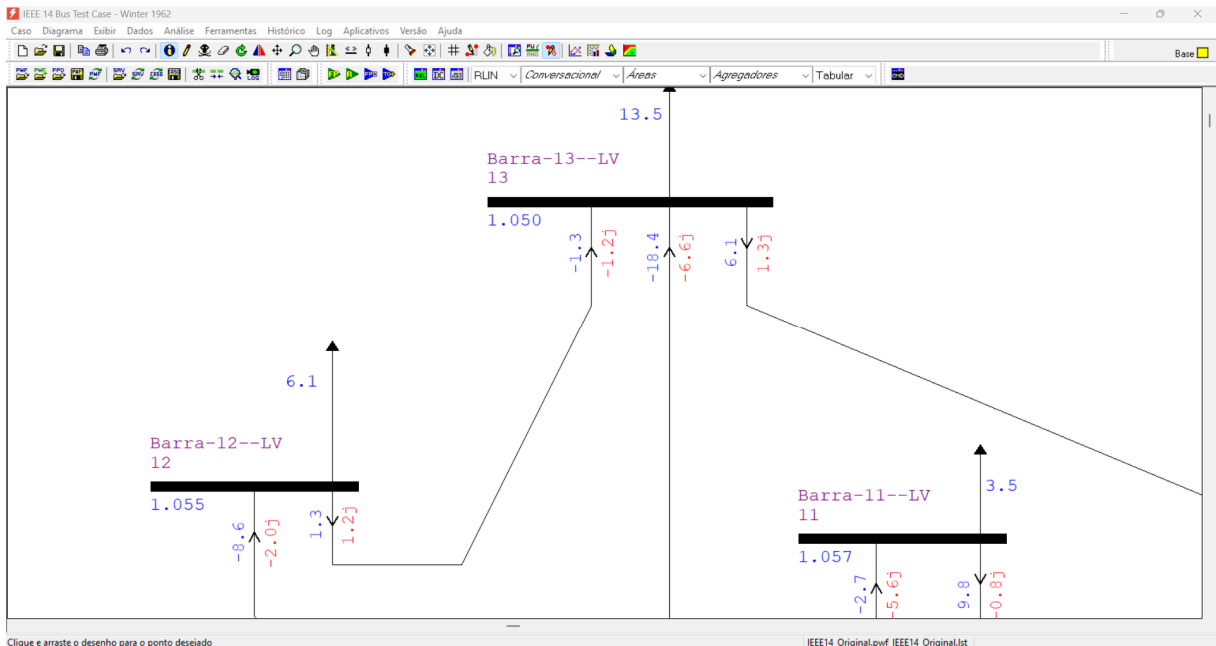
No passado, a análise do fluxo de potência em sistemas elétricos era realizada manualmente, o que demandava diversas simplificações. Isso se devia ao fato de que, mesmo em sistemas de pequeno porte, os cálculos envolvidos nesse tipo de estudo são bastante complexos e extensos. Por essa razão, a avaliação de redes de grande escala tornava-se impraticável, considerando o volume de operações matemáticas exigido para se obter os resultados esperados (Moura; Moura; Rocha, 2018).

De acordo com o manual do ANAREDE, este programa possui os seguintes recursos disponíveis:

- a) programa de equivalente de redes;
- b) programa de análise de contingências;
- c) programa de análise de sensibilidade de tensão;
- d) programa de análise de sensibilidade de fluxo;
- e) programa de fluxo de potência continuado;
- f) programa de definição das redes complementar e simulação;
- g) programa de recomposição de sistemas elétricos de potência;
- h) programa de avaliação de região de segurança estática e dinâmica.

Na Figura 15 consta a tela inicial do ANAREDE, com um exemplo de diagrama já desenhado. Nesta aba, é possível realizar diversas alterações manualmente e executar o cálculo de fluxo de potência, de acordo com as variáveis inseridas:

Figura 15 - Página inicial do ANAREDE



Fonte: Elaboração própria (2024).

Uma outra forma de utilizar o programar e modelar sistemas para realização de fluxo de potência é utilizar o EditCEPEL, onde o usuário pode realizar a modelagem de através do preenchimento das grandezas nos dados de barra e linha, conforme ilustrado na Figura 16:

Figura 16 - Página inicial do EditCEPEL

The screenshot shows the data entry interface for busbars (DBAR) and lines (DLIN). The busbar data table is as follows:

(Núm)	OTGO	( nome )	( V )	( A )	( Pg )	( Qg )	( Qn )	( Qm )	( Bc )	( P1 )	( Q1 )	( Sh )	Are	(VF)
05	1	2	Barra-01--HV	1060	0	0.0232	-4	-16.9						1
06	2	1	Barra-02--HV	1045-4.9	40.0	42.4	-40.0	50.0		2	21.7	12.7		1
07	3	1	Barra-03--HV	1010-12	0.0	23.4	0.0	40.0		3	94.2	19.0		1
08	4	0	Barra-04--HV	1019-10							47.8	-3.9		1
09	5	0	Barra-05--HV	1020-8.7							7.6	1.6		1
10	6	1	Barra-06--LV	1070-14	0.0	12.2	-6.0	24.0		6	11.2	7.5		1
11	7	0	Barra-07--ZV	1062-13										1
12	8	1	Barra-08--TV	1090-13	0.0	17.4	-6.0	24.0		8				1
13	9	0	Barra-09--LV	1056-14							29.5	16.6	19.0	1
14	10	0	Barra-10--LV	1051-15							9.0	5.8		1
15	11	0	Barra-11--LV	1057-14							3.5	1.8		1
16	12	0	Barra-12--LV	1055-15							6.1	1.6		1
17	13	0	Barra-13--LV	1050-15							13.5	5.8		1
18	14	0	Barra-14--LV	1036-16							14.9	5.0		1

The line data table (DLIN) contains parameters for transmission lines, including line number, bus numbers, name, resistance (Rk), reactance (Xk), series reactance (Mvar), tap (Tap), temperature (Tm), phase shift (Pha), charging capacitor (Bc), and shunt capacitor (Cn).

Fonte: Elaboração própria (2024).

### 3 ESTUDO DE CASO

A intenção deste trabalho, como citado no item 1.4, se trata da análise de impactos de uma planta fotovoltaica em um sistema de média tensão. Para isso, foi realizado um estudo de fluxo de potência em regime permanente através da versão acadêmica do *software* ANAREDE, de propriedade do CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica), parte do grupo ELETROBRÁS.

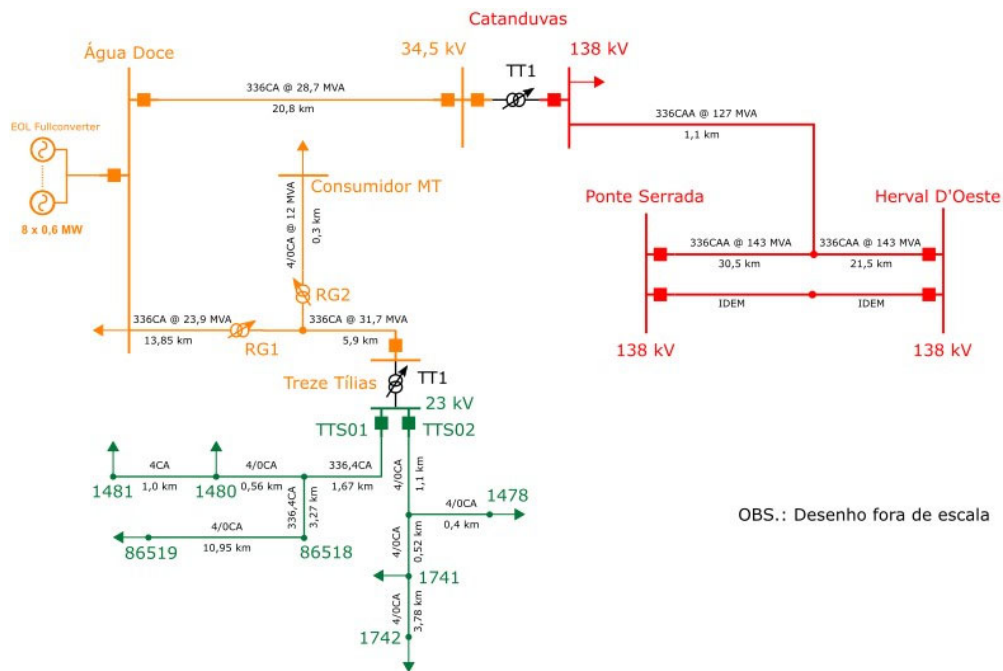
Dados de um trecho real de média tensão da CELESC foram fornecidos diretamente pela empresa, através de solicitação feita pelo aluno, elucidando que os dados seriam utilizados apenas para fins acadêmicos. Foram fornecidos os arquivos com dados de patamar de carga média no verão, para que fosse realizada a modelagem da usina e sua inserção em um trecho de preferência. O diagrama no ANAREDE enviado contempla diversos níveis de tensão operados pela CELESC.

A implementação de novos empreendimentos deve atender integralmente aos requisitos técnicos estabelecidos na norma I-432-0003, que regula as condições gerais para conexão de autoprodutores e produtores independentes de energia elétrica ao sistema elétrico da CELESC.

#### 3.1 Características do sistema

Na Figura 17 encontra-se o diagrama elaborado pela CELESC, disponibilizado pela DVPR (Divisão de Pré-Operação do Sistema Elétrico):

Figura 17 - Diagrama unifilar do trecho



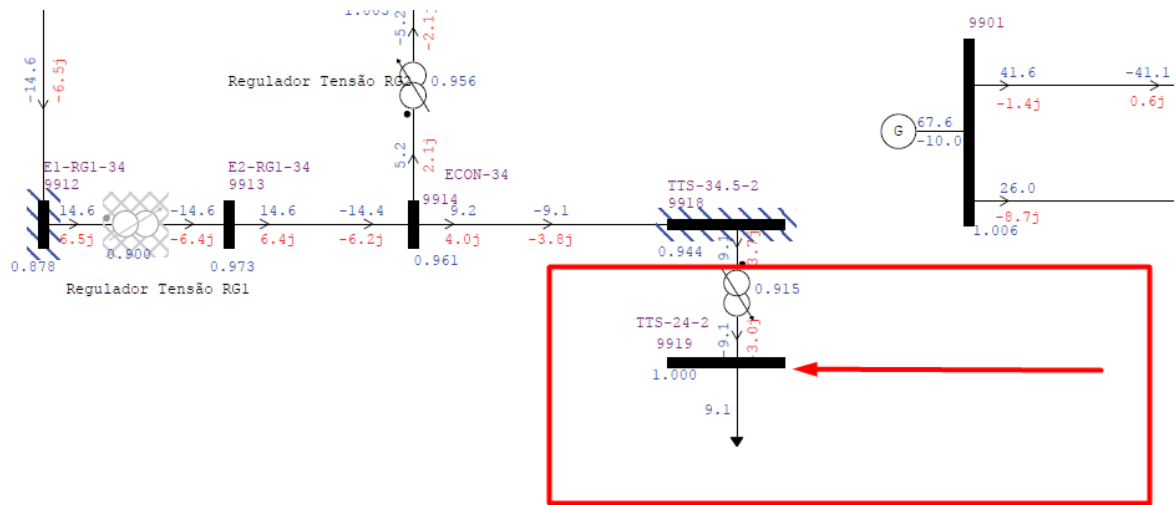
Fonte: Acervo CELESC (2023)

O caso integra o sistema real da CELESC e abrange diversos níveis de tensão disponíveis da distribuidora. Esta abrangência se torna relevante para a avaliação da inserção de empreendimentos de geração em distintos níveis de tensão e em diferentes pontos de conexão no sistema de subtransmissão e distribuição. Os nomes das barras das subestações reais da CELESC foram mantidos, enquanto as barras de terceiros foram renomeadas com o intuito de prevenir possíveis problemas de *compliance*.

Diante da diversidade de níveis de tensão identificados no trecho, optou-se pela inserção da usina fotovoltaica no segmento de 23 kV. Essa escolha fundamenta-se em desafios relacionados à instabilidade e flutuações de tensão, oferecendo a oportunidade de analisar distintos cenários nos quais a usina fotovoltaica pode contribuir para a melhoria da qualidade de energia na região ou, alternativamente, exacerbá-los.

A No ANAREDE, a usina será modelada na barra 9919, que se trata da barra onde é iniciado o trecho de 23 kV, conforme ilustrado na Figura 18.

**Figura 18 - Local de inserção da usina**



Fonte: Elaboração própria (2024).

Apenas um pequeno trecho após a subestação de Treze Tílias foi modelado, correspondente à barra 9919. Esse segmento não havia sido previamente representado nos estudos da CELESC. No entanto, trata-se de um ponto estratégico, com grande potencial para ocorrência de eventos significativos, como inversão de fluxo de potência e variações no perfil de tensão. A barra 9919 pode ser interpretada como um equivalente de Thévenin, representando todas as micro e minigerações conectadas ao trecho de subtransmissão em 23 kV.

### 3.1.1 Parâmetros do Sistema

Para dimensionar a usina, com objetivo de observar efeitos e fenômenos no sistema, é necessário entender as limitações desse sistema, observando os principais elementos e as suas respectivas capacidades de operação.

Por se tratar de um trecho extremamente controlado e que não será influenciado pelo estudo em questão, os detalhes sobre objetos e ativos existentes em 138kV não serão abordados em profundidade.

#### 3.1.1.1 Linhas de transmissão

Ao todo, englobando todos os níveis de tensão, são 11 LTs operantes. As capacidades de transmissão em MVA são descritas na Tabela 2:

**Tabela 2 - Capacidades de transmissão das LTs do sistema analisado**

N°	De	Para	Nível Tensão (kV)	Capacidade Normal (MVA)	Capacidade Emergência (MVA)
0	9904	9905	34,50	32,00	32,00
1	9905	9906	34,50	28,70	28,70
2	9906	9907	34,50	7,20	7,20
3	9906	9910	24,00	9,40	11,30
4	9906	9912	34,50	23,90	23,90
5	9910	9911	24,00	8,30	8,30
6	9912	9913	34,50	18,00	18,00
7	9913	9914	34,50	18,00	18,00
8	9914	9915	34,50	18,00	18,00
9	9914	9918	34,50	31,70	31,70
10	9915	9916	34,50	12,00	12,00
11	9918	9919	24,00	12,50	15,00

Fonte: Elaboração própria (2024).

Trechos que possuem um bom controle de tensão e alta capacidade de transmissão não são de pleno interesse do trabalho, pois o objetivo é de investigar pontos críticos envolvendo controle de tensão e fluxo de potência. Por exemplo, as linhas 3, 5, 8 e 10 são trechos que possuem alto controle de tensão devido à presença de reguladores no início dos ramos. A potência demandada pelas cargas também é um fator decisivo na escolha.

Portanto, por ser o ponto de escoamento da energia originada ao longo de todo o trecho de 34,5 kV e estar localizada no início da rede primária, onde se encontra a maior concentração de carga, a barra 9919 representa um ponto crítico com maior suscetibilidade a problemas relacionados ao controle de tensão e à capacidade de transmissão da rede.

### 3.1.1.2 Transformadores de potência

Ao todo, englobando os níveis de tensão de 23 kV e 34,5 kV são 3 transformadores de potência operantes, e as suas capacidades de operação em MVA são descritas na Tabela 3 abaixo:

**Tabela 3 - Capacidade de operação dos transformadores de potência do sistema analisado**

N° da linha	Alimentador Primário	Alimentador Secundário	Tensão Máxima (p.u)	Capacidade Nominal (MVA)	Capacidade Emerg. (MVA)
0	CDS-138-2	CDS-34.5-2	1,040	26,70	32,00
3	ADE-34.5-2	ADE-24-2	1,040	9,38	11,30
11	TTS-34.5-2	TTS-34.5-2	1,061	12,50	15,00

Fonte: Elaboração própria (2024).

### 3.1.1.3 Reguladores de tensão

De forma análoga, englobando os níveis de tensão de 23 kV e 34,5 kV são 3 reguladores de tensão operantes, e as suas capacidades de transmissão em MVA são descritas na Tabela 4:

**Tabela 4 - Capacidade de operação dos reguladores de tensão do sistema analisado**

N° da linha	Alimentador Primário	Alimentador Secundário	Tensão Máxima (p.u)	Capacidade Nominal (MVA)	Capacidade Emerg. (MVA)
6	ADE-24-2	ADE-RG-2	1,054	8,30	8,30
3	E1-RG1-34	E1-RG1-34	1,100	18,00	18,00
11	ECON-34	ECON-RG-34	1,100	18,00	18,00

Fonte: Elaboração própria (2024).

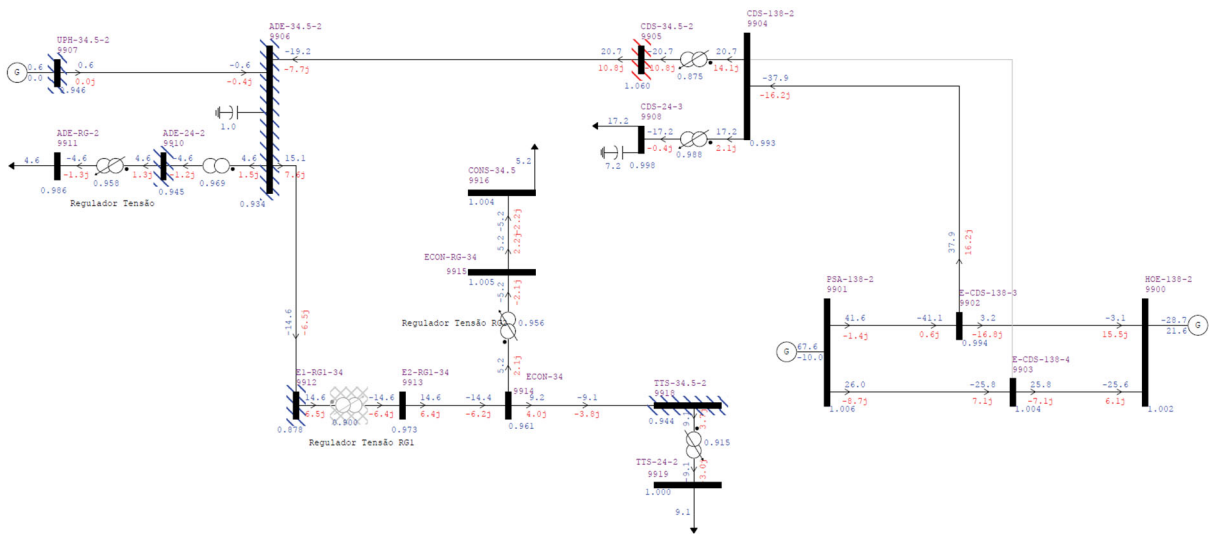
O regulador presente na linha de número 6 possui uma característica especial. Este regulador é conhecido como regulador “burro”, pois a operação deste equipamento se limita apenas a identificar o comportamento da tensão no primário, ignorando o estado de operação do secundário. Tal funcionamento é extremamente

inadequado quando no secundário encontram-se fontes de geração, que ocasionalmente irão elevar os níveis de tensão e comprometendo o funcionamento do regulador. Não obstante, para a aplicação em questão, é essencial corrigir a queda de tensão proveniente da LT nº 4, além de ser uma opção mais econômica do que os reguladores automáticos. A ausência de geração no lado secundário também influenciou na escolha do equipamento, já que não havia risco previsto de reversão de fluxo, o que poderia comprometer o funcionamento do regulador.

### 3.2 Simulações

A simulação é iniciada conforme diagrama unifilar do ANAREDE, ilustrado na Figura 19, com atenção especial a alguns pontos críticos relacionados ao limite mínimo de tensão, observáveis nas barras 9906, 9907, 9910, 9912 e 9918.

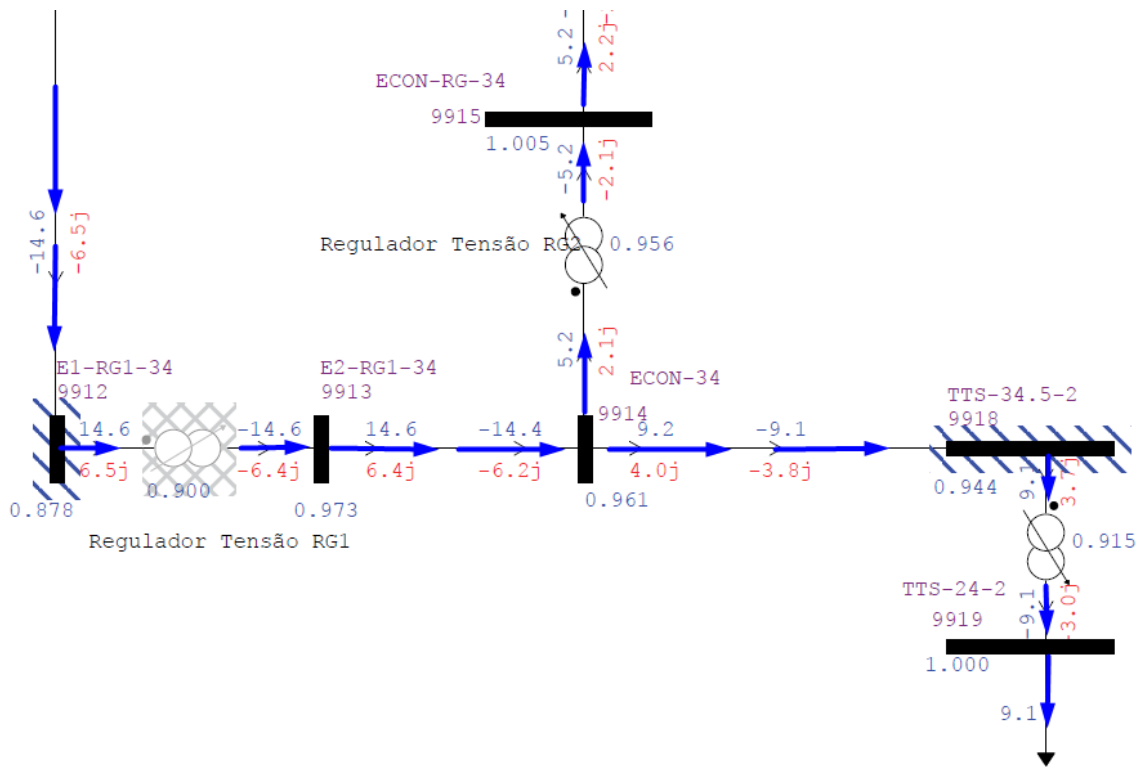
**Figura 19 - Estado inicial do sistema**



Fonte: Elaboração própria (2024).

O fluxo de potência apresenta um comportamento típico, direcionando-se a carga, especialmente ao analisarmos o trecho de 34,5 kV. Nesse segmento, todo o fluxo de potência é direcionado para o ponto de carga de 23 kV localizado na subestação de Treze Tílias, conforme ilustrado na Figura 20.

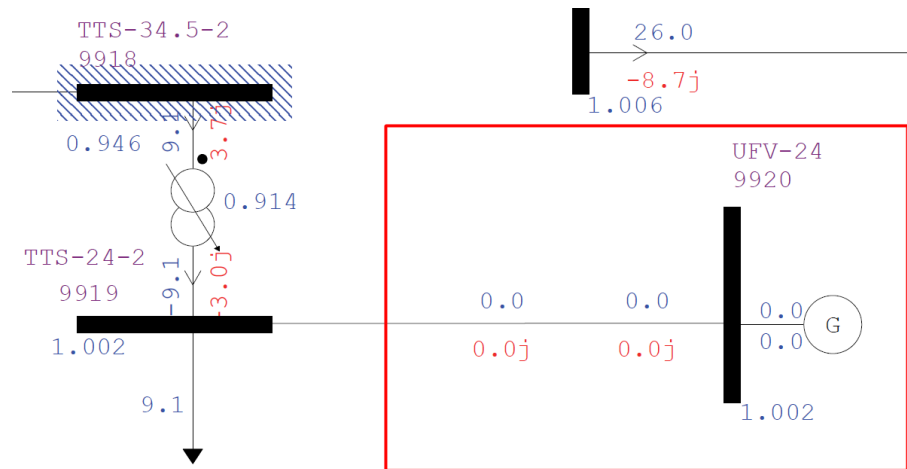
Figura 20 - Direção do fluxo de potência no trecho de 34,5kV



Fonte: Elaboração própria (2024).

Conforme o item 3.1, a usina será conectada à barra 9919 e pode ser representada como um equivalente de Thévenin para todas as micro e minigerações presentes no trecho de subtransmissão de 23 kV. Para incorporar essa geração ao sistema, será adicionada uma nova barra, nomeada como 9920, que será conectada ao sistema existente. Essa abordagem é adotada para manter inalterado o tipo da barra 9919 (PQ), evitando mudanças significativas que possam impactar a operação do sistema original. No ANAREDE, a barra inserida e seus principais parâmetros são apresentados na Figura 21 e na Figura 22.

Figura 21 - Nova barra inserida



Fonte: Elaboração própria (2024).

Figura 22 - Parâmetros da barra 9920

A janela 'Dados de Barra CA (DBAR)' para a barra 9920 contém os seguintes parâmetros:

- Número: 9920
- Nome: UFV-24
- Tensão: 1000 p.u.
- Ângulo: -23 graus
- Tipo: 1 - PV
- VDef: 1000 p.u.
- Grupo Limite de Tensão: 0
- Grupo Base de Tensão: 5 - 24 kV
- Área: 1
- Barra Controlada: [ ] Controle Local
- Modo de Visualização: 0 - Normal
- Ligado: [x]
- Carga Ativa: [ ] MW
- Carga Reativa: [ ] Mvar
- Gerção Ativa: 0. MW
- Gerção Reativa: 0. Mvar
- Mínima: 0. Mvar
- Máxima: 0. Mvar
- Shunt: [ ] Mvar
- Individualizado (DBSH): [ ] Mvar
- Carga Individualizada (DCAI) Ativa: [ ] MW
- Carga Individualizada (DCAI) Reativa: [ ] Mvar
- Limites Abertos: [ ]
- Primeira Vizinhança: Número [ ], Nome [ ]
- Mostrar [ ] Trocar [ ]
- Inserir [ ] Alterar [ ] Remover [ ] Limpar [ ] Fechar [ ]

Fonte: Elaboração própria (2024).

Com os todos os parâmetros do sistema listados e o ponto de conexão da usina realizado, se faz necessário a determinação da potência da usina. De certa

forma, quando se é estudado influência de uma usina em um SEP, podem ser elucidados 2 principais cenários críticos, através da Tabela 5:

**Tabela 5 - Cenários críticos de uma UFV conectada ao SEP**

Cenário	Geração	Carga
1	Alta	Alta
2	Alta	Baixa

Fonte: Elaboração própria (2024).

O cenário 1 impacta diretamente o perfil de tensão dos barramentos, enquanto o cenário 2 influencia na inversão do fluxo de potência.

Com base nas informações apresentadas na Tabela 2, Tabela 3 e Tabela 4, especialmente no que se refere à capacidade de operação e transmissão, definiu-se a potência nominal da usina em 25 MWp. Esse valor foi escolhido por representar uma magnitude significativa o suficiente para impactar o sistema elétrico local, ainda que este seja considerado robusto. Essa escolha visa justamente criar condições que permitam a análise de possíveis efeitos técnicos decorrentes da inserção da geração, como variações de tensão, carregamento das linhas e até mesmo inversão de fluxo. Em relação à carga, o primeiro passo foi mapear as cargas presentes no sistema estudado, conforme indicado na Tabela 6 abaixo:

**Tabela 6 - Cargas presentes no sistema de estudo**

Barra	Nível de Tensão (kV)	Tensão (p.u)	Carga	
			MW	Mvar
9908	138,00	0,998	17,20	7,60
9911	34,50	0,986	4,60	1,20
9916	34,50	1,004	5,20	2,20
9919	24,00	1,000	9,10	3,00

Fonte: Elaboração própria (2024).

Os dados apresentados não foram acompanhados de datas de medição específicas. Portanto, as cargas descritas serão utilizadas como referência para

quaisquer simulações de aumento ou redução, incluindo simulações de comportamento ao longo de um período diário. A consideração das variações de carga e geração é essencial para a execução das simulações de fluxo de potência, uma vez que esses parâmetros flutuam ao longo do dia, afetando o desempenho do sistema em diferentes condições operacionais.

Para nortear as possíveis variações de carga, foram extraídas do portal de dados do ONS as cargas horárias de dois dias típicos do subsistema sul, onde o sistema em estudo está localizado. O objetivo foi selecionar dois dias em que a carga apresente comportamentos distintos. No caso em questão, o primeiro dia escolhido foi uma segunda-feira, caracterizada pelo valor máximo de carga em um cenário semanal. O segundo dia selecionado foi um domingo, dia em que a carga atinge o menor valor dentro do horizonte semanal.

A Tabela 7 tem o objetivo de criar o roteiro de simulações e nortear criação de cenários para que diferentes tipos de problemas sejam analisados.

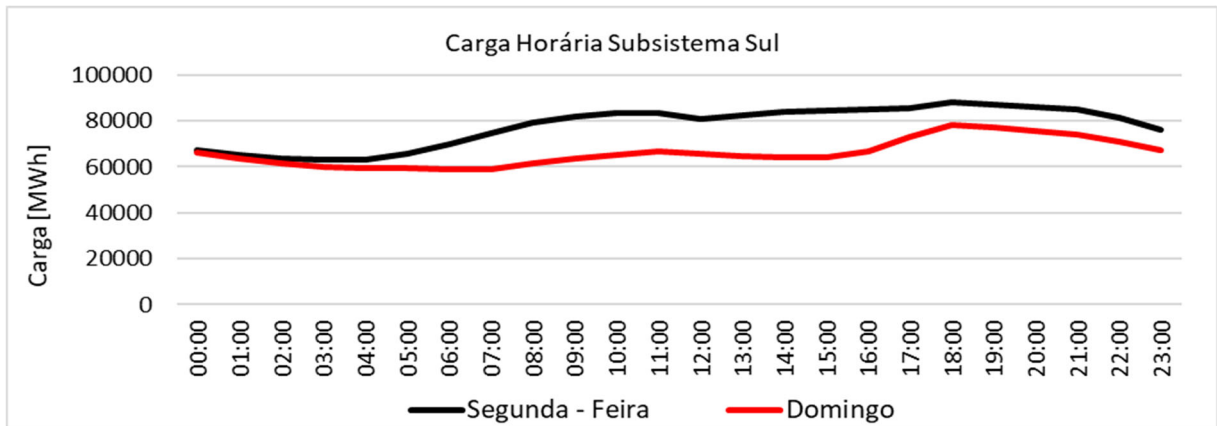
**Tabela 7 - Roteiro de simulações**

Simulação	Carga	Geração	Descrição
1	ALTA	ALTA	Segunda-feira ensolarada
2	ALTA	BAIXA	Segunda-feira chuvosa
3	BAIXA	ALTA	Domingo ensolarado
4	BAIXA	BAIXA	Domingo chuvoso

Fonte: Elaboração própria (2024).

Na sequência, a Figura 23 ilustra o comportamento da carga no subsistema Sul:

**Figura 23 - Comportamento da carga no subsistema sul**

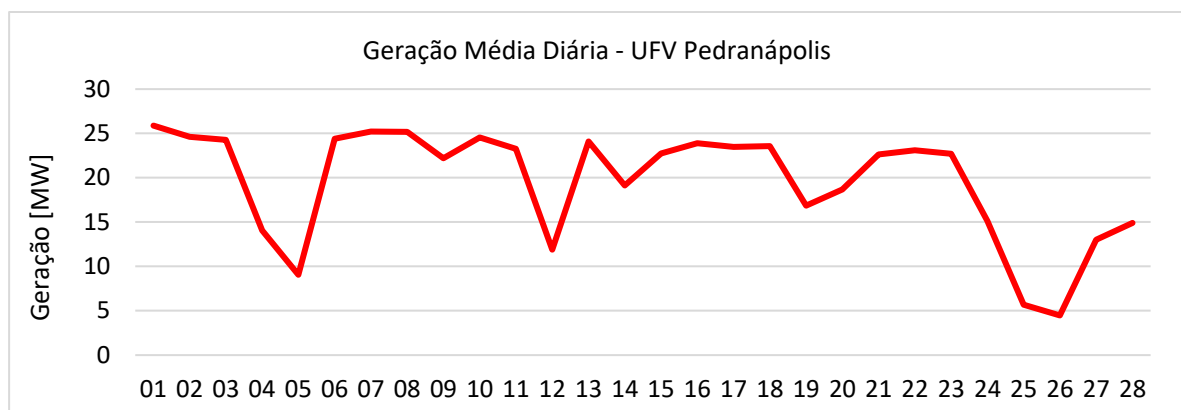


Fonte: Adaptado de ONS (2024).

De acordo com os dados utilizados, a carga média no domingo é reduzida em 17% em relação a carga realizada na segunda-feira. Tal proporção será levada em consideração nas simulações.

Para analisar a variação na geração de energia, será utilizado o histórico de geração de uma UFV integrante do Sistema Interligado Nacional (SIN). Os dados necessários para essa análise estão disponíveis no portal do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). A usina selecionada para este estudo é o Complexo Fotovoltaico de Pedranópolis, escolhido por ser o ponto de conexão mais próximo do sistema em análise e que possui dados de geração registrados pelo ONS. Localizado no estado de São Paulo, o complexo possui atualmente em 2025 uma potência instalada de aproximadamente 112,5 MW. A geração é apresentada na Figura 24:

**Figura 24 - Geração média diária da UFV Pedranópolis em maio de 2024**



Fonte: Adaptado de ONS (2024).

Com o auxílio do *website* de climatologia *Wheater* (*weather.com*), é possível complementar a Tabela 8 com os dados de clima em Pedranópolis para validar o roteiro de simulações. Além disso, a Figura 25 traz o histórico meteorológico de Pedranópolis:

**Figura 25 - Histórico meteorológico de Pedranópolis**



Fonte: *Wheater* (2024).

**Tabela 8 - Confirmação do roteiro de simulações**

Simulação	Carga	Geração	Descrição	Data	Geração (MW)
1	ALTA	ALTA	Segunda-feira ensolarada	13/05/2024	23,09
2	ALTA	BAIXA	Segunda-feira chuvosa	27/05/2024	13,00
3	BAIXA	ALTA	Domingo ensolarado	12/05/2024	11,88
4	BAIXA	BAIXA	Domingo chuvoso	26/05/2024	4,46

Fonte: Elaboração própria (2024).

É importante ressaltar que todos os dados utilizados foram mantidos em sua forma original, sem qualquer tipo de modificação ou ajuste manual. Essa escolha metodológica visa garantir a fidelidade ao comportamento real da planta, mesmo que em determinados momentos os dados obtidos pareçam contrariar a expectativa teórica. Um exemplo notável ocorreu na Simulação n° 3, referente a um domingo ensolarado (12/05/2024), cuja geração registrada (11,88 MW) foi inferior à geração observada em um dia chuvoso (13,00 MW) na Simulação n° 2 (27/05/2024).

Embora tal resultado contrarie o esperado – dado que dias ensolarados, em geral, proporcionam maior geração fotovoltaica – este foi rigorosamente mantido, pois representa fielmente a medição real da usina, a qual pode ser influenciada por diversos fatores, como acúmulo de sujeira nos módulos, perdas operacionais, falhas momentâneas de equipamentos, sombreamento pontual ou até mesmo variações locais não captadas nas médias climáticas diárias do portal utilizado.

Toda a aquisição de dados referentes à variação de carga/geração, determinação de datas específicas e utilização de dados meteorológicos foi realizada com o objetivo de guiar o desenvolvimento deste trabalho, especialmente em relação a um dos maiores desafios: realizar o fluxo de potência para diversos cenários possíveis. Como mencionado no item 2.1, a característica intermitente de uma usina fotovoltaica deve ser considerada.

Portanto, este trabalho buscou respeitar essa característica, criando cenários que aproveitem ao máximo os dados fornecidos pela CELESC e abordem os diferentes problemas que possam surgir, dependendo das condições do sistema em diferentes momentos. Caso contrário, a análise ficaria limitada à inserção da usina em sua potência nominal em STC, com um único perfil de carga constante, o que não reflete a realidade de nenhum sistema elétrico.

### 3.2.1 Simulação n° 1 – Geração ALTA | Carga ALTA

Neste cenário, as condições climáticas estão favoráveis a geração e a carga se comporta de maneira expressiva. Abaixo segue a Tabela 9 dos parâmetros utilizados no ANAREDE para gerar o fluxo de potência:

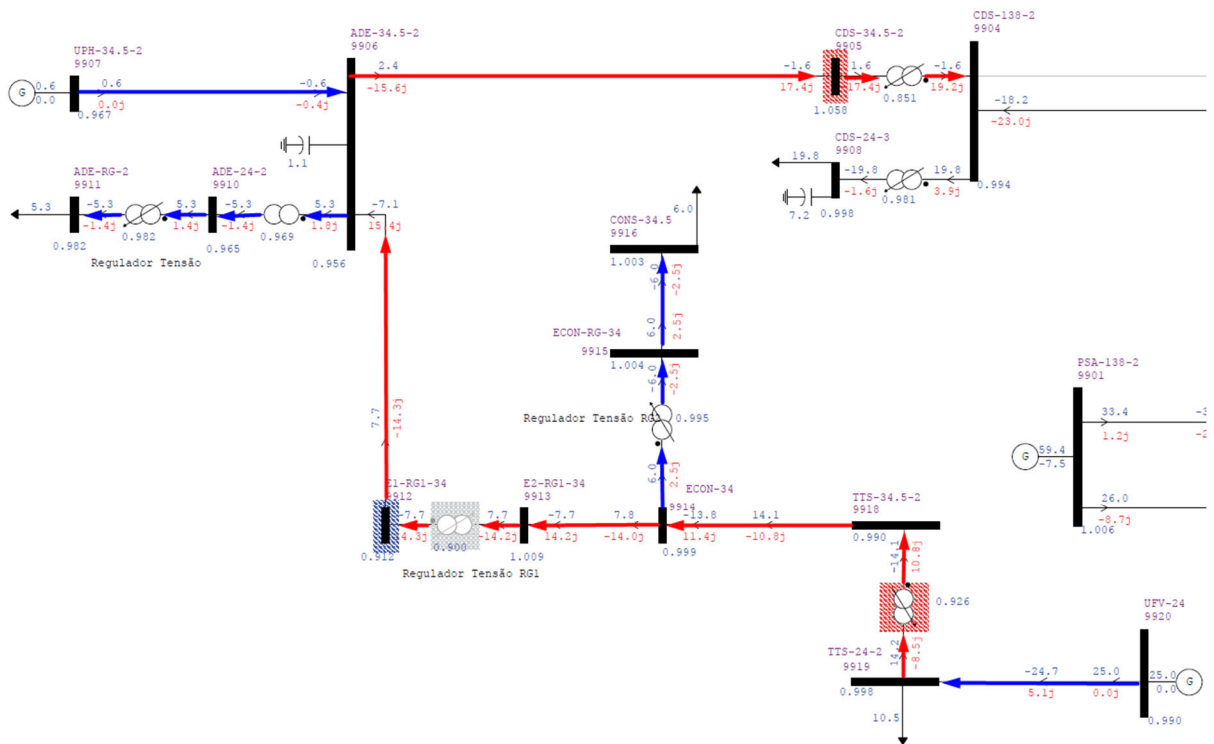
Tabela 9 - Parâmetros da Simulação nº 1 – Geração ALTA | Carga ALTA

Simulação	Carga no sistema base								Geração
	Barra 9908		Barra 9911		Barra 9916		Barra 9919		
1	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW
		19,78	8,74	5,29	1,38	5,98	2,53	10,47	3,45

Fonte: Elaboração própria (2024).

Executado o fluxo de potência, o sistema apresenta as seguintes condições, ilustradas na Figura 26 - Status do sistema na Simulação nº 1:

Figura 26 - Status do sistema na Simulação nº 1



Fonte: Elaboração própria (2024).

Conforme já previsto no item 3.1, a usina gerando em sua potência máxima ocasionou a inversão do fluxo de potência nas linhas de transmissão mais próximas a barra 9919 e se perdurou até a conexão com a subestação de Treze Tílias, no transformador CDS-138-2.

A inversão de fluxo ocorre quando a geração injetada na rede elétrica excede a demanda em um determinado ponto de conexão. Neste caso, a operação

da usina em sua máxima capacidade fez com que o fluxo destinado às cargas no nível de tensão de 23 kV tivesse o seu sentido invertido. Este fenômeno pode ocasionar em um SEP sobrecargas, desequilíbrios de tensão e acarretar a interrupção do fornecimento.

Ainda abordando os danos causados à rede, a injeção de energia em níveis elevados, paralelamente ao pico da carga, fez com que o transformador TTS-34.5-2 chegasse ao seu limite de operação. Conforme a Figura 27, o transformador tem capacidade normal de operação de 12,5 MVA. No cenário atual, o fluxo de potência no alimentador é de 17,9 MVA.

**Figura 27 - Características operacionais do transformador TTS-34.5-2**

Fonte: Elaboração própria (2024).

Observando o perfil de tensão do sistema, as barras 9906, 9907, 9910 e 9918 que anteriormente apresentavam valores de tensão abaixo do limite operacional, foram estabilizadas. Na Tabela 10 e na Tabela 11, são apresentados os limites operacionais do sistema e o comparativo entre o perfil de tensão no sistema base e o encontrado na simulação 1.

**Tabela 10 - Limites de tensão do sistema**

Mínimo	Máximo
0,950 pu	1,050 pu

Fonte: ONS (2024).

**Tabela 11 – Níveis de tensão obtidos na Simulação n° 1 – Geração ALTA | Carga ALTA**

Simulação	Tensão			
	Barra 9906	Barra 9907	Barra 9910	Barra 9918
0	0,936 pu	0,947 pu	0,947 pu	0,946 pu
1	1,010 pu	0,968 pu	0,966 pu	0,991 pu

Fonte: Elaboração própria (2024).

Apesar dos danos causados pela inversão de fluxo e pela sobrecarga operacional de um transformador, a usina apresentou uma boa alternativa para o controle de tensão do sistema elétrico. É fundamental que essa operação seja realizada dentro dos limites técnicos estabelecidos, de modo a não comprometer a integridade dos demais equipamentos na rede de distribuição.

### 3.2.2 Simulação n° 2 – Geração BAIXA | Carga ALTA

Neste cenário, as condições climáticas são desfavoráveis à geração fotovoltaica, enquanto a carga apresenta um comportamento elevado. A modelagem foi projetada para avaliar o desempenho do sistema em situações em que, apesar do aumento significativo da carga, a geração fotovoltaica, condicionada por variáveis climáticas, não acompanha o crescimento da demanda ao longo do dia. Assim, foi possível criar um cenário com carga elevada, porém, com patamar baixo de geração. Abaixo, encontra-se a Tabela 12, com os parâmetros utilizados no ANAREDE para a simulação do fluxo de potência:

**Tabela 12 - Parâmetros da Simulação n° 2**

Simulação	Carga no sistema base								Geração
	Barra 9908		Barra 9911		Barra 9916		Barra 9919		
2	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW
		17,20	7,60	4,60	1,20	5,20	2,20	9,10	3,00

Fonte: Elaboração própria (2024).



**Tabela 13 - Níveis de tensão obtidos na Simulação n° 1 – Geração ALTA | Carga ALTA**

Simulação	Tensão				
	Barra 9912	Barra 9913	Barra 9914	Barra 9918	Barra 9919
0	0,879 pu	0,975 pu	0,963 pu	0,946 pu	1,003 pu
1	0,913 pu	1,010 pu	1,001 pu	0,991 pu	1,000 pu
2	0,968 pu	1,074 pu	1,067 pu	1,062 pu	0,997 pu

Fonte: Elaboração própria (2024).

O limite operacional do transformador TTS-34.5-2, que apresentou restrições na simulação n° 1, não se repetiu na simulação n° 2. A redução da carga no secundário do transformador, juntamente com a menor injeção de potência ativa na barra 9919, contribuíram para manter o transformador dentro dos parâmetros operacionais aceitáveis, evitando sobrecargas. Os valores de carregamento no transformador TTS-34.5-2 são apresentados na Tabela 14:

**Tabela 14 - Carregamento no transformador TTS-34.5-2 - Simulação n° 2 – Geração BAIXA | Carga ALTA**

Simulação	MVA
0	10,4
1	17,9
2	6,00

Fonte: Elaboração própria (2024).

Observando o perfil de tensão do sistema, as barras 9906, 9907, 9910, 9912 e 9918 que anteriormente apresentavam valores de tensão abaixo do limite operacional, foram estabilizadas. Na Tabela 15 é demonstrado o comparativo do perfil de tensão do sistema entre as simulações.

**Tabela 15 - Níveis de tensão obtidos na Simulação n° 1 – Geração ALTA | Carga ALTA**

Simulação	Tensão				
	Barra 9906	Barra 9907	Barra 9910	Barra 9912	Barra 9918
0	0,936 pu	0,947 pu	0,947 pu	0,947 pu	0,946 pu
1	1,010 pu	0,968 pu	0,966 pu	0,966 pu	0,991 pu
2	0,997 pu	1,008 pu	1,011 pu	0,968 pu	1,062 pu

Fonte: Elaboração própria (2024).

### 3.2.3 Simulação n° 3 – Geração ALTA | Carga BAIXA

Neste cenário, as condições climáticas estão favoráveis a geração e a carga se encontra em patamares mais baixos. Abaixo segue a Tabela 16, com os parâmetros utilizados no ANAREDE para gerar o fluxo de potência:

**Tabela 16 - Parâmetros da Simulação n° 3**

Simulação	Carga no sistema base								Geração
	Barra 9908		Barra 9911		Barra 9916		Barra 9919		
3	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW
		14,28	6,31	3,82	1,00	4,32	1,83	7,55	2,49

Fonte: Elaboração própria (2024).

Executado o fluxo de potência, o sistema apresenta as seguintes condições, ilustradas na Figura 29:



O limite operacional do transformador TTS-34.5-2, que apresentou restrições na simulação nº 1, não se repetiu na simulação nº 3. De forma análoga à simulação nº 1, a redução da carga do secundário do transformador, juntamente com a menor injeção de potência ativa na barra 9919, contribuíram para manter o transformador dentro dos parâmetros operacionais aceitáveis, evitando sobrecargas. Os valores de carregamento no transformador TTS-34.5-2 são apresentados na Tabela 18.

**Tabela 18 - Carregamento no transformador TTS-34.5-2 - Simulação nº 3 – Geração ALTA | Carga BAIXA**

Simulação	MVA
0	10,4
1	17,9
2	6,00
3	5,60

Fonte: Elaboração própria (2024).

Na terceira simulação, verificou-se que a redução da carga para níveis mais baixos impacta diretamente o perfil de tensão do sistema, especialmente nas barras localizadas nas proximidades da usina. Com a menor demanda, há uma redução nas correntes circulantes, o que resulta em quedas de tensão menos acentuadas ao longo das linhas. Como consequência, os barramentos operam em níveis de tensão mais elevados, o que intensifica o fluxo de potência reativa a partir da usina.

#### 3.2.4 Simulação nº 4 – Geração BAIXA | Carga BAIXA

Neste cenário, as condições climáticas estão desfavoráveis a geração e a carga se comporta de maneira mais amena. Abaixo segue a Tabela 19, com os parâmetros utilizados no ANAREDE para gerar o fluxo de potência:

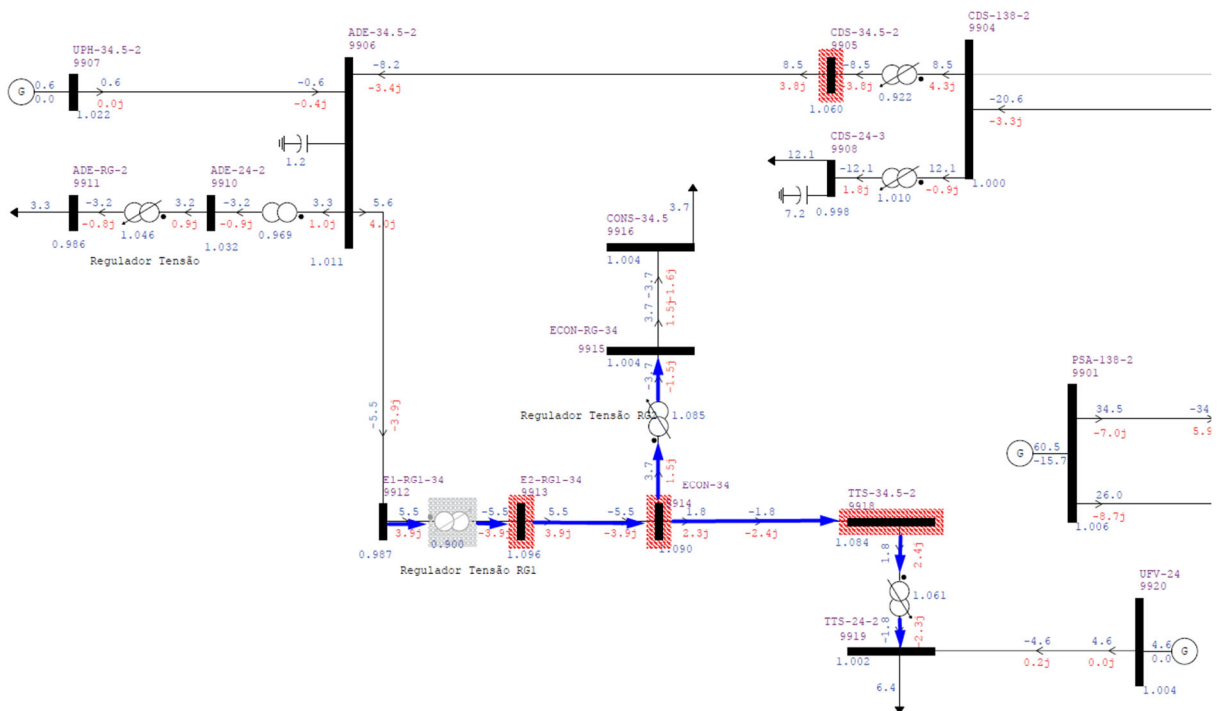
Tabela 19 - Parâmetros da Simulação nº 4

Simulação	Carga no sistema base								Geração
	Barra 9908		Barra 9911		Barra 9916		Barra 9919		
4	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW
	12,13	5,36	3,25	0,85	3,67	1,55	6,42	2,12	4,63

Fonte: Elaboração própria (2024).

Executado o fluxo de potência, o sistema apresenta as seguintes condições, ilustradas na :

Figura 30 - Status do sistema na Simulação nº 4



Fonte: Elaboração própria (2024).

Dentre os cenários simulados, este foi o único em que o sentido do fluxo de potência se manteve inalterado, aproximando-se da operação observada no sistema base. Ainda assim, evidencia-se o impacto da geração, mesmo em níveis reduzidos, nos perfis de tensão das barras e no carregamento dos equipamentos, como transformadores e reguladores.

Observando as barras 9912, 9913, 9914, 9918 e 9919, o nível de tensão reduziu, ainda que ultrapassando os limites do sistema descritos na Tabela 20.

**Tabela 20 - Níveis de tensão obtidos na Simulação nº 1 – Geração ALTA | Carga ALTA**

Simulação	Tensão				
	Barra 9912	Barra 9913	Barra 9914	Barra 9918	Barra 9919
0	0,879 pu	0,975 pu	0,963 pu	0,946 pu	1,003 pu
1	0,913 pu	1,010 pu	1,001 pu	0,991 pu	1,000 pu
2	0,968 pu	1,074 pu	1,067 pu	1,062 pu	0,997 pu
3	0,995 pu	1,103 pu	1,099 pu	1,095 pu	1,004 pu
4	0,987 pu	1,096 pu	1,090 pu	1,085 pu	1,002 pu

Fonte: Elaboração própria (2024).

Um aspecto relevante a ser considerado em relação ao perfil de tensão é que, devido à baixa injeção de potência ativa e reativa pela geração, os fluxos dessas grandezas no sistema são reduzidos. Além disso, como a carga neste cenário é relativamente baixa, há a possibilidade de sobretensões nas barras mais próximas à geração, uma vez que as quedas de tensão ao longo das linhas de transmissão tornam-se menos expressivas.

Reduzindo a carga no secundário e reduzindo a injeção de potência ativa na barra 9919, é esperado que o carregamento no transformador TTS-34.5-2 seja menor do que a Simulação nº 3 – Geração ALTA | Carga BAIXA. Os valores de carregamento no transformador TTS-34.5-2 são apresentados na Tabela 21:

**Tabela 21 - Carregamento no transformador TTS-34.5-2 - Simulação nº 4 – Geração BAIXA | Carga BAIXA**

Simulação	MVA
0	10,4
1	17,9
2	6,00
3	5,60
4	2,70

Fonte: Elaboração própria (2024).

Mesmo em um cenário de geração significativamente inferior à capacidade técnica da usina, persistiram problemas relacionados ao perfil de tensão do sistema. Nessas condições, a solução ideal seria a realocação do ponto de conexão do sistema ou a avaliação da viabilidade de conexão em um nível de tensão superior.

### 3.2.5 Simulação n° 5 – Cenário Ótimo

Para encontrar um equilíbrio entre carga e geração, será realizada uma nova simulação com o objetivo de identificar a melhor condição operativa para a usina no sistema em estudo.

Nesta nova simulação, será adotada uma configuração intermediária entre os cenários 2 e 4. A carga permanecerá idêntica à do sistema base, sem modificações, enquanto a geração será levemente incrementada em relação à simulação 4. Essa escolha foi definida de forma empírica, considerando os resultados anteriores e a dinâmica geral do sistema. Abaixo segue a Tabela 22, com os parâmetros utilizados no ANAREDE para gerar o fluxo de potência.

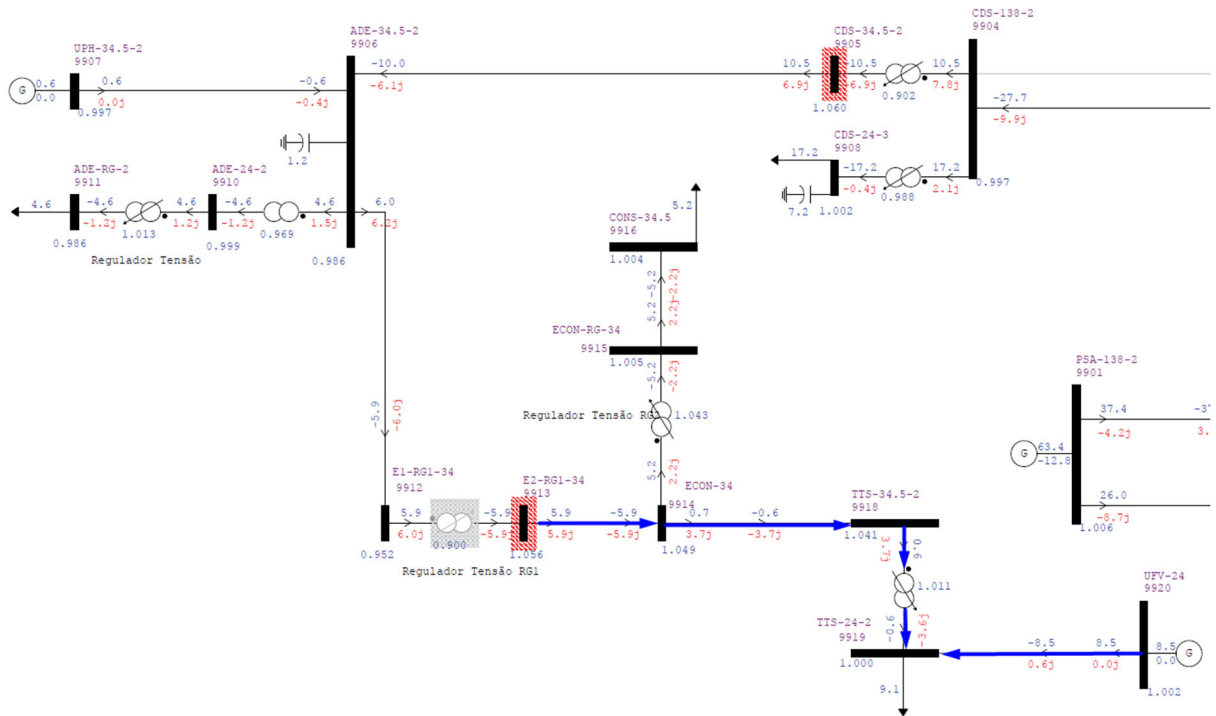
**Tabela 22 - Parâmetros da simulação Simulação n° 5**

Simulação	Carga no sistema base								Geração
	Barra 9908		Barra 9911		Barra 9916		Barra 9919		
5	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW
	17,20	7,60	4,60	1,20	5,20	2,22	9,10	3,00	8,50

Fonte: Elaboração própria (2024).

Executado o fluxo de potência, o sistema apresenta as seguintes condições, ilustradas na Figura 31:

Figura 31 - Status do sistema na Simulação n° 5



Fonte: Elaboração própria (2024).

Como esperado, nesta simulação não ocorreu a incidência de inversão de fluxo. Com os parâmetros selecionados, foi possível realizar a injeção de potência de segura na barra 9919, sem que o transformador TTS-34.5-2 fosse sobrecarregado, conforme demonstrado na Tabela 23.

Tabela 23 - Carregamento no transformador TTS-34.5-2 - Simulação n° 5 – Cenário Ótimo

Simulação	MVA
0	10,4
1	17,9
2	6,00
3	5,60
4	2,70
5	3,60

Fonte: Elaboração própria (2024).

Ao analisar os níveis de tensão nas barras próximas à usina, apenas uma barra ainda permanece ultrapassando o limite máximo do sistema, a barra 9913, conforme demonstrado na Tabela 24.

**Tabela 24 - Níveis de tensão obtidos na Simulação nº 1 – Geração ALTA | Carga ALTA**

Simulação	Tensão				
	Barra 9912	Barra 9913	Barra 9914	Barra 9918	Barra 9919
0	0,879 pu	0,975 pu	0,963 pu	0,946 pu	1,003 pu
1	0,913 pu	1,010 pu	1,001 pu	0,991 pu	1,000 pu
2	0,968 pu	1,074 pu	1,067 pu	1,062 pu	0,997 pu
3	0,995 pu	1,103 pu	1,099 pu	1,095 pu	1,004 pu
4	0,987 pu	1,096 pu	1,090 pu	1,085 pu	1,002 pu
5	0,952 pu	1,056 pu	1,049 pu	1,041 pu	1,000 pu

Fonte: Elaboração própria (2024).

Essa barra está subordinada ao controle de tensão do regulador RG1, que opera em regime de controle congelado, ou seja, seu ajuste de TAP é fixo e unidirecional, considerando apenas a regulação da tensão no secundário a partir de um valor pré-determinado pelo operador.

Uma possível estratégia para mitigar os impactos desse controle seria a redução manual do TAP de referência, diminuindo a amplitude da regulação de tensão. Uma alternativa mais eficiente, porém, com maior custo de implementação, seria a substituição do regulador por um modelo com controle automático, permitindo o ajuste dinâmico do TAP com base nas medições de tensão tanto no primário quanto no secundário, otimizando a operação do sistema.

## 4 DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Os diversos cenários criados, com ênfase tanto na carga, quanto na geração, demonstram o dinamismo de um SEP. Dito isso, a análise de fluxo de potência envolvendo empreendimentos de geração fotovoltaica, se trata de muito mais detalhes do que somente potência instalada/número de módulos.

Uma usina fotovoltaica em poucos momentos irá gerar em sua máxima potência (STC). Mas, com a combinação da variação de carga e as condições climáticas, pode estressar a rede em que está instalada e ocasionar os fenômenos que foram vistos em todas as simulações.

Para períodos em que a geração estiver em seu ponto máximo diário, alguns equipamentos como transformadores e reguladores não suportariam a potência transmitida e iriam trabalhar em sobrecarga. De acordo com a NBR 5356-7 (ABNT, 2017), que aborda sobre o carregamento de transformadores de potência, operar um transformador em sobrecarga pode trazer as seguintes consequências:

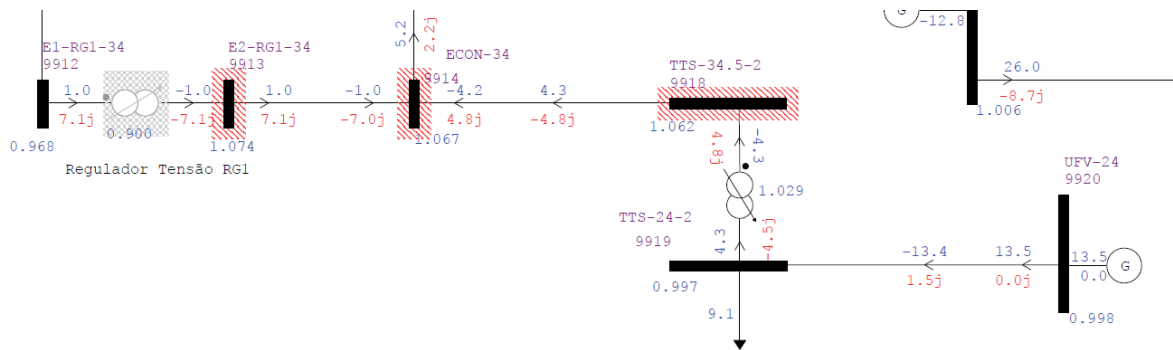
- a) a temperatura dos enrolamentos, elementos de fixação, ligações, materiais isolantes e óleo aumentam e podem atingir níveis inaceitáveis;
- b) a densidade do fluxo de dispersão do núcleo aumenta, causando aquecimento por correntes parasitas adicionais nas partes metálicas atingidas pelo fluxo de dispersão;
- c) como a temperatura varia, a umidade e o conteúdo de gás na isolação;
- d) buchas, comutadores, conexões com cabos e transformadores de corrente também estarão expostos às solicitações mais elevadas que vão além dos limites de projeto e margens de aplicação.

Todas as ocorrências mencionadas, quando aplicadas por períodos prolongados ao equipamento, podem resultar em danos permanentes ao transformador (queima).

Em situações em que a carga não apresentou valores elevados, ocorreu um aumento no perfil de tensão de algumas barras. Vale ressaltar que os limites de tensão dos equipamentos em um Sistema Elétrico de Potência (SEP) são determinados por suas características construtivas ou por estudos realizados na fase

de pré-operação. Para barramentos próximos aos centros de carga, como ilustrado na Figura 32, níveis elevados de tensão acima do limite permitido, podem danificar os equipamentos e das subestações (para-raios, disjuntores e transformadores) (Teixeira Lima, 2007).

**Figura 32 - Ocorrência de elevados níveis de tensão na Simulação nº 2 – Geração BAIXA | Carga ALTA**



Fonte: Elaboração própria (2024).

Neste caso, a menos que a carga apresentasse valores mais elevados, capazes de consumir a potência ativa e, conseqüentemente, reduzir o nível de tensão, soluções como bancos de reatores e compensadores síncronos podem ser eficazes na redução do perfil de tensão dos barramentos afetados. Logicamente, a instalação desses equipamentos depende tanto da capacidade do sistema quanto de recursos financeiros, especialmente no caso dos compensadores síncronos.

A inversão de fluxo de potência constitui um desafio relevante para a operação e estabilidade do sistema elétrico, uma vez que modifica a direção convencional do fluxo de energia. Essa condição pode resultar em sobretensões, principalmente em trechos da rede que não foram projetados para receber a energia excedente gerada localmente, como no caso de usinas fotovoltaicas.

Com o objetivo de ilustrar esse fenômeno, a Tabela 25 apresenta os valores de tensão observados nas barras mais próximas à usina, permitindo uma análise comparativa entre os níveis de tensão e a injeção de potência reativa nesses pontos do sistema.

**Tabela 25 - Módulos das tensões x injeção de reativo em barras vizinhas à usina**

Barra	Simulação							
	1		2		3		4	
	Mvar	pu	Mvar	pu	Mvar	pu	Mvar	pu
9912	14,30	0,912	7,10	0,968	5,90	0,995	3,90	0,987
9913	14,20	1,009	7,10	1,074	5,90	1,103	3,90	1,096
9914	11,40	0,999	11,80	1,067	4,00	1,099	3,90	1,090
9918	10,80	0,990	4,80	1,062	4,00	1,095	2,40	1,054

Fonte: Elaboração própria (2024).

Esta tabela corrobora diretamente a análise apresentada no item 3.2.4. Nas simulações n° 3 e 4, onde a carga estava em seus menores patamares, observa-se que, mesmo com a redução da injeção de potência reativa, a ausência de consumo suficiente pela carga para mitigar elevações de tensão em trechos anteriores resulta em sobrecarga nas barras. Esse efeito se intensifica em cenários com fluxo reverso de potência, como na simulação 3, que apresentou os maiores valores de tensão em todo o estudo.

A inversão de fluxo também pode complicar a coordenação dos dispositivos de proteção, como relés e disjuntores, que foram projetados para operar com um fluxo unidirecional de energia. A mudança na direção do fluxo de energia pode resultar em falhas na detecção de faltas ou na operação incorreta dos dispositivos de proteção, comprometendo a segurança do sistema.

Conforme observado, níveis elevados de carga e geração podem causar inversão do fluxo de potência e sobrecarga em alguns equipamentos, inviabilizando a operação. Por outro lado, uma geração excessiva combinada com cargas de baixa magnitude torna o sistema suscetível a sobretensões e, novamente, à inversão do fluxo de potência.

## 5 CONCLUSÃO

Neste estudo, foram avaliados os principais impactos em regime permanente decorrentes da conexão de uma usina fotovoltaica em um trecho real da rede de distribuição da CELESC. As cargas do sistema já estavam previamente modeladas, sendo realizadas apenas variações baseadas nos perfis típicos de carga do subsistema Sul do SIN, com o objetivo de criar diversos cenários representativos envolvendo diferentes combinações de demanda e geração. As modelagens adotadas demonstraram-se adequadas para a análise de fluxo de potência.

Foram elaborados cenários de natureza quantitativa e determinística, considerando tanto o comportamento da carga quanto da geração. A variação da geração foi parametrizada com base em dados reais de uma usina fotovoltaica existente, o Complexo Fotovoltaico de Pedranópolis, escolhido por sua proximidade com o ponto de conexão analisado e pela disponibilidade de registros históricos de geração fornecidos pelo ONS. As simulações foram realizadas utilizando a versão acadêmica do *software* ANAREDE.

O local de conexão foi selecionado de modo a representar um trecho da rede caracterizado por maior instabilidade operacional e vulnerabilidade a distúrbios causados por conexões de geração. As análises demonstraram que a inserção da usina fotovoltaica altera significativamente o perfil de tensão do sistema, incluindo a ocorrência de inversão de fluxo de potência na maioria dos cenários simulados. Em pontos onde se verificava tensão abaixo dos limites normativos, a injeção de potência ativa da usina contribuiu para a elevação da tensão a níveis aceitáveis.

No âmbito das simulações realizadas, observou-se que, apesar das diversas variações de cenários de carga e geração, as linhas de transmissão permaneceram dentro de suas capacidades nominais de transmissão de potência ativa e reativa em todas as simulações conduzidas. Não foram atingidos os limites técnicos estabelecidos, o que demonstra que, sob as condições estudadas, o sistema possui margem suficiente para acomodar a inserção da geração fotovoltaica, sem exceder a capacidade de escoamento das linhas analisadas. Esse resultado indica que, ao menos sob as condições operativas simuladas, a rede apresenta robustez adequada para suportar as variações impostas pela intermitência da geração solar.

Entretanto, o estudo evidenciou desafios específicos relacionados à operação dos equipamentos da rede, especialmente o regulador de tensão localizado na linha nº 6. Nas simulações realizadas, verificou-se a ocorrência de inversão de fluxo de potência nessa linha, especialmente na Simulação nº 1, cenário de alta geração e alta carga. Tal comportamento impacta diretamente o funcionamento do regulador, que opera no modo conhecido como “burro”, ou seja, controla a tensão baseado apenas no lado primário, sem considerar as condições do secundário. Esse modo de operação torna-se inadequado quando há geração conectada no secundário, pois a inversão de fluxo pode elevar os níveis de tensão além dos limites previstos, comprometendo a atuação do regulador e a estabilidade do sistema. O estudo revelou que a inclusão de uma usina fotovoltaica alterou significativamente o regime de operação, evidenciando a necessidade de se reavaliar a adequação desse regulador frente à nova realidade do sistema.

Em um cenário específico, representativo de uma segunda-feira com condições climáticas favoráveis à geração solar, observou-se que o transformador TTS-34.5-2 operou acima de seu limite nominal, devido à simultaneidade de pico de carga e geração. Por outro lado, as linhas de distribuição permaneceram dentro de suas capacidades operativas em todas as simulações realizadas. Em situações de redução de carga, o principal efeito identificado foi a elevação excessiva da tensão nos barramentos próximos ao ponto de conexão, em função da reversão do fluxo de potência.

O presente trabalho permitiu mapear e analisar os principais efeitos associados à conexão de geração fotovoltaica em redes de distribuição, identificando consequências operacionais e possíveis medidas corretivas para garantir a viabilidade da conexão e a manutenção da qualidade do fornecimento de energia elétrica. O estudo é particularmente relevante diante do crescimento expressivo da geração intermitente no SIN e da necessidade de atualização dos procedimentos operativos das concessionárias.

Embora os resultados obtidos neste trabalho sejam representativos do trecho analisado da rede da CELESC, é importante destacar que as conclusões não podem ser generalizadas de forma absoluta para qualquer outro sistema elétrico. Cada rede possui características próprias, como topologia, equipamentos, perfis de

carga e geração, que influenciam significativamente os efeitos da conexão de uma usina fotovoltaica. Os fenômenos observados, como inversão de fluxo de potência, variações de tensão e limitações de equipamentos, são típicos da inserção de geração distribuída em sistemas de distribuição, porém a magnitude desses impactos e as soluções aplicáveis devem ser avaliadas caso a caso, considerando as particularidades técnicas e operativas de cada rede. Assim, embora os aprendizados deste estudo possam servir de referência, a realização de análises específicas é indispensável para qualquer novo projeto de conexão de geração distribuída em outros sistemas.

Para a evolução deste estudo e confecção de trabalhos futuros, destaca-se como principal necessidade a obtenção de dados históricos detalhados tanto de carga quanto de geração. A ausência desses registros limita a representatividade dos cenários simulados, restringindo a análise a condições hipotéticas. A incorporação de séries temporais reais permitiria construir um modelo mais aderente à operação cotidiana do sistema, capturando variações sazonais, horários de pico e intermitências características da geração fotovoltaica.

Nesse sentido, recomenda-se a substituição de dados meteorológicos genéricos por séries históricas de irradiância solar, as quais representam de forma mais direta e precisa o comportamento da geração fotovoltaica. A utilização desses dados possibilitaria a criação de cenários mais realistas e diversificados, respeitando a principal característica desse tipo de geração: a sua intermitência.

Além disso, sugere-se a investigação de estratégias avançadas de controle de tensão, como a substituição de reguladores “burros” por dispositivos com controle automático e bidirecional. Com isso, seria possível realizar avaliações mais robustas quanto à performance do sistema em situações reais, além de viabilizar estudos de sensibilidade e confiabilidade com maior profundidade. Esses estudos futuros contribuiriam significativamente para o aprimoramento dos critérios técnicos de conexão e operação de usinas fotovoltaicas em redes de distribuição.

## REFERÊNCIAS

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 956. 7 dez. 2021**: Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/prodist>. Acesso em: 14 out. 2023.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 1000. 7 dez. 2021**: Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica. Disponível em: <https://biblioteca.aneel.gov.br>. Acesso em: 05 ago. 2025.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5356-7**: Transformadores de potência - Parte 7: Guia de carregamento para transformadores imersos em líquido isolante. Rio de Janeiro, 2017. Disponível em: <https://www.gedweb.com.br>. Acesso em: 05 ago. 2025.

BEGOVIC, M.; PREGELJ, A.; ROHATGI, A.; NOVOSEL, D. Impact Of Renewable Distributed Generation on Power Systems. *In: System Sciences, Proceedings of the 34th Annual Hawaii International Conference*, 2001. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/926265>. Acesso em: 05 ago. 2025.

CELESC. Centrais Elétricas de Santa Catarina. **Manual de Procedimentos I-432.0003. 2 jan. 2025**: REQUISITOS GERAIS PARA CONEXÃO DE AUTOPRODUTOR E PRODUTOR INDEPENDENTE DE ENERGIA À REDE DA CELESC. Disponível em: <https://www.celesc.com.br/arquivos/normas-tecnicas/conexao-centrais-geradoras/I-432.0003.pdf>. Acesso em: 14 out. 2023.

EPE. **Painel de Dados de Micro e Minigeração Distribuída**. Disponível em: <https://dashboard.epe.gov.br/apps/pdgd/> Acesso em: 17 jul. 2023.

GRIGSBY, L. L.; HARLOW, J. H.; MCDONALD, J. D. **Electric Power Generation, Transmission and Distribution**. 2ª ed. Nova Iorque: CRC Press, 2007. Disponível em: <https://electricalconnects.com>. Acesso em: 05 ago. 2025.

HASSAINE, L. *et al.* Overview of Power Inverter Topologies and Control Structures for grid Connected Photovoltaic Systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2014. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com>. Acesso em: 05 ago. 2025.

HEIN, Henrique. **Cemig trava projetos e causa prejuízo às empresas do setor solar**. Canal Solar, Campinas, mar. 2023. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/cemig-trava-projetos-e-causa-prejuizo-as-empresas-do-setor-solar/>. Acesso em: 13 out. 2023.

KAGAN, Nelson; OLIVEIRA, Carlos; ROBBA, Ernesto. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. São Paulo: Editora Blucher, 2010. *E-book*. ISBN 9788521216896. Disponível em:

<https://app.minhabiblioteca.com.br/#/books/9788521216896/>. Acesso em: 03 nov. 2023.

KERSTING, W. **Distribution System Modeling and Analysis**. 4ª ed. Nova Iorque: CRC Press, 2007.

MATOS, D. M. B.; CATALÃO, J. P. S. Geração Distribuída e os seus Impactos no Funcionamento da Rede Elétrica: Parte 2. *In: International Conference on Engineering UBI2013 – University of Beira Interior – Covilhã, Portugal*, p. 10–17, 2013. Disponível em: <https://www.researchgate.net>. Acesso em: 05 ago. 2025.

MCGRANAGHAN, Mark F.; DUGAN, Roger C.; SANTOSO, Surya; BEATY, Wayne H. **Electrical Power Systems Quality**. Nova Iorque: McGraw Hill, 3ª ed, 2012.

MARANGONI, Filipe. **Inversores Monofásicos para Conexão de Sistemas Fotovoltaicos à Rede**. 2012. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Paraná, Pato Branco, 2012. Disponível em: <https://repositorio.utfpr.edu.br>. Acesso em: 05 ago. 2025.

MOLIN, Gustavo D. M. **Análise de Impactos de Sistemas Fotovoltaicos em Redes de Distribuição em Condições de Regime Permanente**. 2019. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Paraná, Pato Branco, 2019. Disponível em: <https://repositorio.utfpr.edu.br>. Acesso em: 05 ago. 2025.

MONTICELLI, Alcir. **Fluxo de potência em Redes de Energia Elétrica**. São Paulo: Edgar Blucher, 1983. Disponível em: <https://www.eletrica.ufpr.br>. Acesso em: 05 ago. 2025.

MOURA, Ailson P.; MOURA, Adriano A. F.; ROCHA Ednardo P. **Análise de Fluxo de potência em Sistemas de Potência**. São Paulo: Artliber, 2018.

NUNES, Evandro A. F. **Análise de Impactos na Rede de Distribuição de Energia Elétrica Decorrentes da Inserção de Sistemas de Geração Fotovoltaicos**. 2017. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica e da Computação) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2017. Disponível em: <https://repositorio.ufrn.br>. Acesso em: 05 ago. 2025.

PINHO, João T.; GALDINO, Marco A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CEPEL, 2014.

SHORT, T. A. **Electric Power Distribution Handbook**. 2ª ed. Nova Iorque: CRC Press, 2004. Disponível em:

STEVENSON, William D. Jr. **Elementos de Análise de Sistemas de Potência**. São Paulo: McGraw Hill, 2ª ed, 1986.

RAMOS, Dorel S. **Sistemas Elétricos de Potência: Regime Permanente**. Rio de Janeiro: Guanabara Dois, 1986.

VILLALVA, Marcelo G. **Energia Solar Fotovoltaica**: conceitos e aplicações. São Paulo: Érica, 2022.

ZHU, Y.; JIANGUO, Y.; DI, W. Comparative Study of Two Stages and Single Stage Topologies for Grid-Tie Photovoltaic Generation by PSCAD/EMTDC. *In: **The International Conference on Advanced Power System Automation and Protection***, China 2011. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org>. Acesso em: 05 ago. 2025.

## APÊNDICE

**Figura 33 - Dados de barra do sistema modelado no EditCEPEL**

BARRA	BARRA	TENSAO	GRUPO	GER MW	GER Mvar	CARGA	SHUNT
NUM.	NOME	TP ARE CONTR MOD	ANG ESPEC CNT B L	ATUAL	MIN ATUAL MAX	MW Mvar	EST
9900	HOE-138-2	2 5	9900 1.002 -2.1 1.002 LOC 2 0	-28.7 -9999.0	21.5 99999.0	0.0 0.0	0.0 LIG
9901	PSA-138-2	2 6	9901 1.006 -0.0 1.006 LOC 2 0	67.6 -9999.0	-10.1 99999.0	0.0 0.0	0.0 LIG
9902	E-CDS-138-3	0 5	0 0.994 -1.8	2 0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 LIG
9903	E-CDS-138-4	0 5	0 1.004 -1.2	2 0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 LIG
9904	CDS-138-2	0 5	0 0.993 -1.9	2 0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 LIG
9905	CDS-34.5-2	0 5	0 1.061 -8.4 1.060 TAP 4 0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 LIG
9906	ADE-34.5-2	0 5	0 0.936 -14.3	4 0	0.0 0.0	0.0 0.0	1.2 LIG
9907	UPH-34.5-2	0 9	0 0.947 -13.6	4 0	0.6 0.0	0.0 0.0	0.0 LIG
9908	CDS-24-3	0 5	0 0.998 -7.5 0.998 TAP 5 0	0.0 0.0	0.0 0.0	17.2 7.6	7.2 LIG
9910	ADE-24-2	0 5	0 0.947 -17.5	5 0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 LIG
9911	ADE-RG-2	0 5	0 0.988 -17.6 0.986 TAP 5 0	0.0 0.0	0.0 0.0	4.6 1.2	0.0 LIG
9912	E1-RG1-34	0 5	0 0.879 -17.2	4 0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 LIG
9913	E2-RG1-34	0 5	0 0.975 -17.6 0.918 TAP 4 0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 LIG
9914	ECON-34	0 5	0 0.963 -18.2	4 0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 LIG
9915	ECON-RG-34	0 5	0 1.007 -18.3	4 0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 LIG
9916	CONS-34.5	0 5	0 1.006 -18.3 1.004 TAP 4 0	0.0 0.0	0.0 0.0	5.2 2.2	0.0 LIG
9918	TTS-34.5-2	0 5	0 0.946 -19.1	4 0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 LIG
9919	TTS-24-2	0 5	0 1.003 -23.2 1.000 TAP 5 0	0.0 0.0	0.0 0.0	9.1 3.0	0.0 LIG

Fonte: Elaboração própria (2024).

**Figura 34 - Dados de linha do sistema base modelado no EditCEPEL**

BARRA	ESTADO	BARRA	RESIST	REATAN	SUSCEP	ATUAL	T A P	ANG	BARRA	(MVA)	IDENTIFICACAO
DE PARA NC CIR DE PARA PROP.	(%)	(%)	(Mvar)	ATUAL	MIN	MAX	DEFAS	CONTR.	M NORMAL	EMERG. EQUIP.	DA BARRA PARA BARRA
9900 9902	1 lig lig lig	9902	2.16	5.31	1.440					143.0 143.0 143.0	HOE-138-2 E-CDS-138-3
9900 9903	2 lig lig lig	9900	2.16	5.31	1.440					143.0 143.0 143.0	HOE-138-2 E-CDS-138-4
9901 9902	1 lig lig lig	9901	3.06	7.53	2.040					143.0 143.0 143.0	PSA-138-2 E-CDS-138-3
9901 9903	2 lig lig lig	9901	3.06	7.53	2.040					143.0 143.0 143.0	PSA-138-2 E-CDS-138-4
9902 9904	1 lig lig lig	9904	0.10	0.26	0.070					127.0 127.0 127.0	E-CDS-138-3 CDS-138-2
9903 9904	2 Des lig lig	9903	0.10	0.26	0.070					127.0 127.0 127.0	E-CDS-138-4 CDS-138-2
9904 9905	3 lig lig lig	9904	0.00	66.58	0.000	0.875	0.851	1.040		9905 S 26.7 32.0 32.0	CDS-138-2 CDS-34.5-2
9904 9908	1 lig lig lig	9904	0.00	57.90	0.000	0.988	0.916	1.120		9908 S 26.7 32.0 32.0	CDS-138-2 CDS-24-3
9905 9906	1 lig lig lig	9905	31.99	66.20	0.090					28.7 28.7 28.7	CDS-34.5-2 ADE-34.5-2
9906 9907	1 lig lig lig	9907	107.61	223.94	0.430					7.2 7.2 7.2	ADE-34.5-2 UPH-34.5-2
9906 9910	1 lig lig lig	9906	7.04	111.89	0.000	0.969				9.4 11.3 11.3	ADE-34.5-2 ADE-24-2
9906 9912	1 lig lig lig	9906	17.49	36.33	0.050					23.9 23.9 23.9	ADE-34.5-2 ADE-24-2
9910 9911	1 lig lig lig	9910	0.00	3.48	0.000	0.958	0.863	1.054		9911 S 8.3 8.3 18.0	ADE-24-2 ADE-RG-2
9912 9913	1 lig lig lig	9912	0.00	3.48	0.000	0.900	0.900	1.100		9913 S 18.0 18.0 18.0	E1-RG1-34 E2-RG1-34
9913 9914	1 lig lig lig	9913	4.12	8.84	0.010					18.0 18.0 18.0	E2-RG1-34 ECON-34
9914 9915	1 lig lig lig	9914	0.00	3.48	0.000	0.956	0.900	1.100		9916 S 18.0 18.0 18.0	ECON-34 ECON-RG-34
9914 9918	1 lig lig lig	9914	9.34	20.03	0.025					31.7 31.7 31.7	ECON-34 TTS-34.5-2
9915 9916	1 lig lig lig	9915	0.73	1.03	0.010					12.0 12.0 12.0	ECON-RG-34 CONS-34.5
9918 9919	1 lig lig lig	9918	4.96	82.32	0.000	0.914	0.868	1.061		9919 S 12.5 15.0 15.0	TTS-34.5-2 TTS-24-2

Fonte: Elaboração própria (2024).

**Figura 35 - Dados de barra do sistema na Simulação nº 1**

BARRA	BARRA	TENSAO	GRUPO	GER MW	GER Mvar	CARGA	SHUNT						
NUM.	NOME	TP ARE CONTR	MOD	ANG	ESPEC CNT B L	MIN ATUAL	MAX	MW	Mvar	Mvar	EST		
9900	HOE-138-2	2 5	9900	1.002	-2.1 1.002	LOC 2 0	-40.3 -9999.0	25.5	99999.0	0.0	0.0	0.0	LIG
9901	PSA-138-2	2 6	9901	1.006	-0.0 1.006	LOC 2 0	59.4 -9999.0	-7.5	99999.0	0.0	0.0	0.0	LIG
9902	E-CDS-138-3	0 5	0	0.995	-1.4	2 0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	LIG
9903	E-CDS-138-4	0 5	0	1.004	-1.2	2 0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	LIG
9904	CDS-138-2	0 5	0	0.994	-1.4	2 0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	LIG
9905	CDS-34.5-2	0 5	0	1.059	-0.9 1.060	TAP 4 0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	LIG
9906	ADE-34.5-2	0 5	0	0.957	2.8	4 0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.2	LIG
9907	UPH-34.5-2	0 9	0	0.968	3.5	4 0	0.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	LIG
9908	CDS-24-3	0 5	0	0.998	-7.9 0.998	TAP 5 0	0.0	0.0	0.0	19.8	8.7	7.2	LIG
9910	ADE-24-2	0 5	0	0.966	-0.7	5 0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	LIG
9911	ADE-RG-2	0 5	0	0.982	-0.8 0.986	TAP 5 0	0.0	0.0	0.0	5.3	1.4	0.0	LIG
9912	E1-RG1-34	0 5	0	0.913	6.3	4 0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	LIG
9913	E2-RG1-34	0 5	0	1.010	6.4 0.918	TAP 4 0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	LIG
9914	ECON-34	0 5	0	1.001	7.1	4 0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	LIG
9915	ECON-RG-34	0 5	0	1.005	7.0	4 0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	LIG
9916	CONS-34.5	0 5	0	1.004	7.0 1.004	TAP 4 0	0.0	0.0	0.0	6.0	2.5	0.0	LIG
9918	TTS-34.5-2	0 5	0	0.991	9.3	4 0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	LIG
9919	TTS-24-2	0 5	0	1.000	15.8 1.000	TAP 5 0	0.0	0.0	0.0	10.5	3.5	0.0	LIG
9920	UFV-24	-1 5	9920	0.992	27.5 1.000	LOC 5 0	25.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	LIG

Fonte: Elaboração própria (2024).

**Figura 36 - Dados de linha do sistema na Simulação nº 1**

BARRA	ESTADO	BARRA	RESIST	REATAN	SUSCEP	T A P	ANG	BARRA	(MVA)	IDENTIFICACAO
DE PARA	NC CIR DE PARA	PROP.	(%)	(%)	(Mvar)	ATUAL	MIN MAX	DEFAS CONTR. M	NORMAL EMERG. EQUIP.	DA BARRA PARA BARRA
9900	9902	1	lig	lig	lig	9902	2.16 5.31 1.440		143.0 143.0 143.0	HOE-138-2 E-CDS-138-3
9900	9903	2	lig	lig	lig	9900	2.16 5.31 1.440		143.0 143.0 143.0	HOE-138-2 E-CDS-138-4
9901	9902	1	lig	lig	lig	9901	3.06 7.53 2.040		143.0 143.0 143.0	PSA-138-2 E-CDS-138-3
9901	9903	2	lig	lig	lig	9901	3.06 7.53 2.040		143.0 143.0 143.0	PSA-138-2 E-CDS-138-4
9902	9904	1	lig	lig	lig	9904	0.10 0.26 0.070		127.0 127.0 127.0	E-CDS-138-3 CDS-138-2
9903	9904	2	Des	lig	lig	9903	0.10 0.26 0.070		127.0 127.0 127.0	E-CDS-138-4 CDS-138-2
9904	9905	3	lig	lig	lig	9904	0.00 66.58 0.000	0.851 0.851 1.040	9905 S 26.7 32.0 32.0	CDS-138-2 CDS-34.5-2
9904	9908	1	lig	lig	lig	9904	0.00 57.90 0.000	0.981 0.916 1.120	9908 S 26.7 32.0 32.0	CDS-138-2 CDS-24-3
9905	9906	1	lig	lig	lig	9905	31.99 66.20 0.090		28.7 28.7 28.7	CDS-34.5-2 ADE-34.5-2
9906	9907	1	lig	lig	lig	9907	107.61 223.94 0.430		7.2 7.2 7.2	ADE-34.5-2 UPH-34.5-2
9906	9910	1	lig	lig	lig	9906	7.04 111.89 0.000	0.969	9.4 11.3 11.3	ADE-34.5-2 ADE-24-2
9906	9912	1	lig	lig	lig	9906	17.49 36.33 0.050		23.9 23.9 23.9	ADE-34.5-2 E1-RG1-34
9910	9911	1	lig	lig	lig	9910	0.00 3.48 0.000	0.982 0.863 1.054	9911 S 8.3 8.3 18.0	ADE-24-2 ADE-RG-2
9912	9913	1	lig	lig	lig	9912	0.00 3.48 0.000	0.900 0.900 1.100	9913 S 18.0 18.0 18.0	E1-RG1-34 E2-RG1-34
9913	9914	1	lig	lig	lig	9913	4.12 8.84 0.010		18.0 18.0 18.0	E2-RG1-34 ECON-34
9914	9915	1	lig	lig	lig	9914	0.00 3.48 0.000	0.995 0.900 1.100	9916 S 18.0 18.0 18.0	ECON-34 ECON-RG-34
9914	9918	1	lig	lig	lig	9914	9.34 20.03 0.025		31.7 31.7 31.7	ECON-34 TTS-34.5-2
9915	9916	1	lig	lig	lig	9915	0.73 1.03 0.010		12.0 12.0 12.0	ECON-RG-34 CONS-34.5
9918	9919	1	lig	lig	lig	9918	4.96 82.32 0.000	0.926 0.868 1.061	9919 S 12.5 15.0 15.0	TTS-34.5-2 TTS-24-2
9919	9920	1	lig	lig	lig	9919	5.00 80.00 0.000		30.0 32.0 30.0	TTS-24-2 UFV-24

Fonte: Elaboração própria (2024).

Figura 37 - Dados de barra do sistema na simulação nº 2

BARRA	BARRA	TENSAO	GRUPO	GER MW	GER Mvar	CARGA	SHUNT
NUM.	NOME	TP ARE CONTR MOD ANG ESPEC CNT B L ATUAL MIN ATUAL MAX MW Mvar Mvar EST					
9900	HOE-138-2	2 5 9900 1.002	-2.1 1.002 LOC 2 0	-37.9 -9999.0	17.9 99999.0	0.0 0.0	0.0 LIG
9901	PSA-138-2	2 6 9901 1.006	-0.0 1.006 LOC 2 0	61.2 -9999.0	-12.8 99999.0	0.0 0.0	0.0 LIG
9902	E-CDS-138-3	0 5 0 0.998	-1.6 2 0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 LIG
9903	E-CDS-138-4	0 5 0 1.004	-1.2 2 0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 LIG
9904	CDS-138-2	0 5 0 0.998	-1.6 2 0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 LIG
9905	CDS-34.5-2	0 5 0 1.060	-3.3 1.060 TAP 4 0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 LIG
9906	ADE-34.5-2	0 5 0 0.997	-3.9 4 0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	1.2 LIG
9907	UPH-34.5-2	0 9 0 1.008	-3.3 4 0	0.6 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 LIG
9908	CDS-24-3	0 5 0 0.998	-7.3 0.998 TAP 5 0	0.0 0.0	0.0 0.0	17.2 7.6	7.2 LIG
9910	ADE-24-2	0 5 0 1.011	-6.7 5 0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 LIG
9911	ADE-RG-2	0 5 0 0.984	-6.8 0.986 TAP 5 0	0.0 0.0	0.0 0.0	4.6 1.2	0.0 LIG
9912	E1-RG1-34	0 5 0 0.968	-3.4 4 0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 LIG
9913	E2-RG1-34	0 5 0 1.074	-3.4 0.918 TAP 4 0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 LIG
9914	ECON-34	0 5 0 1.067	-3.3 4 0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 LIG
9915	ECON-RG-34	0 5 0 1.006	-3.4 4 0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 LIG
9916	CONS-34.5	0 5 0 1.006	-3.5 1.004 TAP 4 0	0.0 0.0	0.0 0.0	5.2 2.2	0.0 LIG
9918	TTS-34.5-2	0 5 0 1.062	-2.7 4 0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 LIG
9919	TTS-24-2	0 5 0 0.997	-0.6 1.000 TAP 5 0	0.0 0.0	0.0 0.0	9.1 3.0	0.0 LIG
9920	UFV-24	-1 5 9920 0.998	5.6 1.000 LOC 5 0	13.5 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 LIG

Fonte: Elaboração própria (2024).

Figura 38 - Dados de linha do sistema na simulação nº 2

BARRA	ESTADO	BARRA	RESIST	REATAN	SUSCEP	T A P	ANG	BARRA	(MVA)	IDENTIFICACAO
DE PARA NC CIR DE PARA PROP. (%) (%) (Mvar) ATUAL MIN MAX DEFAS CONTR. M NORMAL EMERG. EQUIP. DA BARRA PARA BARRA										
9900	9902	1 lig lig lig	9902	2.16	5.31	1.440			143.0 143.0	143.0 HOE-138-2 E-CDS-138-3
9900	9903	2 lig lig lig	9900	2.16	5.31	1.440			143.0 143.0	143.0 HOE-138-2 E-CDS-138-4
9901	9902	1 lig lig lig	9901	3.06	7.53	2.040			143.0 143.0	143.0 PSA-138-2 E-CDS-138-3
9901	9903	2 lig lig lig	9901	3.06	7.53	2.040			143.0 143.0	143.0 PSA-138-2 E-CDS-138-4
9902	9904	1 lig lig lig	9904	0.10	0.26	0.070			127.0 127.0	127.0 E-CDS-138-3 CDS-138-2
9903	9904	2 Des lig lig	9903	0.10	0.26	0.070			127.0 127.0	127.0 E-CDS-138-4 CDS-138-2
9904	9905	3 lig lig lig	9904	0.00	66.58	0.000	0.901 0.851 1.040	9905 S	26.7 32.0	32.0 CDS-138-2 CDS-34.5-2
9904	9908	1 lig lig lig	9904	0.00	57.90	0.000	0.992 0.916 1.120	9908 S	26.7 32.0	32.0 CDS-138-2 CDS-24-3
9905	9906	1 lig lig lig	9905	31.99	66.20	0.090			28.7 28.7	28.7 CDS-34.5-2 ADE-34.5-2
9906	9907	1 lig lig lig	9907	107.61	223.94	0.430			7.2 7.2	7.2 ADE-34.5-2 UPH-34.5-2
9906	9910	1 lig lig lig	9906	7.04	111.89	0.000	0.969		9.4 11.3	11.3 ADE-34.5-2 ADE-24-2
9906	9912	1 lig lig lig	9906	17.49	36.33	0.050			23.9 23.9	23.9 ADE-34.5-2 E1-RG1-34
9910	9911	1 lig lig lig	9910	0.00	3.48	0.000	1.027 0.863 1.054	9911 S	8.3 8.3	18.0 ADE-24-2 ADE-RG-2
9912	9913	1 lig lig lig	9912	0.00	3.48	0.000	0.900 0.900 1.100	9913 S	18.0 18.0	18.0 E1-RG1-34 E2-RG1-34
9913	9914	1 lig lig lig	9913	4.12	8.84	0.010			18.0 18.0	18.0 E2-RG1-34 ECON-34
9914	9915	1 lig lig lig	9914	0.00	3.48	0.000	1.060 0.900 1.100	9916 S	18.0 18.0	18.0 ECON-34 ECON-RG-34
9914	9918	1 lig lig lig	9914	9.34	20.03	0.025			31.7 31.7	31.7 ECON-34 TTS-34.5-2
9915	9916	1 lig lig lig	9915	0.73	1.03	0.010			12.0 12.0	12.0 ECON-RG-34 CONS-34.5
9918	9919	1 lig lig lig	9918	4.96	82.32	0.000	1.029 0.868 1.061	9919 S	12.5 15.0	15.0 TTS-34.5-2 TTS-24-2
9919	9920	1 lig lig lig	9919	5.00	80.00	0.000			30.0 32.0	30.0 TTS-24-2 UFV-24

Fonte: Elaboração própria (2024).

Figura 39 - Dados de barra do sistema na simulação nº 3

BARRA	BARRA			TENSÃO			GRUPO			GER MW			GER Mvar			CARGA		SHUNT	
NUM.	NOME	TP	ARE	CONTR	MOD	ANG	ESPEC	CNT	B	L	ATUAL	MIN	ATUAL	MAX	MW	Mvar	Mvar	EST	
9900	HOE-138-2	2	5	9900	1.002	-2.1	1.002	LOC	2	0	-41.0	-9999.0	15.6	99999.0	0.0	0.0	0.0	LIG	
9901	PSA-138-2	2	6	9901	1.006	-0.0	1.006	LOC	2	0	59.1	-9999.0	-14.6	99999.0	0.0	0.0	0.0	LIG	
9902	E-CDS-138-3	0	5	0	1.000	-1.5			2	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	LIG	
9903	E-CDS-138-4	0	5	0	1.004	-1.2			2	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	LIG	
9904	CDS-138-2	0	5	0	1.000	-1.5			2	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	LIG	
9905	CDS-34.5-2	0	5	0	1.060	-2.5	1.060	TAP	4	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	LIG	
9906	ADE-34.5-2	0	5	0	1.015	-2.7			4	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	LIG	
9907	UPH-34.5-2	0	9	0	1.027	-2.1			4	0	0.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	LIG	
9908	CDS-24-3	0	5	0	0.998	-6.3	0.998	TAP	5	0	0.0	0.0	0.0	0.0	14.3	6.3	7.2	LIG	
9910	ADE-24-2	0	5	0	1.034	-4.9			5	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	LIG	
9911	ADE-RG-2	0	5	0	0.986	-5.0	0.986	TAP	5	0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.8	1.0	0.0	LIG	
9912	E1-RG1-34	0	5	0	0.995	-2.0			4	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	LIG	
9913	E2-RG1-34	0	5	0	1.103	-2.0	0.918	TAP	4	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	LIG	
9914	ECON-34	0	5	0	1.099	-1.9			4	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	LIG	
9915	ECON-RG-34	0	5	0	1.005	-2.0			4	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	LIG	
9916	CONS-34.5	0	5	0	1.004	-2.0	1.004	TAP	4	0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.3	1.8	0.0	LIG	
9918	TTS-34.5-2	0	5	0	1.095	-1.3			4	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	LIG	
9919	TTS-24-2	0	5	0	1.004	1.0	1.000	TAP	5	0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.5	2.5	0.0	LIG	
9920	UFV-24	-1	5	9920	1.005	6.6	1.000	LOC	5	0	12.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	LIG	

Fonte: Elaboração própria (2024).

Figura 40 - Dados de linha do sistema na simulação nº 3

BARRA	ESTADO			BARRA	RESIST	REATAN	SUSCEP	T A P			ANG	BARRA	(MVA)			IDENTIFICACAO				
DE	PARA	NC	CIR	DE	DE	DE	DE	ATUAL	MIN	MAX	DEFAS	CONTR.	M	NORMAL	EMERG.	EQUIP.	DA	PARA		
				PROP.	(%)	(%)	(Mvar)										BARRA	BARRA		
9900	9902	1	Lig	Lig	Lig	9902	2.16	5.31	1.440					143.0	143.0	143.0	HOE-138-2	E-CDS-138-3		
9900	9903	2	Lig	Lig	Lig	9900	2.16	5.31	1.440					143.0	143.0	143.0	HOE-138-2	E-CDS-138-4		
9901	9902	1	Lig	Lig	Lig	9901	3.06	7.53	2.040					143.0	143.0	143.0	PSA-138-2	E-CDS-138-3		
9901	9903	2	Lig	Lig	Lig	9901	3.06	7.53	2.040					143.0	143.0	143.0	PSA-138-2	E-CDS-138-4		
9902	9904	1	Lig	Lig	Lig	9904	0.10	0.26	0.070					127.0	127.0	127.0	E-CDS-138-3	CDS-138-2		
9903	9904	2	Des	Lig	Lig	9903	0.10	0.26	0.070					127.0	127.0	127.0	E-CDS-138-4	CDS-138-2		
9904	9905	3	Lig	Lig	Lig	9904	0.00	66.58	0.000	0.913	0.851	1.040		9905	S	26.7	32.0	32.0	CDS-138-2	CDS-34.5-2
9904	9908	1	Lig	Lig	Lig	9904	0.00	57.90	0.000	1.003	0.916	1.120		9908	S	26.7	32.0	32.0	CDS-138-2	CDS-24-3
9905	9906	1	Lig	Lig	Lig	9905	31.99	66.20	0.090							28.7	28.7	28.7	CDS-34.5-2	ADE-34.5-2
9906	9907	1	Lig	Lig	Lig	9907	107.61	223.94	0.430							7.2	7.2	7.2	ADE-34.5-2	UPH-34.5-2
9906	9910	1	Lig	Lig	Lig	9906	7.04	111.89	0.000	0.969						9.4	11.3	11.3	ADE-34.5-2	ADE-24-2
9906	9912	1	Lig	Lig	Lig	9906	17.49	36.33	0.050							23.9	23.9	23.9	ADE-34.5-2	E1-RG1-34
9910	9911	1	Lig	Lig	Lig	9910	0.00	3.48	0.000	1.048	0.863	1.054		9911	S	8.3	8.3	18.0	ADE-24-2	ADE-RG-2
9912	9913	1	Lig	Lig	Lig	9912	0.00	3.48	0.000	0.900	0.900	1.100		9913	S	18.0	18.0	18.0	E1-RG1-34	E2-RG1-34
9913	9914	1	Lig	Lig	Lig	9913	4.12	8.84	0.010							18.0	18.0	18.0	E2-RG1-34	ECON-34
9914	9915	1	Lig	Lig	Lig	9914	0.00	3.48	0.000	1.093	0.900	1.100		9916	S	18.0	18.0	18.0	ECON-34	ECON-RG-34
9914	9918	1	Lig	Lig	Lig	9914	9.34	20.03	0.025							31.7	31.7	31.7	ECON-34	TTS-34.5-2
9915	9916	1	Lig	Lig	Lig	9915	0.73	1.03	0.010							12.0	12.0	12.0	ECON-RG-34	CONS-34.5
9918	9919	1	Lig	Lig	Lig	9918	4.96	82.32	0.000	1.061	0.868	1.061		9919	S	12.5	15.0	15.0	TTS-34.5-2	TTS-24-2
9919	9920	1	Lig	Lig	Lig	9919	5.00	80.00	0.000							30.0	32.0	30.0	TTS-24-2	UFV-24

Fonte: Elaboração própria (2024).

Figura 41 - Dados de barra do sistema na simulação nº 4

BARRA	BARRA	TENSAO	GRUPO	GER MW	GER Mvar	CARGA	SHUNT
NUM.	NOME	TP ARE CONTR MOD ANG ESPEC CNT B L ATUAL MIN ATUAL MAX MW Mvar Mvar EST					
9900	HOE-138-2	2 5 9900 1.002	-2.1 1.002 LOC 2 0	-39.1 -9999.0	13.9 99999.0	0.0 0.0	0.0 LIG
9901	PSA-138-2	2 6 9901 1.006	0.0 1.006 LOC 2 0	60.5 -9999.0	-15.7 99999.0	0.0 0.0	0.0 LIG
9902	E-CDS-138-3	0 5 0 1.000	-1.6 2 0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 LIG
9903	E-CDS-138-4	0 5 0 1.004	-1.2 2 0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 LIG
9904	CDS-138-2	0 5 0 1.000	-1.6 2 0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 LIG
9905	CDS-34.5-2	0 5 0 1.060	-4.4 1.060 TAP 4 0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 LIG
9906	ADE-34.5-2	0 5 0 1.011	-6.8 4 0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	1.2 LIG
9907	UPH-34.5-2	0 9 0 1.023	-6.2 4 0	0.6 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 LIG
9908	CDS-24-3	0 5 0 0.998	-5.7 0.998 TAP 5 0	0.0 0.0	0.0 0.0	12.1 5.4	7.2 LIG
9910	ADE-24-2	0 5 0 1.032	-8.7 5 0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 LIG
9911	ADE-RG-2	0 5 0 0.986	-8.8 0.986 TAP 5 0	0.0 0.0	0.0 0.0	3.2 0.9	0.0 LIG
9912	E1-RG1-34	0 5 0 0.987	-7.5 4 0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 LIG
9913	E2-RG1-34	0 5 0 1.096	-7.6 0.918 TAP 4 0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 LIG
9914	ECON-34	0 5 0 1.090	-7.8 4 0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 LIG
9915	ECON-RG-34	0 5 0 1.004	-7.9 4 0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 LIG
9916	CONS-34.5	0 5 0 1.004	-7.9 1.004 TAP 4 0	0.0 0.0	0.0 0.0	3.7 1.6	0.0 LIG
9918	TTS-34.5-2	0 5 0 1.085	-7.9 4 0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 LIG
9919	TTS-24-2	0 5 0 1.002	-8.6 1.000 TAP 5 0	0.0 0.0	0.0 0.0	6.4 2.1	0.0 LIG
9920	UFV-24	-1 5 9920 1.004	-6.5 1.000 LOC 5 0	4.6 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 LIG

Fonte: Elaboração própria (2024).

Figura 42 - Dados de linha do sistema na simulação nº 4

BARRA	ESTADO	BARRA	RESIST	REATAN	SUSCEP	T A P	ANG BARRA	(MVA)	IDENTIFICACAO
DE PARA NC CIR DE PARA PROP.	(%)	(%)	(Mvar)	ATUAL MIN MAX DEFAS CONTR. M NORMAL EMERG. EQUIP.	DA BARRA PARA BARRA				
9900 9902	1 Lig Lig Lig	9902	2.16	5.31	1.440				
9900 9903	2 Lig Lig Lig	9900	2.16	5.31	1.440		143.0 143.0 143.0	HOE-138-2	E-CDS-138-3
9901 9902	1 Lig Lig Lig	9901	3.06	7.53	2.040				
9901 9903	2 Lig Lig Lig	9901	3.06	7.53	2.040				
9902 9904	1 Lig Lig Lig	9904	0.10	0.26	0.070				
9903 9904	2 Des Lig Lig	9903	0.10	0.26	0.070				
9904 9905	3 Lig Lig Lig	9904	0.00	66.58	0.000	0.922 0.851 1.040			
9904 9908	1 Lig Lig Lig	9904	0.00	57.90	0.000	1.010 0.916 1.120		9905 S	26.7 32.0 32.0
9905 9906	1 Lig Lig Lig	9905	31.99	66.20	0.090			9908 S	26.7 32.0 32.0
9906 9907	1 Lig Lig Lig	9907	107.61	223.94	0.430				28.7 28.7 28.7
9906 9910	1 Lig Lig Lig	9906	7.04	111.89	0.000	0.969			7.2 7.2 7.2
9906 9912	1 Lig Lig Lig	9906	17.49	36.33	0.050				9.4 11.3 11.3
9910 9911	1 Lig Lig Lig	9910	0.00	3.48	0.000	1.046 0.863 1.054			23.9 23.9 23.9
9912 9913	1 Lig Lig Lig	9912	0.00	3.48	0.000	0.900 0.900 1.100			18.0 18.0 18.0
9913 9914	1 Lig Lig Lig	9913	4.12	8.84	0.010				8.3 8.3 18.0
9914 9915	1 Lig Lig Lig	9914	0.00	3.48	0.000	1.085 0.900 1.100			18.0 18.0 18.0
9914 9918	1 Lig Lig Lig	9914	9.34	20.03	0.025				18.0 18.0 18.0
9915 9916	1 Lig Lig Lig	9915	0.73	1.03	0.010				31.7 31.7 31.7
9918 9919	1 Lig Lig Lig	9918	4.96	82.32	0.000	1.061 0.868 1.061			12.0 12.0 12.0
9919 9920	1 Lig Lig Lig	9919	5.00	80.00	0.000				12.5 15.0 15.0

Fonte: Elaboração própria (2024).



**Figura 46 - Fluxo de potência oriundo da barra 9914 – Simulação nº 1**

DADOS - BARRA										FLUXOS - CIRCUITOS											
DA BARRA	TENSAO	GERACAO	INJ	EQV	CARGA	ELO CC	SHUNT	MOTOR													
NUM. KV TIPO	MOD/	Mw/	Mw/	Mw/	Mw/	Mw/	Mvar/	Mw/	PARA BARRA	FLUXOS											
NOME	ANG	Mvar	Mvar	Mvar	Mvar	FLUXO %	EQUIV	Mvar	NUM.	NOME	NC	MW	Mvar	MVA/V_d	TAP	DEFAS	TIE	ATIVA	REATIVA	CIR. ABERTO	
		MVA_NOM	MVA_EMR	MVA_EQP			SHUNT L											MW	Mvar	MOD ANG	
9914	35	0	1.001	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0													
ECON-34			7.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0													
				18.0	18.0	18.0	88.7%			9913	E2-RG1-34	1	7.8	-13.9	16.0			0.10	0.22		
				18.0	18.0	18.0	36.1%			9915	ECON-RG-34	1	6.0	2.5	6.5	0.995*		0.00	0.01		
				31.7	31.7	31.7	56.4%			9918	TTS-34.5-2	1	-13.8	11.4	17.9			0.30	0.62		

Fonte: Elaboração própria (2024).

**Figura 47 - Fluxo de potência oriundo da barra 9914 – Simulação nº 2**

DADOS - BARRA										FLUXOS - CIRCUITOS											
DA BARRA	TENSAO	GERACAO	INJ	EQV	CARGA	ELO CC	SHUNT	MOTOR													
NUM. KV TIPO	MOD/	Mw/	Mw/	Mw/	Mw/	Mw/	Mvar/	Mw/	PARA BARRA	FLUXOS											
NOME	ANG	Mvar	Mvar	Mvar	Mvar	FLUXO %	EQUIV	Mvar	NUM.	NOME	NC	MW	Mvar	MVA/V_d	TAP	DEFAS	TIE	ATIVA	REATIVA	CIR. ABERTO	
		MVA_NOM	MVA_EMR	MVA_EQP			SHUNT L											MW	Mvar	MOD ANG	
9914	35	0	1.067	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0													
ECON-34			-3.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0													
				18.0	18.0	18.0	36.9%			9913	E2-RG1-34	1	-1.0	-7.0	6.6			0.02	0.03		
				18.0	18.0	18.0	29.4%			9915	ECON-RG-34	1	5.2	2.2	5.3	1.060*		0.00	0.01		
				31.7	31.7	31.7	19.0%			9918	TTS-34.5-2	1	-4.2	4.8	6.0			0.03	0.04		

Fonte: Elaboração própria (2024).

**Figura 48 - Fluxo de potência oriundo da barra 9914 – Simulação nº 3**

DADOS - BARRA										FLUXOS - CIRCUITOS											
DA BARRA	TENSAO	GERACAO	INJ	EQV	CARGA	ELO CC	SHUNT	MOTOR													
NUM. KV TIPO	MOD/	Mw/	Mw/	Mw/	Mw/	Mw/	Mvar/	Mw/	PARA BARRA	FLUXOS											
NOME	ANG	Mvar	Mvar	Mvar	Mvar	FLUXO %	EQUIV	Mvar	NUM.	NOME	NC	MW	Mvar	MVA/V_d	TAP	DEFAS	TIE	ATIVA	REATIVA	CIR. ABERTO	
		MVA_NOM	MVA_EMR	MVA_EQP			SHUNT L											MW	Mvar	MOD ANG	
9914	35	0	1.099	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0													
ECON-34			-1.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0													
				18.0	18.0	18.0	29.6%			9913	E2-RG1-34	1	0.3	-5.8	5.3			0.01	0.01		
				18.0	18.0	18.0	23.7%			9915	ECON-RG-34	1	4.3	1.8	4.3	1.093*		0.00	0.01		
				31.7	31.7	31.7	17.7%			9918	TTS-34.5-2	1	-4.7	4.0	5.6			0.03	0.03		

Fonte: Elaboração própria (2024).

**Figura 49 - Fluxo de potência oriundo da barra 9914 – Simulação nº 4**

DADOS - BARRA										FLUXOS - CIRCUITOS											
DA BARRA	TENSAO	GERACAO	INJ	EQV	CARGA	ELO CC	SHUNT	MOTOR													
NUM. KV TIPO	MOD/	Mw/	Mw/	Mw/	Mw/	Mw/	Mvar/	Mw/	PARA BARRA	FLUXOS											
NOME	ANG	Mvar	Mvar	Mvar	Mvar	FLUXO %	EQUIV	Mvar	NUM.	NOME	NC	MW	Mvar	MVA/V_d	TAP	DEFAS	TIE	ATIVA	REATIVA	CIR. ABERTO	
		MVA_NOM	MVA_EMR	MVA_EQP			SHUNT L											MW	Mvar	MOD ANG	
9914	35	0	1.090	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0													
ECON-34			-7.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0													
				18.0	18.0	18.0	34.3%			9913	E2-RG1-34	1	-5.5	-3.9	6.2			0.02	0.02		
				18.0	18.0	18.0	20.3%			9915	ECON-RG-34	1	3.7	1.5	3.7	1.085*		0.00	0.01		
				31.7	31.7	31.7	8.6%			9918	TTS-34.5-2	1	1.8	2.3	2.7			0.01	-0.01		

Fonte: Elaboração própria (2024).

**Figura 50 - Fluxo de potência oriundo da barra 9914 – Simulação nº 5**

DADOS - BARRA										FLUXOS - CIRCUITOS											
DA BARRA	TENSAO	GERACAO	INJ	EQV	CARGA	ELO CC	SHUNT	MOTOR													
NUM. KV TIPO	MOD/	Mw/	Mw/	Mw/	Mw/	Mw/	Mvar/	Mw/	PARA BARRA	FLUXOS											
NOME	ANG	Mvar	Mvar	Mvar	Mvar	FLUXO %	EQUIV	Mvar	NUM.	NOME	NC	MW	Mvar	MVA/V_d	TAP	DEFAS	TIE	ATIVA	REATIVA	CIR. ABERTO	
		MVA_NOM	MVA_EMR	MVA_EQP			SHUNT L											MW	Mvar	MOD ANG	
9914	35	0	1.049	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0													
ECON-34			-8.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0													
				18.0	18.0	18.0	44.0%			9913	E2-RG1-34	1	-5.9	-5.9	7.9			0.03	0.04		
				18.0	18.0	18.0	29.7%			9915	ECON-RG-34	1	5.2	2.1	5.3	1.043*		0.00	0.01		
				31.7	31.7	31.7	11.2%			9918	TTS-34.5-2	1	0.7	3.7	3.6			0.01	-0.00		

Fonte: Elaboração própria (2024).