

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA  
CENTRO TECNOLÓGICO  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA  
CURSO ENGENHARIA ELÉTRICA

Hector Rodolfo Cafisso

**ANÁLISE DO IMPACTO DA INSERÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE FONTE  
SOLAR EM CIRCUITOS DE BAIXA TENSÃO**

Florianópolis

2021

Hector Rodolfo Cafisso

**ANÁLISE DO IMPACTO DA INSERÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE FONTE  
SOLAR EM CIRCUITOS DE BAIXA TENSÃO**

Trabalho Conclusão do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal de Santa Catarina como requisito para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Miguel Moreto

Florianópolis

2021

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,  
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Cafisso, Hector Rodolfo  
ANÁLISE DO IMPACTO DA INSERÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA  
DE FONTE SOLAR EM CIRCUITOS DE BAIXA TENSÃO / Hector  
Rodolfo Cafisso ; orientador, Miguel Moreto , 2021.  
103 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -  
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico,  
Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2021.

Inclui referências.

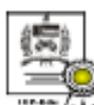
1. Engenharia Elétrica. 2. Geração Distribuída. 3.  
Energia Solar Fotovoltaica. 4. Rede de Distribuição  
Secundária. I. , Miguel Moreto. II. Universidade Federal  
de Santa Catarina. Graduação em Engenharia Elétrica. III.  
Título.

Hector Rodolfo Cafisso

**Análise do Impacto da Inserção de Geração Distribuída de Fonte Solar em Circuitos de  
Baixa Tensão**

Este Trabalho Conclusão de Curso foi julgado adequado para obtenção do Título de “Bacharel em Engenharia Elétrica” e aceito, em sua forma final, pelo Curso de Graduação em Engenharia Elétrica.

Florianópolis, 25 de maio de 2021.



Documento assinado digitalmente  
Jean Vianei Leite  
Data: 25/05/2021 08:07:52-0300  
CPF: 883.474.909-80  
Verifique as assinaturas em <https://a.sfn.br>

---

**Prof. Jean Vianei Leite, Dr.**  
Coordenador do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

**Banca Examinadora:**



Documento assinado digitalmente  
Miguel Moreto  
Data: 25/05/2021 11:41:58-0300  
CPF: 948.856.100-63  
Verifique as assinaturas em <https://a.sfn.br>

---

**Prof. Miguel Moreto, Dr.**  
Orientador  
Universidade Federal de Santa Catarina



Documento assinado digitalmente  
Renato Lucas Pacheco  
Data: 25/05/2021 11:02:37-0300  
CPF: 843.751.489-49  
Verifique as assinaturas em <https://a.sfn.br>

---

**Prof. Renato Lucas Pacheco, Dr.**  
Universidade Federal de Santa Catarina



Documento assinado digitalmente  
Dionatan Augusto Guimarães Cieslak  
Data: 25/05/2021 11:02:28-0300  
CPF: 868.436.479-70  
Verifique as assinaturas em <https://a.sfn.br>

---

**Eng. Eletric. Dionatan Augusto Guimarães Cieslak, Me.**  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Este trabalho é dedicado à memória de Maria Veronilda Ventura  
Adami, a Vó Vera.



## AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus primeiramente. Somente por meio Dele foi possível chegar até aqui. E a Nossa Senhora, sempre tão próxima em todos os momentos, bons e ruins.

Aos meus pais Antonio Gilberto e Lucimar, e meu irmão Antony. Vocês são a base sólida que me sustentou até aqui. O apoio constante, o amor e carinho sem igual de vocês é o que me move. Não há palavras suficientes para expressar minha gratidão.

A toda minha família, em especial aos meus tios Ademar e Noeli, pelo acolhimento que me deram, principalmente nos momentos mais críticos do caminho. Jamais esquecerei do que fizeram por mim.

A todos os meus amigos da Universidade. As noites de estudo, o nervosismo das provas e trabalhos, as festas e cantorias, os jantares com discussões políticas, o convívio diário com vocês ficará para sempre na minha memória. Espero que os laços que criamos nunca se percam.

Gostaria de agradecer especialmente a Vivian Hausmann, minha companheira nesses anos. Te conhecer e estar contigo foi um privilégio. Muito obrigado.

A todas as pessoas que fizeram parte dessa jornada: Ao professor Miguel Moreto, pela disponibilidade e auxílio na execução deste trabalho. Aos demais professores e colaboradores da Universidade Federal de Santa Catarina. Rosemarie e seus conselhos milagrosos. Thiago Cassel, Burigo e demais colegas da Celesc. Meus avós, tios, primos e amigos que fazem parte desta lista de boas pessoas, que contribuíram nos mais diversos aspectos de minha vida. Meu sincero obrigado.

“O propósito da vida é encontrar o maior fardo  
que você pode carregar e carregá-lo.”

*(Jordan Peterson)*

## RESUMO

A crescente demanda energética global tem impulsionado o surgimento de novos meios de obtenção de energia. Aliado à preocupação com o desenvolvimento sustentável, incentivos a geração de energia limpa de fontes renováveis vem se destacando no cenário mundial. Nesse contexto, a energia solar fotovoltaica vem apresentando-se como alternativa mais utilizada. No Brasil em particular, impulsionado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a geração distribuída de fonte solar tem sido implementada em grandes quantidades, desde grandes centros de geração à pequenas unidades domésticas. Neste cenário, o trabalho aqui desenvolvido tem por objetivo mensurar os impactos decorrentes da conexão das pequenas centrais geradoras à rede de distribuição secundária. Para realização de tal, foram avaliados três circuitos reais da rede de distribuição da cidade de Florianópolis, por meio do *software* PSL DMS, de modo a apresentar os principais riscos e benefícios decorrentes da conexão dessas unidades geradoras.

**Palavras-chave:** Geração Distribuída. Energia Solar Fotovoltaica. Impactos. Rede de distribuição secundária.

## ABSTRACT

The growing global energy demand has driven the emergence of new means of obtaining energy. Combined with the concern of sustainable development, incentives for the generation of clean energy from renewable sources have been standing out on the world stage. In this context, photovoltaic solar energy has been presenting itself as the most used alternative. In Brazil in particular, driven by the Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), distributed solar generation has been implemented in large quantities, from large generation centers to small domestic units. In this scenario, this work aims to measure the impacts resulting from the connection of small generating plants to the secondary distribution network. To accomplish this, three real circuits of the distribution network of the city of Florianópolis were evaluated, using the PSL DMS software, to present the main risks and benefits resulting from the connection of these generating units.

**Keywords:** Distributed Generation. Photovoltaic Solar Energy. Impacts. Secondary distribution network.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Representação sistema de fornecimento de energia elétrica.....	20
Figura 2 - Diagrama unifilar simplificado de uma subestação de distribuição .....	21
Figura 3 - Rede aérea convencional primária de distribuição .....	23
Figura 4 - Rede aérea compacta primária de distribuição .....	23
Figura 5 – Circuito transformador monofásico de dois enrolamentos .....	24
Figura 6 - Modelo de linhas curtas .....	26
Figura 7 - Quantidade anual de conexão de geração distribuída.....	29
Figura 8 - Quantidade anual de conexão de geração distribuída de fonte solar fotovoltaica ...	29
Figura 9 - Efeito fotovoltaico .....	31
Figura 10 - Esquemático de conexão de um sistema fotovoltaico <i>on-grid</i> .....	34
Figura 11 - <i>Oversing</i> e <i>Clipping</i> em um sistema de geração fotovoltaico .....	35
Figura 12 Alimentador TDE-01 (traçado azul) juntamente aos circuitos secundários dos TDs 14123,5400 e 8774 (traçado laranja) .....	36
Figura 13 - Circuito de baixa tensão secundária TD 14123 (traçado laranja).....	37
Figura 14 - Circuito de baixa tensão secundária TD 5400 (traçado laranja).....	37
Figura 15 - Circuito de baixa tensão secundária TD 8774 (traçado laranja).....	38
Figura 16 - Exemplo de parâmetros para determinação de perfil de consumo conforme curvas típicas da ANEEL.....	38
Figura 17 - Perfil de demanda em dia útil do exemplo da Figura 16 .....	39
Figura 18 - Potência aparente observada no TD 14123 em dia útil .....	39
Figura 19 - Potência aparente observada no TD 5400 em dia útil .....	40
Figura 20 - Potência aparente observada no TD 8774 em dia útil .....	40
Figura 21 - Pontos de inserção de geração distribuída no circuito secundário do TD 5400 (quadrados em branco) .....	41
Figura 22 - Componentes de irradiação média na cidade de Florianópolis/SC ao longo de um ano numa inclinação de 15° da superfície incidente .....	43
Figura 23 – Gráfico de Irradiação Média Inclinada Por Hora [Wh/m <sup>2</sup> /h] em Florianópolis numa inclinação de 15° da superfície incidente .....	43
Figura 24 - Percentual de potência, em relação a irradiação média diária da cidade de Florianópolis.....	44
Figura 25 - Limites de Penetração no Circuito do TD 14123 .....	47

Figura 26 - Tensão Resultante dos Limites de Penetração no Circuito do TD 14123 .....	47
Figura 27 - Fluxo Reverso Resultante dos Limites de Penetração no Circuito do TD 14123 .....	47
Figura 28 - Limites de Penetração no Circuito do TD 5440 .....	48
Figura 29 - Tensão Resultante dos Limites de Penetração no Circuito do TD 5440 .....	48
Figura 30 - Fluxo Reverso Resultante dos Limites de Penetração no Circuito do TD 5440 ...	49
Figura 31 - Limites de Penetração no Circuito do TD 8774 .....	49
Figura 32 - Tensão Resultante dos Limites de Penetração no Circuito do TD 8774 .....	49
Figura 33 - Fluxo Reverso Resultante dos Limites de Penetração no Circuito do TD 8774 ...	50
Figura 34 - Influência da distância do ponto de conexão da unidade geradora na variação de tensão (TD 14123).....	51
Figura 35 - Influência da distância do ponto de conexão da unidade geradora na variação de tensão (TD 5440).....	51
Figura 36 - Influência da distância do ponto de conexão da unidade geradora na variação de tensão (TD 8774).....	52
Figura 37 - Tensão mínima observada nos nós selecionados, com e sem ajuste no tap do TD 14123 .....	53
Figura 38 - Fluxo de Potência Reverso Máximo observado no TD 14123.....	54
Figura 39 - Demanda residencial diária observada durante os períodos com e sem pandemia na cidade de Basel, Suíça .....	55

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Distâncias entre os pontos de inserção de geração distribuída e transformadores ..	42
Tabela 2 - Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV (380/220) .....	45
Tabela 3 - Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV (380/220) – valores em p.u.....	45
Tabela 4 - Potência aplicada a cada ponto do circuito do TD 14123 .....	64
Tabela 5 – Potência aplicada a cada ponto do circuito do TD 5440 .....	67
Tabela 6 – Potência aplicada a cada ponto do circuito do TD 8774 .....	68
Tabela 7 - Valores de tensão máximos e mínimos em dias úteis e finais de semana obtidos para o nó 1.1 .....	71
Tabela 8 - Valores de tensão máximos e mínimos em dias úteis e finais de semana obtidos para o nó 1.2 .....	74
Tabela 9 - Valores de tensão máximos e mínimos em dias úteis e finais de semana obtidos para o nó 1.3 .....	77
Tabela 10 - Valores de tensão máximos e mínimos em dias úteis e finais de semana obtidos para o nó 1.4 .....	80
Tabela 11 - Valores de tensão máximos e mínimos em dias úteis e finais de semana obtidos para o nó 2.1 .....	83
Tabela 12 - Valores de tensão máximos e mínimos em dias úteis e finais de semana obtidos para o nó 2.2 .....	84
Tabela 13 - Valores de tensão máximos e mínimos em dias úteis e finais de semana obtidos para o nó 2.3 .....	85
Tabela 14 - Valores de tensão máximos e mínimos em dias úteis e finais de semana obtidos para o nó 3.1 .....	86
Tabela 15 - Valores de tensão máximos e mínimos em dias úteis e finais de semana obtidos para o nó 3.2 .....	88
Tabela 16 - Valores de tensão máximos e mínimos em dias úteis e finais de semana obtidos para o nó 3.3 .....	90
Tabela 17 - Valores de tensão máximos e mínimos em dias úteis e finais de semana obtidos para o nó 3.4 .....	92
Tabela 18 - Fluxo de potência reverso e normal máximo observados no TD 14123 .....	95
Tabela 19 - Fluxo de potência reverso e normal máximo observados no TD 5440 .....	98

Tabela 20 - Fluxo de potência reverso e normal máximo observados no TD 8774.....99

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CBTS	Circuito de Baixa Tensão Secundário
CC	Corrente Contínua
CELESC	Centrais Elétricas de Santa Catarina
GD	Geração Distribuída
GC	Geração Centralizada
GW	Giga Watts
kV	Kilo Volts
kVA	Kilo Volt-Ampere
kW	Kilo Watts
LTC	Load Tap Changer
MW	Mega Watts
Nº	Número
ONS	Operador Nacional do Sistema
p.u.	Por Unidade
RN	Resolução Normativa
SWERA	Solar and Wind Energy Resource Assessment
TA	Tensão de Atendimento
TD	Transformador de Distribuição
TDE	Trindade
TL	Tensão de Leitura
V	Volts
W	Watts
Wh/m <sup>2</sup>	Watts hora por metro quadrado

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>15</b>
1.1	OBJETIVOS .....	16
<b>1.1.1</b>	<b>Objetivo Geral.....</b>	<b>16</b>
<b>1.1.2</b>	<b>Objetivos Específicos .....</b>	<b>16</b>
1.2	ESTRUTURA DO TRABALHO .....	16
<b>2</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....</b>	<b>18</b>
2.1	REVISÃO DO ESTADO DA ARTE .....	18
2.2	SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (SIN) .....	19
2.3	SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO .....	20
<b>2.3.1</b>	<b>Subestação de Distribuição .....</b>	<b>21</b>
<b>2.3.2</b>	<b>Rede Primária de Distribuição .....</b>	<b>22</b>
<b>2.3.3</b>	<b>Transformadores de Distribuição .....</b>	<b>24</b>
<b>2.3.4</b>	<b>Rede Secundária de Distribuição .....</b>	<b>25</b>
2.4	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA .....	26
<b>2.4.1</b>	<b>Resolução Normativa N° 482.....</b>	<b>27</b>
2.5	SISTEMA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICO.....	30
<b>2.5.1</b>	<b>Conceitos Básicos e Elementos de um Sistema de Geração Fotovoltaico .....</b>	<b>31</b>
2.5.1.1	<i>Radiação Solar .....</i>	31
2.5.1.2	<i>Ângulos .....</i>	32
2.5.1.3	<i>Módulos Fotovoltaicos .....</i>	32
2.5.1.4	<i>Inversores .....</i>	32
2.5.1.5	<i>Configuração de um Sistema On-grid.....</i>	33
2.5.1.6	<i>Oversizing e Clipping .....</i>	34
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA.....</b>	<b>36</b>
3.1	CIRCUITOS DE BAIXA TENSÃO SECUNDÁRIA (CBTS).....	36
3.2	INSERÇÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA.....	41

3.3	PARÂMETROS DE AVALIAÇÃO E VALORES LIMÍTROFES .....	44
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	46
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS .....	57
6	REFERÊNCIAS.....	59
	Apêndice A – Tabela legenda para os apêndices .....	63
	Apêndice B – Código de cores para os valores de tensão encontrados.....	63
	Apêndice C – Tabelas de simulações .....	64
	Apêndice D – Valores de tensão obtidos para o circuito TD 14123 .....	71
	Apêndice E - Valores de tensão obtidos para o circuito TD 5440 .....	83
	Apêndice F - Valores de tensão obtidos para o circuito TD 8774 .....	86
	Apêndice G – Fluxo de potência ativa nos TDs 14123, 5440 e 8774.....	95



## 1 INTRODUÇÃO

Um dos maiores desafios atuais do ser humano é encontrar maneiras de garantir o fornecimento de energia para atender os novos patamares de desenvolvimento tecnológico que se tornam cada vez mais escalonáveis com o passar dos anos. Tendo em vista que as estratégias de obtenção de energia adotadas até o momento ainda não possuem a capacidade de atender toda demanda de maneira sustentável, o que se observa é a procura por fontes de geração de energia que sejam capazes de prover a energia solicitada com eficiência, baixo custo e sem degradação ambiental.

Nesse contexto, observa-se o aumento da utilização de tecnologias de captação de energia elétrica de fontes renováveis, como eólica, biomassa, com destaque para a fonte solar, que em 2019 se caracterizou como a alternativa mais utilizada, representando cerca de 57,5% do montante dos 200 GW instalados no ano. Visa-se, com isso, garantir o fornecimento através de uma matriz energética diversificada, implicando em maior confiabilidade e buscando atender aos rigorosos requisitos do desenvolvimento sustentável.

No Brasil em particular, incentivos governamentais de descentralização dos pontos de geração de energia têm sido também uma solução implementada com o intuito de diminuir os custos de produção, estimulando empresas a fornecer equipamentos mais baratos, a fim de atender pequenas centrais de geração que têm sido implantadas.

Assim como em qualquer processo de modernização, o que já está implantado e o que se pretende inserir de novo, devem possuir congruência e flexibilidade, de modo que perturbações não sejam injetadas no sistema. Dessa forma, faz-se necessário que os novos tipos de geração de energia que vêm sendo implementados sejam avaliados quanto a sua conexão com os padrões já estabelecidos.

Portanto, levando em consideração o grande número de pequenas centrais geradoras de fonte solar ligadas a baixa tensão sendo instaladas no Brasil (339.501 unidades já estabelecidas), é primordial avaliar os impactos decorrentes da conexão deste perfil de geração de energia à rede de distribuição. Buscando assim, garantir confiabilidade e segurança no fornecimento de energia elétrica.

## 1.1 OBJETIVOS

### 1.1.1 Objetivo Geral

Avaliar o impacto da inserção de geração distribuída de fontes solar em circuitos de baixa tensão secundária, determinando com base nas premissas de qualidade de energia da ANEEL, os benefícios e adversidades que podem surgir ao implantar esse tipo de geração de energia elétrica.

### 1.1.2 Objetivos Específicos

- Simular cenários de geração solar fotovoltaica que podem ser aplicados aos circuitos selecionados para o estudo, através de softwares específicos;
- Estimar limites de penetração em pontos específicos dos circuitos de baixa tensão secundária utilizados;
- Observar as alterações no fluxo de potência, dando ênfase nos casos em que fluxos reversos de grande amplitude surgem na rede em horários específicos;
- Avaliar, segundo os padrões de qualidade de energia da ANEEL, os perfis de tensão observados nos circuitos aos quais unidades geradoras são inseridas;
- Apresentar a influência da distância do ponto de conexão de unidades geradoras aos transformadores, em relação a tensão observada;
- Indicar a necessidade de reforços na rede, tais como: substituição de condutores ou troca de transformadores de distribuição, de modo a manter os padrões de qualidade energia em situações de maior penetração de geração.

## 1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho divide-se basicamente em três capítulos principais: revisão bibliográfica, metodologia e resultados e discussão.

Na “revisão bibliográfica” estão apresentados os conceitos fundamentais para o entendimento do estudo desenvolvido e os demais estudos já desenvolvidos que complementam o tema aqui proposto.

Em “metodologia” estão apresentadas as premissas adotadas na execução do estudo, bem como os meios utilizados para obtenção dos resultados.

No capítulo “resultados e discussão” são apresentados os resultados obtidos através das simulações desenvolvidas, juntamente com as soluções propostas para os problemas observados.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A seguir é feita uma breve revisão bibliográfica dos conceitos básicos para boa compreensão do trabalho aqui desenvolvido, bem como os trabalhos correlacionados que contribuem para o desenvolvimento do tema em questão. Estão englobados assuntos como: o Sistema Interligado Nacional (SIN), energia fotovoltaica, redes de baixa tensão secundária, normativas brasileiras de regulação de geração distribuída.

### 2.1 REVISÃO DO ESTADO DA ARTE

Acompanhando o processo de disseminação da geração distribuída no Brasil, estudos a respeito dos impactos da expansão dessa categoria de fornecimento de energia têm sido desenvolvidos. Tais estudos propiciam uma melhor visão do cenário atual e apontam os desafios que deverão ser enfrentados para que o sistema elétrico brasileiro comporte essa modalidade de geração.

Marques, F. frisa benefícios propiciados pela utilização de geração distribuída, como a garantia de tarifas mais baixas durante os horários de pico, além da possibilidade de lucro para produtores independentes que vendam seus excedentes para as distribuidoras. É ainda citada a melhoria do perfil de tensão de determinados pontos do sistema e minimização das perdas.

Em contrapartida, no texto de Lucchese, F. (2018) ainda é relatado o problema de sobretensões durante períodos de carga leve, bem como a necessidade de garantir qualidade de energia adequando os sistemas de geração distribuída com os níveis máximos de penetração previamente determinados. Lucchese destaca ainda a geração distribuída fotovoltaica, diferentemente de grandes plantas centralizadas, não compete pelo uso do solo, sendo incorporada a edificações já existentes e próxima à carga. Contudo, a melhoria da energia fornecida ao consumidor só é garantida quando o correto dimensionamento dos geradores é realizado. Sobrecargas em fluxo reverso e uma maior comutação de *taps* em função dos sistemas de geração distribuída implicam em menor qualidade de energia.

Eichhoff, H. (2018) destaca um uso alternativo do sistema de geração distribuída, no que se refere a utilizar os impactos de alteração de tensão e potência na rede como artifícios para regular os perfis tensão em pontos mal atendidos. Como exemplo, citam-se finais de alimentadores e redes rurais.

Shayani, M. (2018) cita o “Ilhamento Não-Intencional”, condição de operação em que a central geradora supre uma porção eletricamente isolada do sistema de distribuição, quando a geração principal está desligada. Tal situação pode ocorrer devido a falhas na proteção do inversor e acarreta risco de morte para trabalhadores que realizam manutenção de alimentadores, além de danos aos equipamentos das unidades consumidoras ligadas ao sistema ilhado, em função dos parâmetros de tensão e frequência fora das faixas toleráveis, por não mais serem controlados pela concessionária.

Dessa maneira, nota-se que a literatura a respeito do tema ainda está em desenvolvimento, devido a sua contemporaneidade. A execução de novos trabalhos se faz necessária de modo a melhor estabelecer os parâmetros de acesso de unidades de geração distribuída e garantir que o sistema elétrico atual possa ser aprimorado.

## 2.2 SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (SIN)

Trata-se do sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil, composto por usinas hidro-termo-eólicas de grande porte, com predominância de hidrelétricas e com múltiplos proprietários (ONS, 2019).

Conjeturado em 1953 como solução para a crise energética no final da década de 1950, que ocasionou cortes de energia e racionamento, principalmente em função da indústria de energia elétrica brasileira ser composta por sistemas isolados, com usinas localizadas próximas às cidades do Rio de Janeiro e São Paulo (MARQUES, 2006). Somente em 1963, com a inauguração da usina de Furnas e a interligação dos sistemas elétricos de São Paulo, Minas Gerais e Rio de Janeiro, surgia o que viria ser o Sistema Interligado Nacional (MARQUES, 2006).

Constituído por quatro subsistemas, Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste, e a maior parte da região Norte, a interconexão dos sistemas elétricos, por meio da malha de transmissão, propicia a transferência de energia entre subsistemas, permitindo a obtenção de ganhos sinérgicos e explora a diversidade entre os regimes hidrológicos das bacias. A integração dos recursos de geração e transmissão permite o atendimento ao mercado com segurança e economicidade (ONS, 2019).

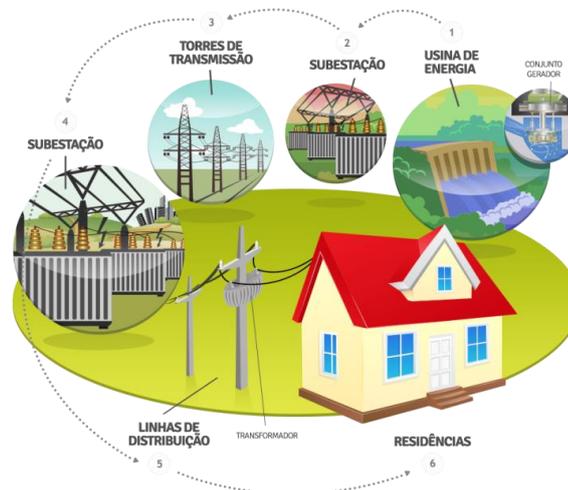
A capacidade instalada de geração do SIN é composta, principalmente, por usinas hidrelétricas. As usinas térmicas, em geral localizadas nas proximidades dos principais centros de carga, desempenham papel estratégico relevante, pois contribuem para a segurança

do SIN. Essas usinas são despachadas em função das condições hidrológicas vigentes, permitindo a gestão dos estoques de água armazenada nos reservatórios das usinas hidrelétricas, para assegurar o atendimento futuro (ONS, 2019).

### 2.3 SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

O principal objetivo de um sistema de distribuição de energia elétrica é atender a demanda dos consumidores finais, após receber o grande despacho de energia provenientes dos sistemas de transmissão e subtransmissão (F.C. CHAN, 2016). É caracterizado, dentro de um grande sistema de fornecimento de energia como o SIN, a partir de uma subestação de distribuição alimentada por uma ou mais linhas de transmissão ou subtransmissão (KERSTING, 2017). Como regra geral, o sistema de distribuição pode ser considerado como o conjunto de instalações e equipamentos elétricos que operam em níveis de alta tensão (superior a 69 kV e inferior a 230 kV), média tensão (superior a 1 kV e inferior a 69 kV) e baixa tensão (igual ou inferior a 1 kV) (ANEEL, 2020). De maneira simplificada, na Figura 1 pode-se observar a partir da subestação (item 4), o sistema de distribuição atuando como elo final entre as centrais geradoras e o consumidor final.

Figura 1 - Representação sistema de fornecimento de energia elétrica



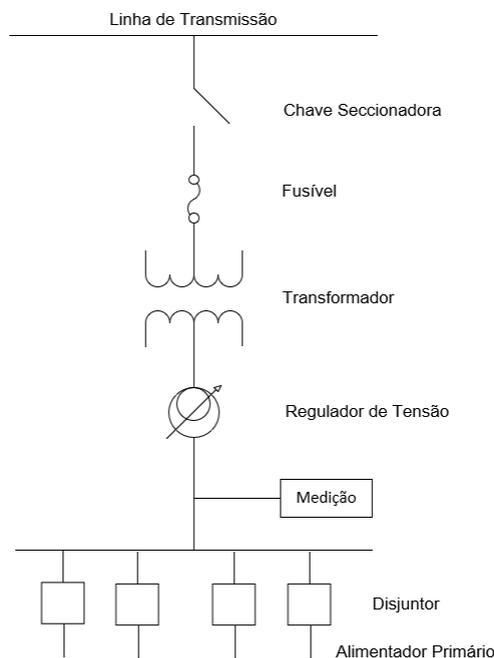
Fonte: Site Grupo Energisa<sup>1</sup>

<sup>1</sup> disponível em: <https://www.energisa.com.br/Paginas/informacoes/sua-conta/composicao-tarifa.aspx>

### 2.3.1 Subestação de Distribuição

Nas subestações de distribuição, ponto de separação definitivo entre as redes de transmissão e distribuição de energia, encontram-se os equipamentos responsáveis pela adequação dos níveis de tensão, proteção, seccionamento e medição necessários para o fornecimento confiável e seguro de energia elétrica ao consumidor final (F.C. CHAN, 2016). A Figura 2 apresenta um diagrama unifilar simplificado.

Figura 2 - Diagrama unifilar simplificado de uma subestação de distribuição



Fonte: do Autor

Na Figura 2, observam-se os elementos básicos que constituem uma subestação de distribuição. Destacam-se:

- Chave seccionadora: responsável basicamente pelo seccionamento de circuitos elétricos, de modo a estabelecer, dentre outras funcionalidades, interrupções (programadas ou não), *by-pass*, entre outros;
- Transformador de Potência: elemento principal de uma subestação, encarregado de reduzir a tensão aos níveis de distribuição, bem como, garantir a regulação da tensão, em função da variação da carga, através da comutação automática ou manual dos *taps* (LTC – *Load Tap Changer*);

- Elementos de proteção: Fusíveis no lado de alta tensão dos transformadores, bem como relés e disjuntores nos alimentadores primários nas saídas da subestação garantem a proteção automática contra eventuais curtos-circuitos na rede (F.C. CHAN, 2016);
- Elementos de medição: Toda subestação possui componentes de medição, a fim de monitorar os níveis de tensão, corrente, potência, entre outros, como meio de garantir a segurança e o bom funcionamento dos demais elementos que compõem o sistema.

### **2.3.2 Rede Primária de Distribuição**

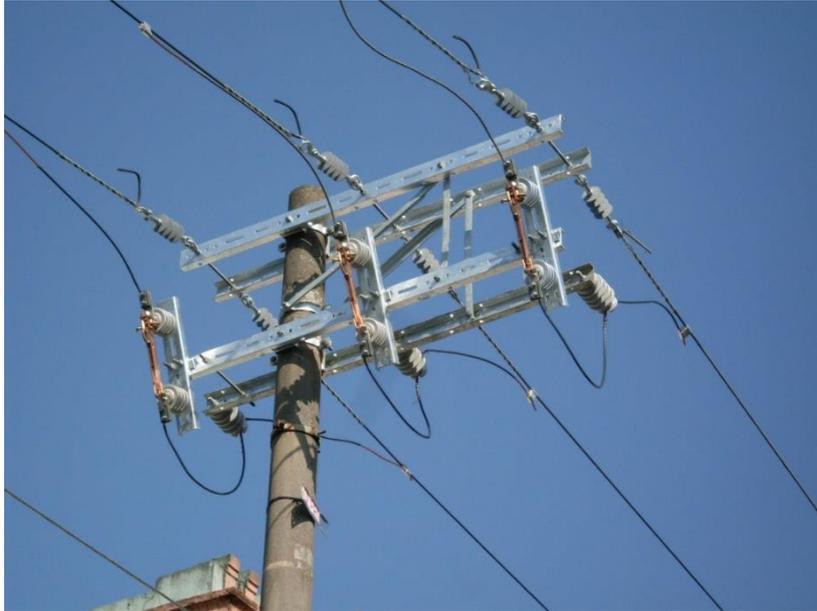
Compreende os ramais de condutores elétricos e seus acessórios que capilarizam a entrega da energia elétrica da subestação entre as inúmeras ruas, até os consumidores finais e transformadores de força (QUEIROZ, 2003). Os alimentadores, na grande maioria, apresentam característica radial, tendo apenas um caminho para circulação de potência, no sentido da fonte para a carga (KERSTING, 2017).

Em sua grande maioria, tratam-se de redes de média tensão, operando na faixa de 11,95 kV a 34,5 kV, em estruturas aéreas ou subterrâneas (LUCIO, 2014). Esta composição das redes primárias de distribuição possibilita o fornecimento mais seguro e de qualidade da energia elétrica, tanto em áreas urbanas com grande densidade demográfica, como em locais mais afastados, que exijam linhas mais longas, mas que não apresentem perdas excessivas.

As redes de distribuição primária aéreas, de uso mais difundido devido ao menor custo, são construídas utilizando-se postes de concreto, em zonas urbanas, ou de madeira tratada em zonas rurais, e podem ser redes do tipo convencionais ou compactas (LUCIO, 2014).

Redes aéreas convencionais caracterizam-se pelos condutores nus, espaçados no mesmo plano horizontal, conforme apresentado na Figura 3. Esta configuração se mostra como a mais vantajosa economicamente, porém é mais suscetível à influência de agentes externos, implicando em manutenções mais recorrentes. Já redes compactas são compostas por condutores encapados, com a utilização de espaçadores para apoio dos cabos e sustentados por um cabo mensageiro, conforme mostrado na Figura 4. Tal estrutura resulta em redes mais robustas, com maior confiabilidade, mas aumenta consideravelmente o custo de implantação.

Figura 3 - Rede aérea convencional primária de distribuição



Fonte: Site “Adolpho Eletricista”<sup>2</sup>

Figura 4 - Rede aérea compacta primária de distribuição



Fonte: Site “Strutturali Projetos e Construções”<sup>3</sup>

---

<sup>2</sup> disponível em: [http://www. https://www.adolphoeletricista.com.br/estruturas-primarias/](http://www.https://www.adolphoeletricista.com.br/estruturas-primarias/)

<sup>3</sup> disponível em: <https://strutturali.eng.br/plus/modulos/conteudo/?tac=redes-eletricas>

### 2.3.3 Transformadores de Distribuição

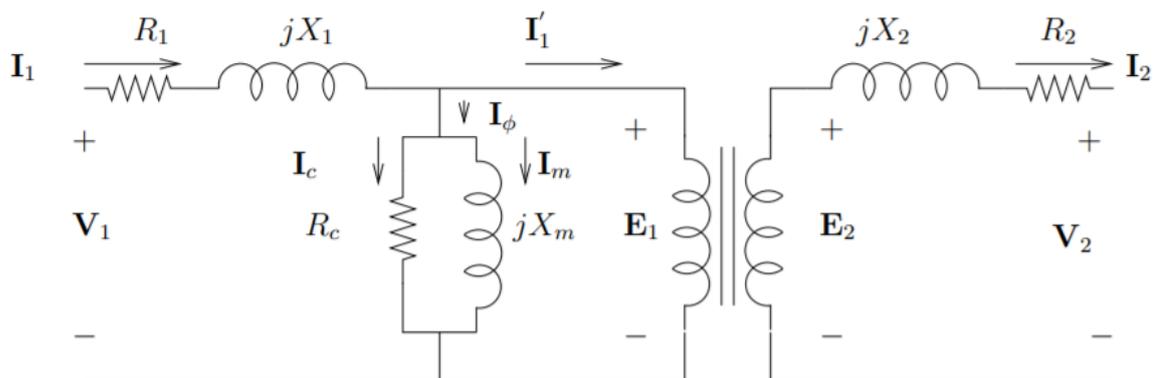
Transformadores de distribuição são responsáveis pelo rebaixamento da tensão das redes primárias até o nível de tensão adequado para utilização por um ou mais consumidores finais. A potência dos transformadores é obtida com base no número e no perfil de demanda dos clientes a serem atendidos, levando em consideração os fatores de demanda máxima simultânea, diversidade e utilização (KERSTING, 2017).

Os transformadores utilizados nas redes de distribuição aéreas comuns a mais de um consumidor são padronizados nas potências de 30, 45, 75 e 112,5 kVA, com ligação trifásica para redes urbanas. Para redes rurais, os modelos trifásicos podem possuir potência nominal de 15, 30, 45, e 75 kVA e é possível também a utilização de modelos monofásicos, com potências nominais de 10 e 15 kVA (ABNT NBR 5440, 2014).

Vale ressaltar ainda que, de acordo com a NBR 5410, os consumidores com demanda superior a 75 kW são atendidos através de transformadores particulares alocados dentro dos limites da propriedade, não possuindo conexão direta com a rede secundária de distribuição.

Os transformadores são comumente modelados a partir da representação de um transformador monofásico de dois enrolamentos, apresentada na Figura 5. Para o caso dos transformadores trifásicos, a mesma representação é utilizada, aplicando o modelo a cada uma das fases.

Figura 5 – Circuito transformador monofásico de dois enrolamentos



Fonte: (SALGADO, 2016)

Sendo:

- $R_1$ : Resistência do enrolamento primário;
- $R_2$ : Resistência do enrolamento secundário;
- $X_1$ : Reatância de dispersão do primário;
- $X_2$ : Reatância de dispersão do secundário;
- $R_C$ : Resistência de representação das perdas no núcleo;
- $X_M$ : Reatância de magnetização do núcleo;
- $I_1, V_1$ : Corrente e tensão de entrada no primário, respectivamente;
- $I_2, V_2$ : Corrente e tensão no secundário, respectivamente;
- $E_1, E_2$ : Tensão dos enrolamentos primário e secundário, respectivamente;
- $I'_1$ : Parcela da corrente de entrada no primário, obtida pela subtração da corrente de excitação  $I_\emptyset$ ;
- $I_\emptyset$ : Corrente de excitação;
- $I_M$ : Corrente de magnetização do núcleo;
- $I_C$ : Corrente para determinação das perdas no núcleo;

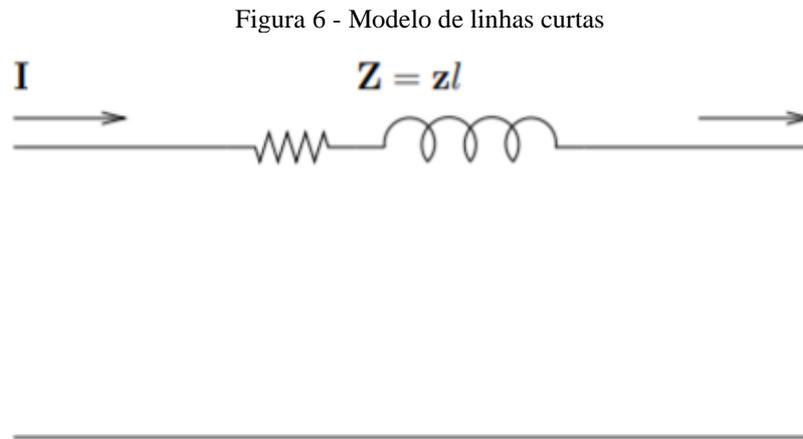
### 2.3.4 Rede Secundária de Distribuição

Uma rede secundária de distribuição de energia elétrica caracteriza-se por um circuito alimentado por um transformador de distribuição, de onde derivam os ramos de ligação para os consumidores de baixa tensão e para o suprimento da iluminação pública (ELETROBRAS, 2012). De acordo com a Resolução Normativa 414 de 2010 (ANEEL, 2010), a rede secundária de distribuição é descrita como a seção do sistema de distribuição de energia com valores de tensão padronizados inferiores a 2,3 kV.

No Brasil, a não padronização das tensões secundárias de fornecimento é dada por questões históricas, onde as diversas concessionárias de energia que surgiram ao longo do processo de eletrificação do país adotaram padrões de fornecimento próprios. Assim, o que se observa são diferentes níveis de tensão, que variam desde 127 a 400V, atendendo os consumidores finais no país.

Os condutores secundários possuem pequenos comprimentos, principalmente em função da manutenção da qualidade de fornecimento de energia em relação à tensão fornecida. Dessa forma, tais condutores podem ser representados através do modelo de linhas

curtas, no qual a perda na condutância *shunt* e o efeito capacitivo entre os condutores (ou entre os condutores e a terra) não é acentuado e, portanto, apenas os parâmetros série da linha são levados em conta (SALGADO, 2016). A Figura 6 mostra o modelo de linhas curtas, de acordo com as simplificações adotadas.



Fonte: (SALGADO, 2016)

Sendo:

- $Z$ : Impedância total do condutor;
- $I$ : corrente que circula no condutor;
- $z$ : impedância por metro quadrado;
- $l$ : comprimento do condutor;

A impedância da linha é determinada com base nas características construtivas (resistência e reatância do material) e na distância percorrida por esta. Os condutores geralmente são feitos de alumínio nu com (CAA) ou sem (CA) alma de aço zincado.

## 2.4 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Geração distribuída (GD) pode ser entendida como o tipo de geração de energia elétrica que se diferencia da realizada pela geração centralizada (GC), ocorrendo em locais em que não seria instalada uma usina geradora convencional, contribuindo para aumentar a distribuição geográfica da geração de energia elétrica em determinada região (SHAYANI, 2018).

Segundo aspectos mais técnicos, a geração distribuída pode ser caracterizada, também, por estar conectada diretamente à rede de distribuição, ou próxima a um consumidor conectado em qualquer ponto do sistema elétrico, ou ainda, suprimindo cargas de uma instalação eletricamente isolada (SEVERINO, 2008).

Por se apresentar como artifício central para aplicação de geração de energia limpa e sustentável, a GD mostra-se cada vez mais influente no mercado de energia, principalmente em países desenvolvidos. Tal fato é observado sobretudo em função do surgimento de muitas empresas no seguimento de energias renováveis e o investimento dispendido por estas, que impulsionam a queda de custos, tornando o cenário cada vez mais acessível (LUCCHESI, 2018).

No Brasil, a GD teve início no ano de 1996, com a promulgação da Lei nº 9074, responsável por regulamentar a produção de energia elétrica por produtores independentes e autoprodutores. O produtor independente recebe autorização ou concessão para produzir para o mercado, enquanto o autoprodutor recebe autorização para produzir energia elétrica destinada a seu uso exclusivo. Anteriormente, a autoprodução de energia era voltada apenas a sistemas não interligados à rede elétrica (MARTINS, 2015).

A Lei nº 9074 configurou-se como incentivo às pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) com potencial hidráulico superior a 1MW e inferior a 10MW. Apenas em 2012, com a publicação da Resolução Normativa nº 482, que a geração distribuída de caráter inferior a 100kW foi regulamentada, permitindo o acesso de micro e minigeradores ao sistema de distribuição de energia elétrica, configurando-se como um dos principais incentivos a GD de fontes renováveis no Brasil (MARTINS, 2015).

#### **2.4.1 Resolução Normativa N° 482**

Publicada em 17 de abril de 2012, a Resolução Normativa (RN) nº 482 “estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica (..)” (ANEEL, 2012). Idealizada em 2010, com o intuito de diminuir os obstáculos para o acesso de pequenas centrais geradoras aos sistemas de distribuição e contribuir para o fornecimento de energia do país, a normativa tornou-se um marco na política energética do Brasil (ZANETTI NETO, COSTA e VASCONCELOS, 2014).

De acordo com a RN n° 482/2012 e suas posteriores atualizações, as RNs n° 687/2015 e 786/2017, os conceitos de micro e minigeração distribuída ficaram definidos como:

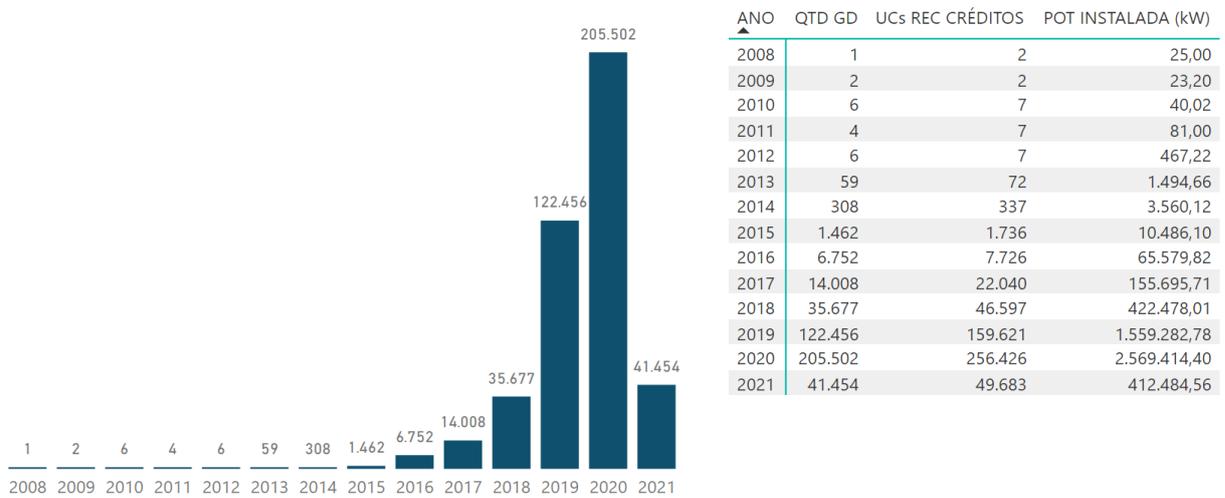
I - Microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

II - Minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5MW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras; (ANEEL, 2012), p.2.

Ao introduzir também o conceito de “compensação de energia elétrica”, a RN n° 482 configurou-se como um dos principais incentivos à geração distribuída de fonte renovável no Brasil (ROSA e GASPARIN, 2016). Através desta modalidade, a energia produzida por uma unidade geradora (créditos) é repassada ao consumidor através do abatimento do consumo em sua fatura de energia, não havendo assim, a utilização de moeda para pagamento pelo gerado. É possível ainda, distribuir os excedentes mensais de geração de energia à própria unidade geradora, ou ainda para outras unidades consumidoras pertencentes ao mesmo sistema de compensação de energia, dentro do período de validade dos créditos (ANEEL, 2012).

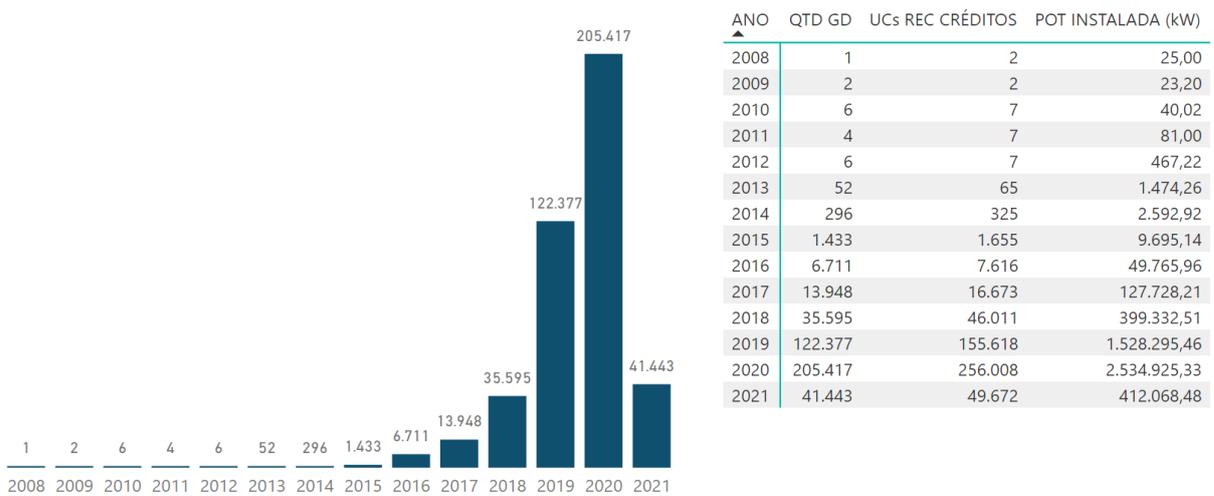
Na Figura 7 e na Figura 8 pode-se observar a influência da Resolução Normativa n° 482 na quantidade de conexões de unidades de geração distribuída no Brasil, desde o ano de 2008 até os dias atuais. Na Figura 8 destaca-se ainda o grande percentual de unidades geradoras de fonte solar em relação às outras fontes englobadas na Figura 7. Ambas também demonstram a potência instalada anualmente resultante da soma de todas as novas conexões.

Figura 7 - Quantidade anual de conexão de geração distribuída



Fonte: Site “Power BI ANEEL”<sup>4</sup>

Figura 8 - Quantidade anual de conexão de geração distribuída de fonte solar fotovoltaica



Fonte: Site “Power BI ANEEL”<sup>5</sup>

<sup>4</sup> Disponível em:

<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoia0ZTM5OGYtYmY4Zi00MWI2LWlxZDIItYmUxYWZjYTkyYTJjIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYtctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiR9>. Acesso em março 2021.

<sup>5</sup> Disponível em:

<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoia0ZTM5OGYtYmY4Zi00MWI2LWlxZDIItYmUxYWZjYTkyYTJjIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYtctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiR9>. Acesso em março 2021.

## 2.5 SISTEMA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICO

Um sistema fotovoltaico é capaz de gerar energia elétrica através do fenômeno físico chamado “efeito fotovoltaico”, no qual a radiação eletromagnética proveniente do sol é convertida em energia elétrica por meio de células fotovoltaicas produzidas com materiais semicondutores (ZILLE, 2012).

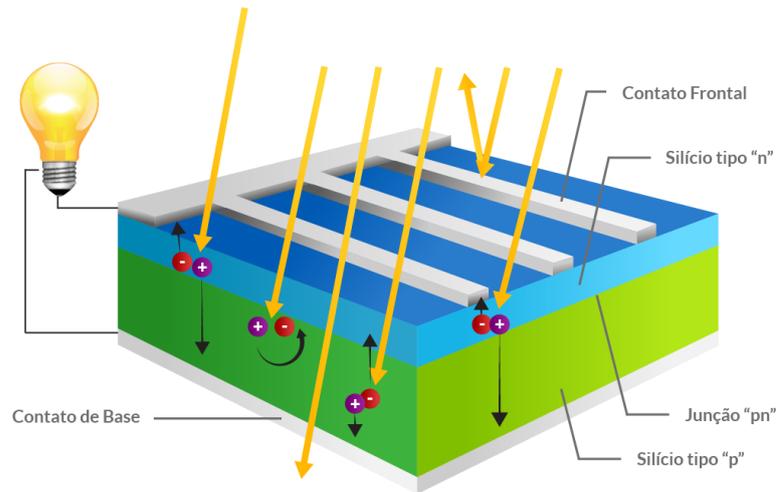
O efeito fotovoltaico foi observado pela primeira vez em 1839 por Edmund Becquerel. A primeira célula fotovoltaica foi criada em 1877 por W.G. Adams e R.E. Day, porém, só em 1954 D.M. Chapin e colaboradores foram capazes de produzir uma célula fotovoltaica com eficiência considerável (4,5%), utilizando o silício como matéria-prima (BRITO e SILVA, 2006).

Uma célula fotovoltaica é constituída por uma junção P-N de materiais semicondutores, os quais apresentam propriedades de condutores e isolantes ao mesmo tempo. Semicondutores do tipo P apresentam lacunas ou falta de elétrons. Já materiais do tipo N possuem elétrons livres. Unindo estes dois materiais numa junção P-N, os elétrons livres da junção N migram para a junção P, estabelecendo um campo elétrico. Ao expor a célula à luz solar, os fótons chocam-se com os elétrons da estrutura fornecendo-lhes energia e impulsionando-os a fluírem da camada P para a N (NASCIMENTO, 2004). O processo está ilustrado na Figura 9.

Introduzindo um condutor externo a célula fotovoltaica é possível criar uma corrente elétrica que pode atender a carga desejada. Enquanto houver incidência de luz na célula este fluxo irá se manter. Quanto maior a incidência de luz, maior a corrente observada (NASCIMENTO, 2004).

As principais tecnologias na fabricação de células fotovoltaicas são as de silício mono e policristalino, representando cerca de 85% do mercado (CARVALHO, 2014). As células de silício monocristalino apresentam maior eficiência, na faixa de 15 a 18%, porém sua produção é mais complexa, ao ser necessário utilizar silício de alta pureza no processo conhecido como Czochralski (BASTOS, 2015). Células de silício policristalino apresentam eficiência menor em relação às de monocristalino (13 a 15%), porém não necessitam de um processo de fabricação tão rigoroso, justificando sua utilização (BASTOS, 2015).

Figura 9 - Efeito fotovoltaico



Fonte: Site "Guia Norte Solar"<sup>6</sup>

## 2.5.1 Conceitos Básicos e Elementos de um Sistema de Geração Fotovoltaico

### 2.5.1.1 Radiação Solar

**Radiação Solar** é a propagação da energia produzida pelo Sol através de um meio não-material. **Irradiância Solar** é a quantidade de radiação solar instantânea medida em dada superfície, comumente medida em  $\text{Wh/m}^2$ . **Irradiação Solar** é o acúmulo da irradiância em um intervalo de tempo, comumente medida em  $\text{Wh/m}^2/\text{dia}$  ou  $\text{Wh/m}^2/\text{hora}$  (SANTANA, 2014).

A radiação solar pode ser dividida ainda em componentes, sendo estas: direta, difusa e albedo terrestre. A **direta**, como o nome sugere, representa a parcela da radiação proveniente diretamente do sol, sem sofrer desvios, difusão ou reflexão em seu percurso. A **difusa** corresponde à parte da radiação que sofreu processos de difusão e reflexão, acontecendo predominantemente em dias nublados. Já o **albedo** é oriundo da reflexão exclusiva dos raios solares no solo (SANTANA, 2014).

<sup>6</sup> Disponível em: <https://guianortesolar.com.br/energia-solar/celulas-fotovoltaicas/342784>

As componentes são classificadas ainda como:

- Radiação Solar Global ou Horizontal: componentes direta e difusa que incidem no plano horizontal terrestre;
- Radiação Solar Total ou Inclinada: componentes direta, difusa e albedo que incidem superfícies com inclinação qualquer (SANTANA, 2014).

#### 2.5.1.2 Ângulos

- Ângulo de incidência: ângulo formado entre os raios do sol e a normal à superfície;
- Ângulo Azimutal da superfície: ângulo entre a projeção da normal à superfície no plano horizontal e a direção Norte-Sul (SANTANA, 2014).

#### 2.5.1.3 Módulos Fotovoltaicos

Responsáveis pela conversão da radiação em eletricidade dentro do sistema de geração fotovoltaico, gerando energia em corrente contínua (CC). São formados por conjunto de células fotovoltaicas conectadas e encapsuladas de modo a oferecer proteção mecânica e contra as intempéries (PRIEB, 2002).

Com a disseminação e evolução da tecnologia envolvida no processo de desenvolvimento destes equipamentos, os custos reduziram cerca de 90% desde o ano de 2010, enquanto a potência dos módulos disponíveis no mercado subiu da faixa de 135W para 500W (PORTAL ENERGIA - ENERGIAS RENOVÁVEIS, 2020).

#### 2.5.1.4 Inversores

É o equipamento responsável pela conversão da Corrente Contínua (CC) proveniente dos módulos fotovoltaicos em corrente alternada (CA), que pode ser utilizada pelos consumidores para atendimento de suas cargas. Também é chamado, por vezes, Conversor CC-CA. São classificados majoritariamente em 2 tipos: *on-grid* e *off-grid* (SANTANA, 2014).

Inversores *On-grid* são capazes de se conectar à rede de distribuição das concessionárias, podendo enquadrar-se nas categorias de geração da Resolução Normativa nº

482 de Micro ou Minigeração, adentrando ao sistema de compensação de energia. Para tanto, devem possuir os certificados exigidos pela ANEEL de modo a garantir a conexão segura com o sistema de distribuição (ANEEL, 2012).

Os inversores *on-grid* contam com diversas proteções e sistemas que garantem seu correto funcionamento e conexão com o sistema de distribuição. Dentre estes, vale destacar a proteção anti-ilhamento, que garante o rápido desligamento do equipamento quando não há tensão na rede, em função de desligamentos programados ou atuações de proteção. Assim, garantem que o sistema fotovoltaico não opere “ilhado”, podendo causar danos aos consumidores conectados ao mesmo circuito (ANEEL, 2012).

Inversores *off-grid* não possuem conexão com a rede de distribuição de energia, possibilitando atender unidades consumidoras remotas que não tem acesso à rede das concessionárias de energia. Sistemas *off-grid* possuem baterias integradas, permitindo que a energia não utilizada instantaneamente possa ser armazenada e consumida posteriormente (SANTANA, 2014).

Existem ainda outras tecnologias de inversores que vem sendo introduzidas no Brasil desde o ano de 2020, como o *Zero Grid* que funciona como um híbrido entre *on* e *off-grid*, possibilitando manter a unidade consumidora conectada à rede de distribuição, mas garantindo que a energia gerada não seja injetada na mesma. Tal tecnologia permite que unidades com perfis de consumo similares à curva de geração de fotovoltaica possam ter uma significativa redução de consumo, porém sem os encargos de uma conexão com injeção de potência na rede das concessionárias (NERIS, 2020).

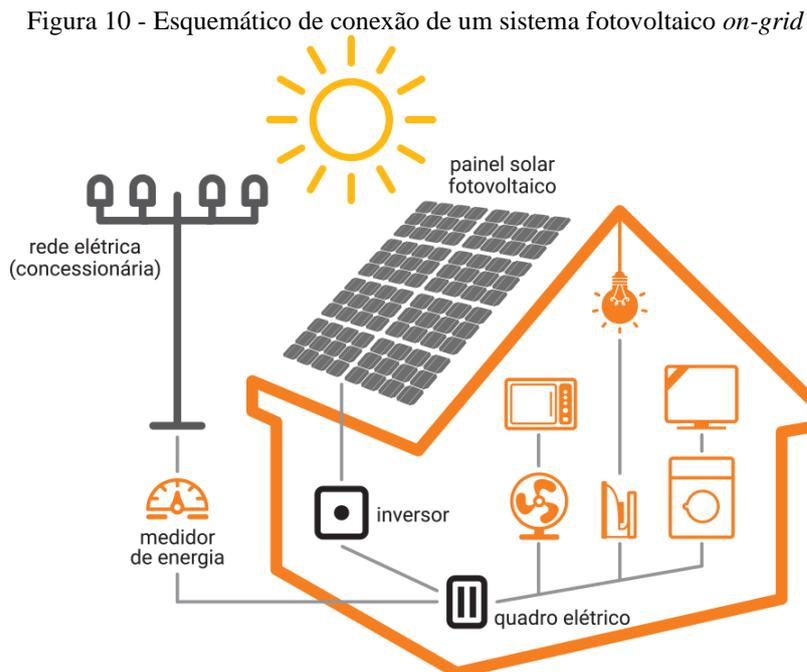
#### 2.5.1.5 Configuração de um Sistema On-grid

Um sistema solar *on-grid* é basicamente formado pelos módulos fotovoltaicos, suficientes para atender às cargas da unidade consumidora, conectados a um inversor com potência nominal compatível. O inversor, por sua vez, ligado ao quadro de distribuição da edificação, possibilita o uso da energia gerada diretamente pelas cargas e direciona à rede de distribuição o montante não utilizado instantaneamente (ANEEL, 2012).

A energia injetada na rede de distribuição é medida através de um medidor bidirecional de energia, que faz as medições de consumo e geração de energia separadamente, permitindo que ao, final de cada ciclo mensal, o consumidor possa realizar o abatimento de créditos conforme o sistema de compensação de energia da RN n° 482.

Além dos equipamentos citados anteriormente, existem diversos outros que não foram englobados por serem comuns a outros sistemas elétricos, atuando na proteção, medição, e adequação dos parâmetros de tensão, como por exemplo: disjuntores, transformadores, entre outros.

A Figura 10 ilustra um sistema de geração fotovoltaico residencial e como se dá a conexão entre o próprio sistema, as cargas e a rede elétrica.



Fonte: Site "SolarOn"<sup>7</sup>

#### 2.5.1.6 Oversizing e Clipping

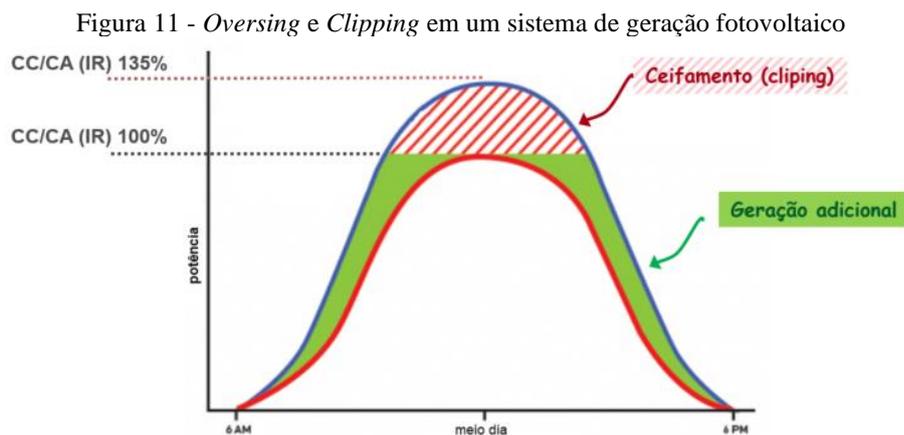
O termo *Oversizing* significa literalmente "sobredimensionamento" e está relacionado à quantidade de potência proveniente dos módulos fotovoltaicos, em relação a potência nominal dos inversores conectados ao arranjo (MÜLLER, KOURO, *et al.*, 2019).

A prática de inserir uma potência total de módulos superior a potência nominal dos inversores é comum à grande maioria dos sistemas fotovoltaicos (SOUZA, 2019). Respeitando as limitações de corrente e tensão dos equipamentos, um sistema solar fotovoltaico com uma boa configuração de *oversizing* consegue entregar um montante maior de energia gerada, com um custo consideravelmente mais baixo (SOUZA, 2019).

<sup>7</sup> Disponível em: <https://solaron.eco.br/energia-solar/>

*Clipping* é o corte ou restrição que os inversores introduzem no sistema, ao limitar a geração de energia à sua potência nominal, levando-o à sua capacidade máxima por mais tempo (MÜLLER, KOURO, *et al.*, 2019). Os inversores realizam o *clipping* através da tecnologia dos MPPTs (*Maximum Power Point Tracker* – Rastreadores de Ponto de Máxima Potência), que ajustam o ponto de operação dos módulos, evitando que estes produzam mais potência do que o suportado. Assim, quando ocorre o *clipping* não existe dissipação de energia excedente no inversor (SOUZA, 2019).

Portanto, utilizando as técnicas de *oversizing* e *clipping* obtém-se maior produção ao expandir lateralmente a curva de geração de energia. A Figura 11 mostra a diferença entre um sistema dimensionado com e sem *oversizing*. Considerando um mesmo inversor para ambas as curvas, a curva em vermelho denota um sistema cuja relação entre a potência máxima dos módulos e a nominal do inversor é igual a 1. Assim, a potência entregue é igual àquela fornecida pelos módulos fotovoltaicos, compatível à radiação diária. Já para o caso da curva azul, onde há um sobredimensionamento de 35%, observa-se um ganho representado pela área verde, acompanhado de uma limitação imposta pelo inversor com potência nominal inferior. O não aproveitamento desta potência, indicada pela área hachurada em vermelho, justifica-se ao levar em conta a diferença de custo entre módulos e inversores. É mais vantajoso do ponto de vista econômico, implementar um sistema que atenda às necessidades de consumo utilizando-se de um inversor com a potência nominal mínima possível.



Fonte: Site “Solar Edge”<sup>8</sup>

<sup>8</sup> Disponível em: <https://www.solaredge.com/br/solaredge-blog/sobredimensionamento-do-inversor>

### 3 METODOLOGIA

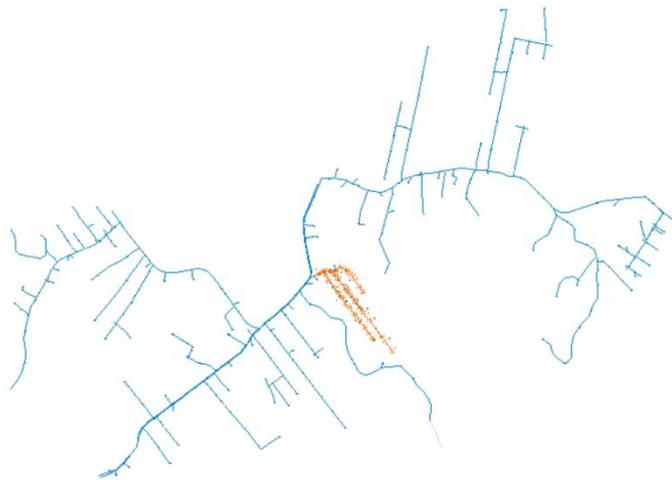
A metodologia para realização do estudo aqui proposto consiste em inserir unidades de geração distribuída de fonte solar em pontos distintos dos circuitos de baixa tensão secundária (nós do circuito), observando, através de *softwares* específicos o comportamento do sistema e assim, avaliar em regime permanente os impactos decorrentes deste processo. A seguir estão descritos os parâmetros e modelagens adotados para execução do trabalho.

#### 3.1 CIRCUITOS DE BAIXA TENSÃO SECUNDÁRIA (CBTS)

Os circuitos de baixa tensão secundária (CBTS) utilizados são três casos reais do sistema de distribuição da cidade de Florianópolis, cedidos pela concessionária local de energia para realização exclusiva deste estudo. Os circuitos estão inseridos na rede do alimentador TDE-01, que por sua vez, é proveniente da subestação Trindade (TDE), situada no bairro Córrego Grande da mesma cidade.

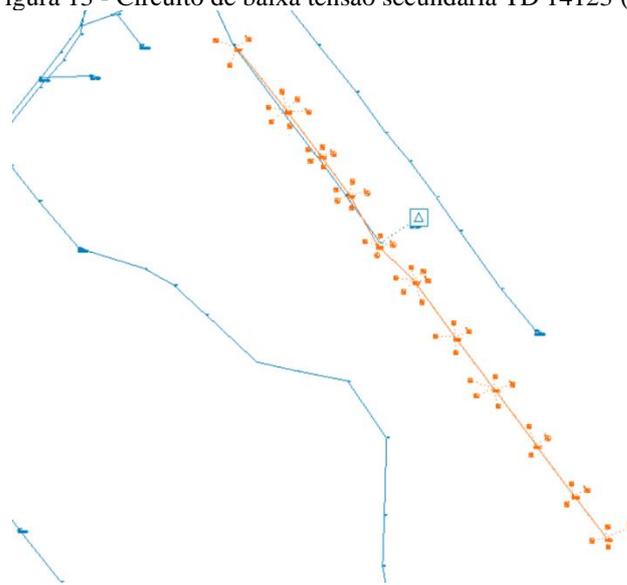
O alimentador TDE-01 possui tensão nominal de 13,8 kV e atende parte dos bairros Córrego Grande, Carvoeira e Pantanal, incluindo a Universidade Federal de Santa Catarina. Os circuitos secundários analisados aqui são provenientes dos transformadores de distribuição (TDs) 14123, 5400 e 8774, conectados ao alimentador TDE-01, realizando o rebaixamento da tensão aos níveis de 380/220 V para utilização dos consumidores finais.

Figura 12 Alimentador TDE-01 (traçado azul) juntamente aos circuitos secundários dos TDs 14123,5400 e 8774 (traçado laranja)



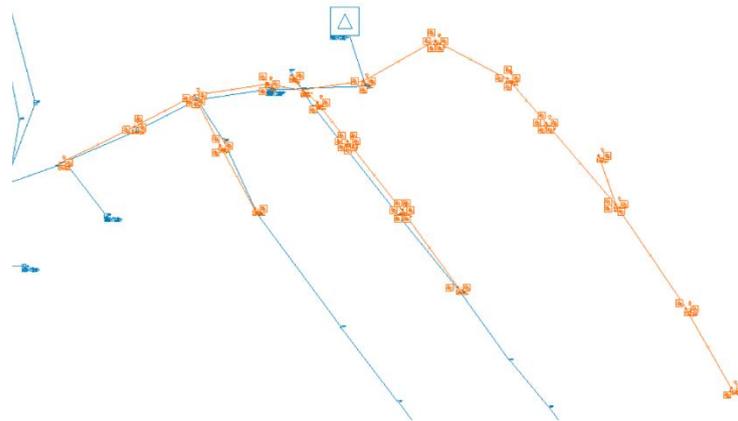
Fonte: do Autor

Figura 13 - Circuito de baixa tensão secundária TD 14123 (traçado laranja)



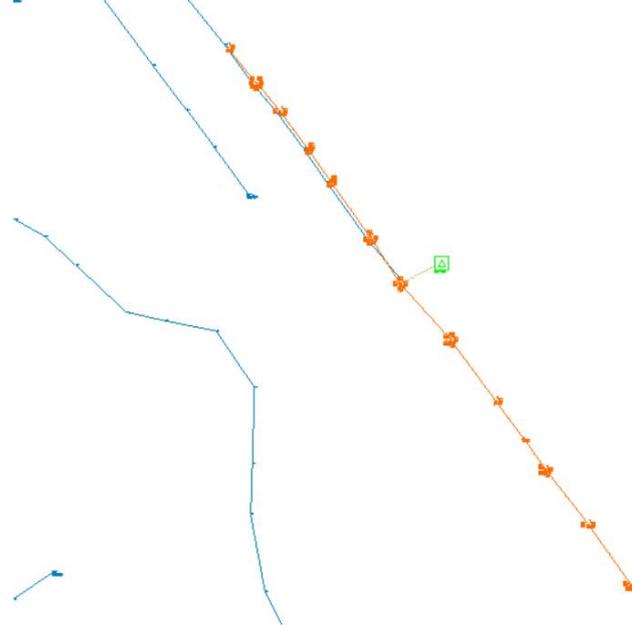
Fonte: do Autor

Figura 14 - Circuito de baixa tensão secundária TD 5400 (traçado laranja)



Fonte: do Autor

Figura 15 - Circuito de baixa tensão secundária TD 8774 (traçado laranja)



Fonte: do Autor

A modelagem dos circuitos é feita através do *software* PSL DMS, que adota um sistema de potências constantes para fornecer as simulações.

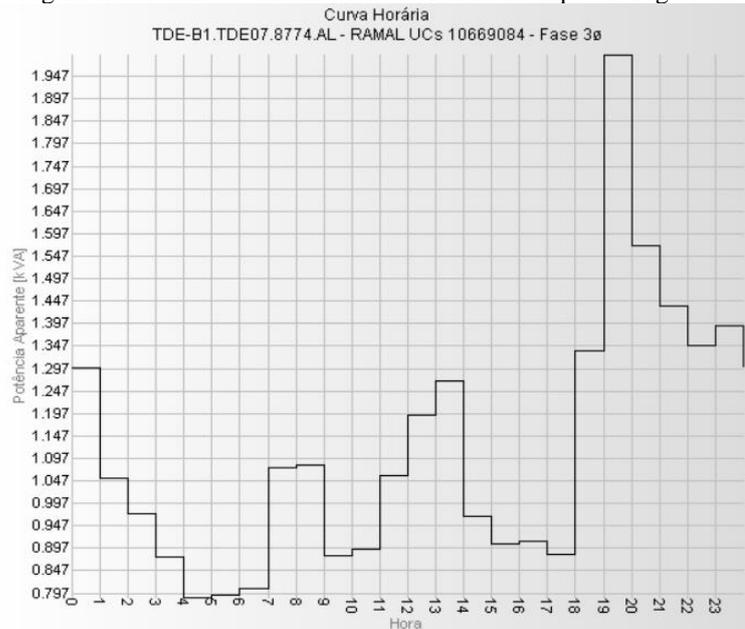
Tendo em vista que consumidores de baixa tensão pertencentes ao grupo B de fornecimento de energia não possuem medidores de consumo com memória de massa, não é possível obter as curvas reais de utilização de energia de cada consumidor. Porém, o *software* utiliza como parâmetro para modelagem das cargas, curvas típicas de potência fornecidas pela ANEEL, determinadas com base no grupo, subgrupo, classe, categoria de consumo e número de fases de cada unidade consumidora, integralizadas de hora em hora, conforme pode ser visto na Figura 16 e na Figura 17.

Figura 16 - Exemplo de parâmetros para determinação de perfil de consumo conforme curvas típicas da ANEEL

Id		Descrição	
19605027			
Grupo	Subgrupo	Classe	
B	BT	RESIDENCIAL	
Categoria		Fases	
4 [501 kWh - 1000 kWh]		<input checked="" type="checkbox"/> A <input checked="" type="checkbox"/> B <input checked="" type="checkbox"/> C	
Tipo de Medição			
<input checked="" type="radio"/> kWh/mês		792.0	
<input type="radio"/> kW máx			
<input type="radio"/> Curva de demanda			

Fonte: do Autor

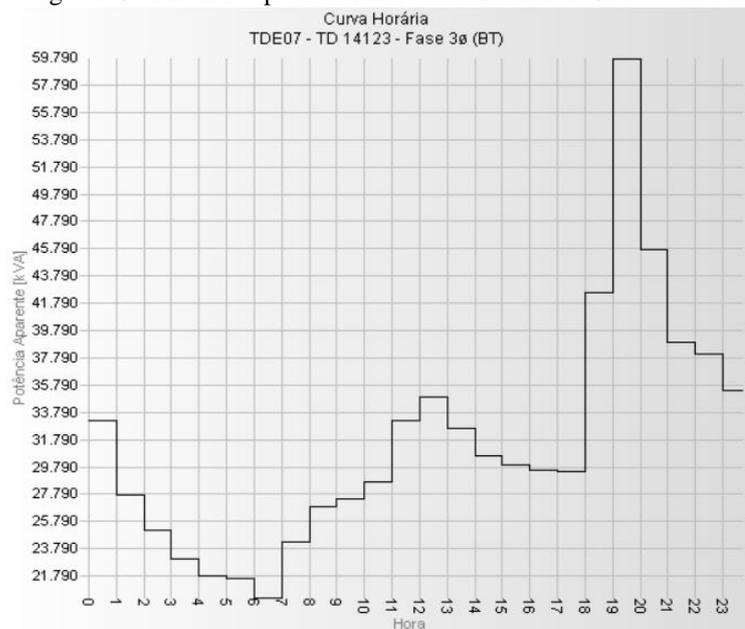
Figura 17 - Perfil de demanda em dia útil do exemplo da Figura 16



Fonte: do Autor

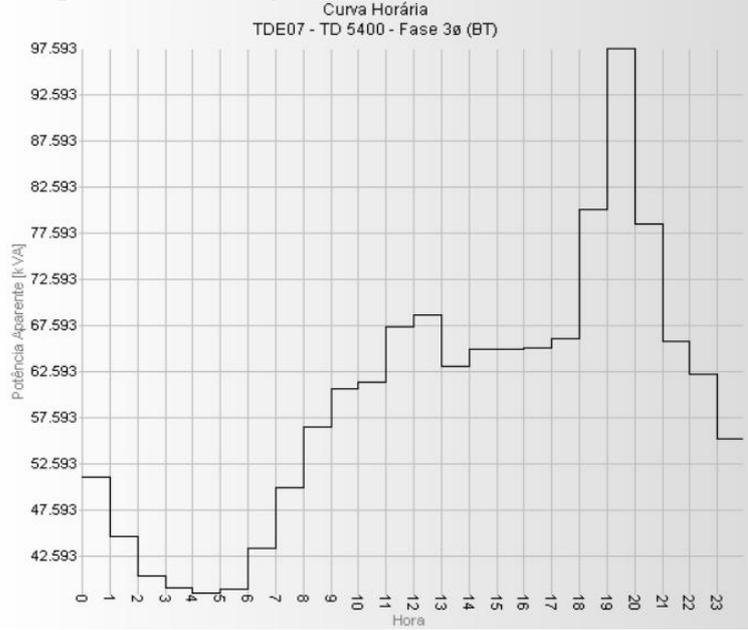
Os circuitos selecionados para este estudo apresentam perfil de demanda tipicamente residencial, com picos no horário de ponta entre as 18 e 21 horas. Tal comportamento pode ser observado através dos gráficos dos transformadores de cada, modelados conforme a composição das potências requeridas pelos diversos consumidores conectados a seus secundários. A Figura 18 mostra o comportamento da demanda ao longo das horas do dia para o TD 14123, a Figura 19 para o TD 5400 e a Figura 20 para o TD 8774.

Figura 18 - Potência aparente observada no TD 14123 em dia útil



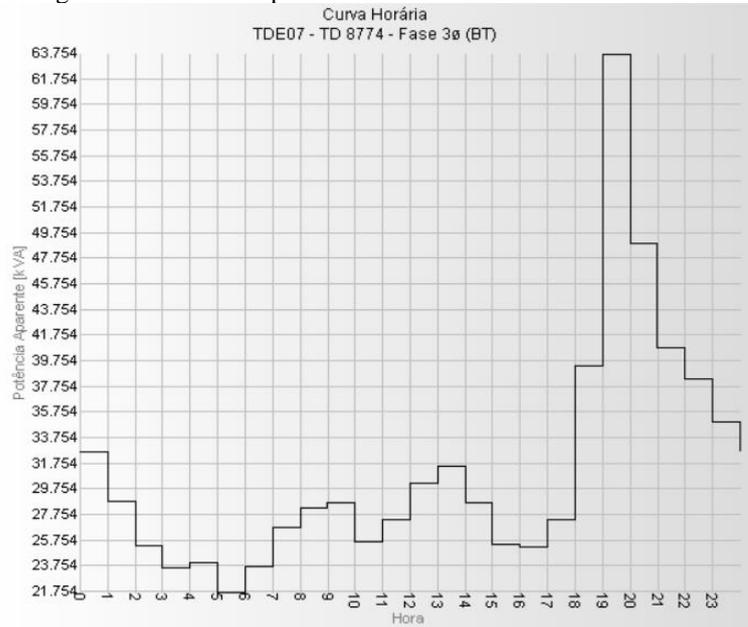
Fonte: do Autor

Figura 19 - Potência aparente observada no TD 5400 em dia útil



Fonte: do Autor

Figura 20 - Potência aparente observada no TD 8774 em dia útil

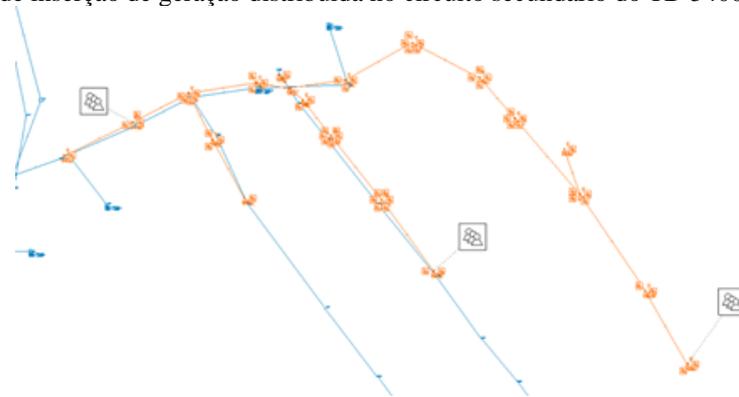


Fonte: do Autor

### 3.2 INSERÇÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Ao longo dos circuitos de baixa tensão secundária foram selecionados pontos de inserção de geração distribuída de fonte solar, de modo a poder avaliar o impacto destas conforme a potência aplicada a cada ponto. O critério adotado para seleção dos pontos foi a distribuição uniforme ao longo do circuito, de maneira que diferentes distâncias até o transformador fossem avaliadas. A Figura 21 mostra os pontos selecionados para o circuito do TD 5400.

Figura 21 - Pontos de inserção de geração distribuída no circuito secundário do TD 5400 (quadrados em branco)



Fonte: do Autor

As distâncias entre os pontos de inserção de cada circuito e seus respectivos transformadores são apresentadas na Tabela 1. Os nós 1.1 a 1.4 estão localizados no circuito do TD 14123, os nós 2.1 a 2.3 no circuito do TD 5400 e os nós 3.1 a 3.4 no circuito do TD 8774.

De modo a padronizar as curvas de geração empregadas nos pontos de inserção foi considerado neste estudo a utilização de sistemas fotovoltaicos de geração de energia sem *oversizing*, ou seja, a soma das potências dos módulos fotovoltaicos é sempre menor ou igual a potência nominal do inversor. Dessa forma, a curva observada é sempre relativa à irradiação incidente no plano dos módulos fotovoltaicos, não havendo *clipping* nos momentos de maior geração.

Tabela 1 - Distâncias entre os pontos de inserção de geração distribuída e transformadores

PONTOS		DISTÂNCIA [m]
TD 14123	NÓ 1.1	213,64
TD 14123	NÓ 1.2	105,94
TD 14123	NÓ 1.3	33,75
TD 14123	NÓ 1.4	139,92
NÓ 1.1	NÓ 1.2	107,70
NÓ 1.3	NÓ 1.4	106,17
TD 5400	NÓ 2.1	224,42
TD 5400	NÓ 2.2	100,20
TD 5400	NÓ 2.3	49,16
NÓ 2.1	NÓ 2.2	324,62
NÓ 2.1	NÓ 2.3	273,58
NÓ 2.2	NÓ 2.3	149,36
TD 8774	NÓ 3.1	219,82
TD 8774	NÓ 3.2	43,53
TD 8774	NÓ 3.3	73,06
TD 8774	NÓ 3.4	144,05
NÓ 3.1	NÓ 3.2	176,30
NÓ 3.3	NÓ 3.4	70,99

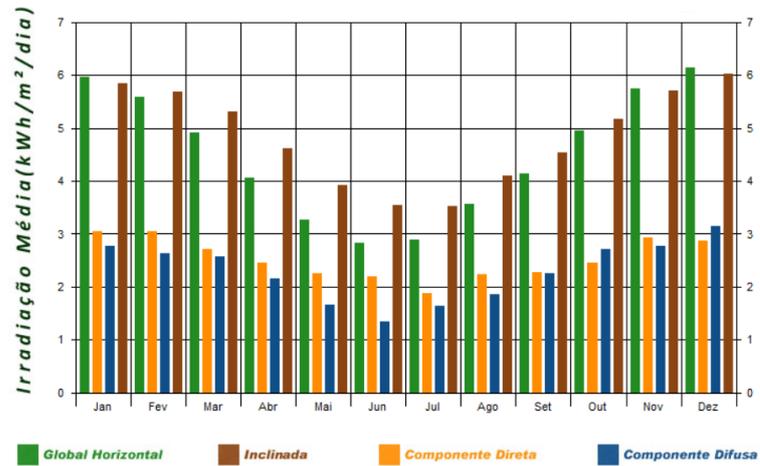
Os valores de irradiação utilizados para determinação do perfil de geração foram obtidos através do *software* Radasol 2, desenvolvido pelo Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, que fornece os valores de irradiação em todo território brasileiro com base no banco de dados SWERA (*Solar and Wind Energy Resource Assessment*).

Para este estudo foi considerado um desvio azimutal de 0°, valor que corresponde a maior aproveitamento da radiação pelos módulos fotovoltaicos, e uma inclinação de 15° dos módulos fotovoltaicos, valor típico de inclinação de telhados residenciais (NBR 5720). As componentes de irradiação média mensal ao longo de 1 ano com base nesses parâmetros estão descritas na Figura 22. A irradiação inclinada média por hora observada na cidade de Florianópolis em função destes parâmetros está descrita na Figura 23, obtida também através do *software* Radasol 2.

Com base nos valores de irradiação determinou-se a curva de geração aplicada aos circuitos de baixa tensão, adotando o ponto de maior irradiação como 100% da capacidade de

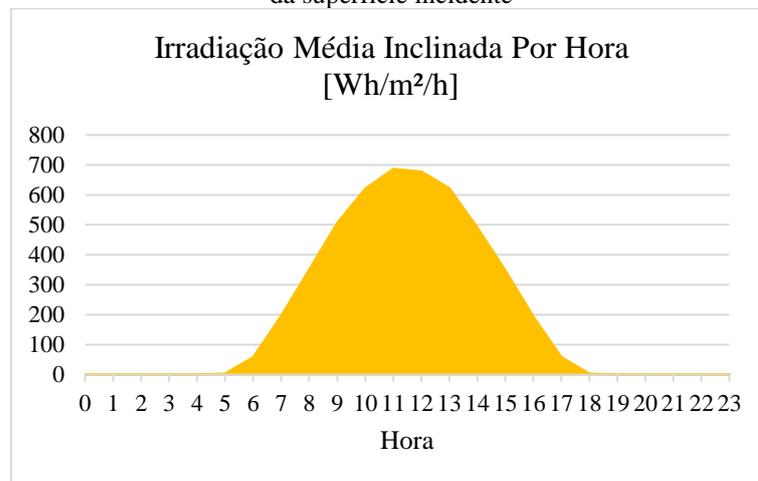
geração e os demais percentuais, derivados deste. A curva obtida é apresentada em termos percentuais de potência ativa na Figura 24.

Figura 22 - Componentes de irradiação média na cidade de Florianópolis/SC ao longo de um ano numa inclinação de 15° da superfície incidente



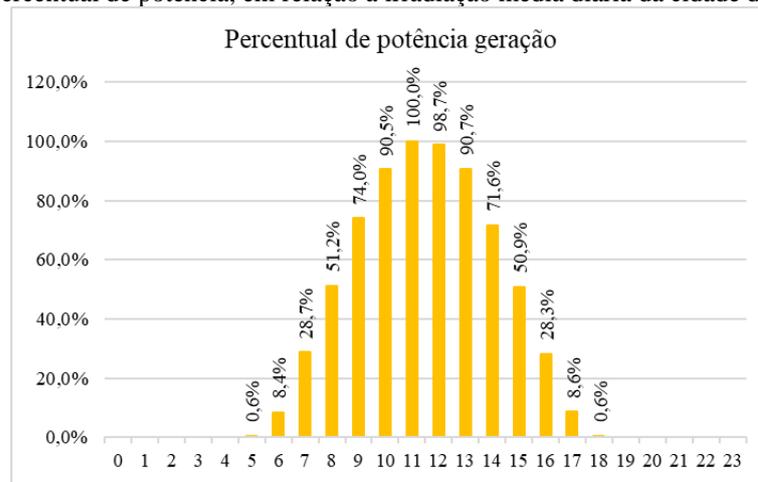
Fonte: Software Radiasol 2

Figura 23 – Gráfico de Irradiação Média Inclinada Por Hora [Wh/m²/h] em Florianópolis numa inclinação de 15° da superfície incidente



Fonte: do Autor

Figura 24 - Percentual de potência, em relação a irradiação média diária da cidade de Florianópolis



Fonte: do Autor

### 3.3 PARÂMETROS DE AVALIAÇÃO E VALORES LÍMITROS

As simulações realizadas foram avaliadas em regime permanente segundo dois parâmetros principais: fluxo reverso de potência nos transformadores de distribuição e perfil de tensão ao longo do circuito de baixa tensão secundário.

Os parâmetros de tensão foram especificados segundo o Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) – Qualidade de Energia. Neste módulo são apresentados os parâmetros de tensão admissíveis e a classificação quanto a qualidade de energia em três níveis: adequada, precária e crítica, de acordo com a classe de tensão do circuito de transmissão, distribuição primária ou secundária.

Para o caso dos transformadores empregados neste estudo, pertencentes a rede de baixa tensão secundária com tensão nominal de 380/220V, a faixa de variação de tensão está descrita na Tabela 2. Convertendo os valores da Tabela 2 em termos de p.u. (por unidade), adotando as tensões de 380V e 220V como valores de base, obtém-se os valores da Tabela 3.

Tabela 2 - Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV (380/220)

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

Fonte: (ANEEL, 2021)

Tabela 3 - Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV (380/220) – valores em p.u.

<b>Tensão de Atendimento (TA)</b>	<b>Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) [p.u.]</b>
Adequada	$0,92 \leq TL \leq 1,05$
Precária	$0,87 \leq TL \leq 0,92$ ou $1,05 \leq TL \leq 1,06$
Crítica	$TL < 0,87$ ou $TL > 1,06$

Fonte: do Autor

Com base na norma técnica da concessionária CELESC, E-313.0019 - Transformadores Para Redes Aéreas de Distribuição, os transformadores empregados suportam fluxos de potência em seus enrolamentos até 1,5 vezes a potência nominal, por curtos períodos. Porém, para boa conservação e utilização destes equipamentos, deve-se buscar impor potências próximas à nominal, de modo a garantir melhor eficiência e maior vida útil.

Dessa maneira, as simulações propostas no presente trabalho utilizaram como valores limítrofes para inserção de geração distribuída nos circuitos de baixa tensão secundária as faixas de tensão adotadas pela ANEEL e os valores de potência nominal dos transformadores quanto ao fluxo reverso.

## 4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

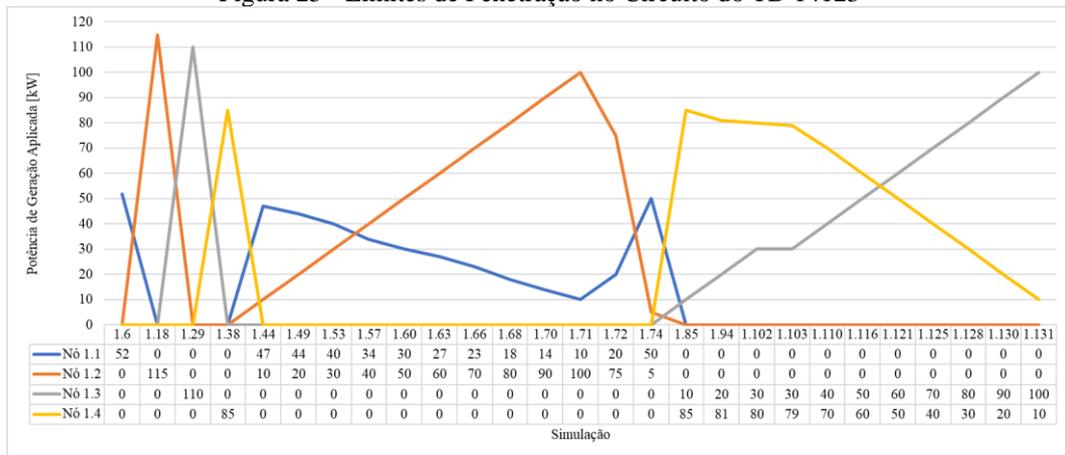
Por meio das simulações realizadas, pôde-se observar o comportamento dos circuitos em questão, avaliando-os quanto a qualidade de energia entregue aos consumidores, de acordo com os perfis de demanda e geração aplicados aos pontos selecionados.

A Figura 25 mostra os limites de penetração, ou seja, as potências máximas admitidas no circuito do TD 14123 em função da tensão e fluxo reverso resultantes da inserção de unidades de geração distribuída em diferentes pontos, de acordo com o número da simulação realizada (eixo horizontal).

A

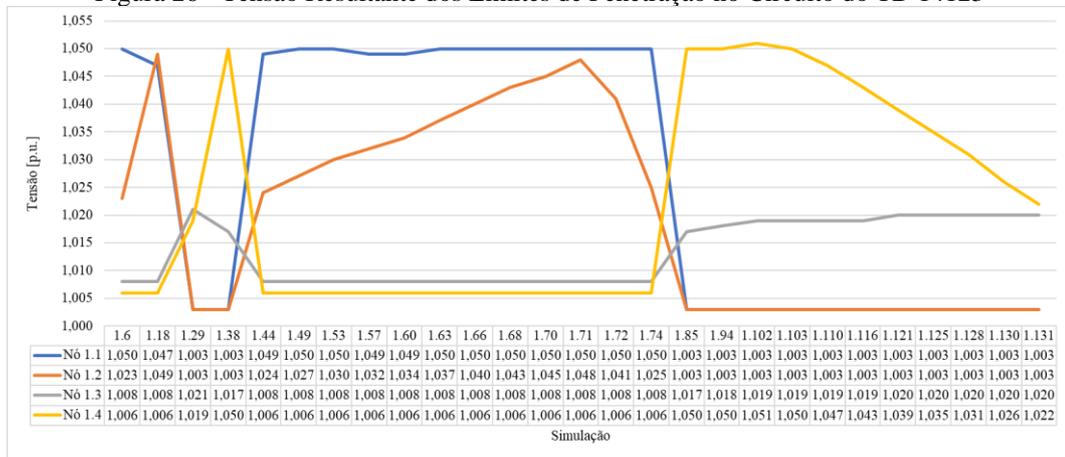
Figura 26 e a Figura 27 apresentam os valores de tensão e fluxo reverso respectivos a cada limite de penetração observado. Os resultados completos são apresentados nos Apêndices A ao G.

Figura 25 - Limites de Penetração no Circuito do TD 14123



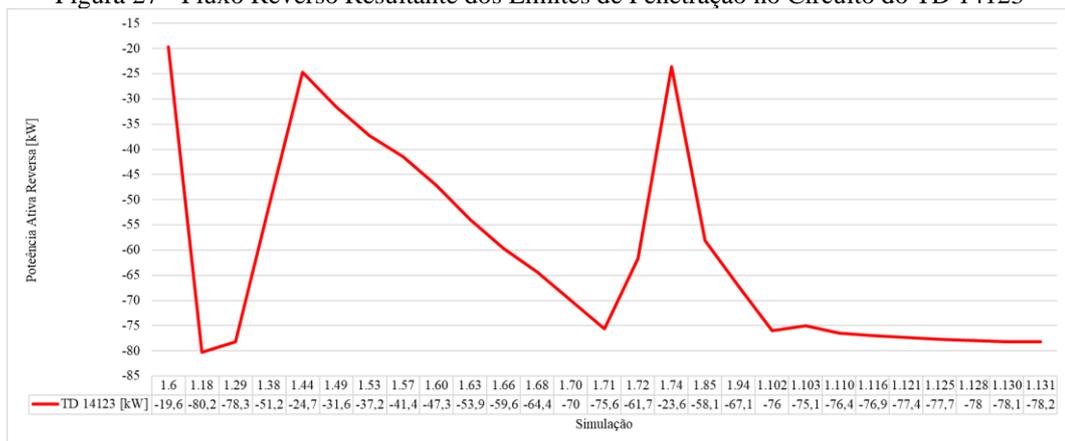
Fonte: do Autor

Figura 26 - Tensão Resultante dos Limites de Penetração no Circuito do TD 14123



Fonte: do Autor

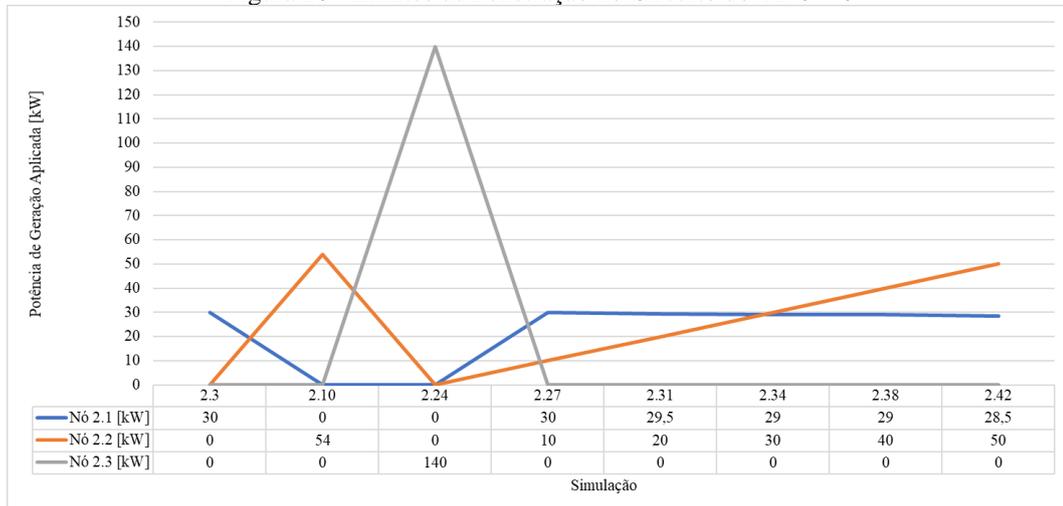
Figura 27 - Fluxo Reverso Resultante dos Limites de Penetração no Circuito do TD 14123



Fonte: do Autor

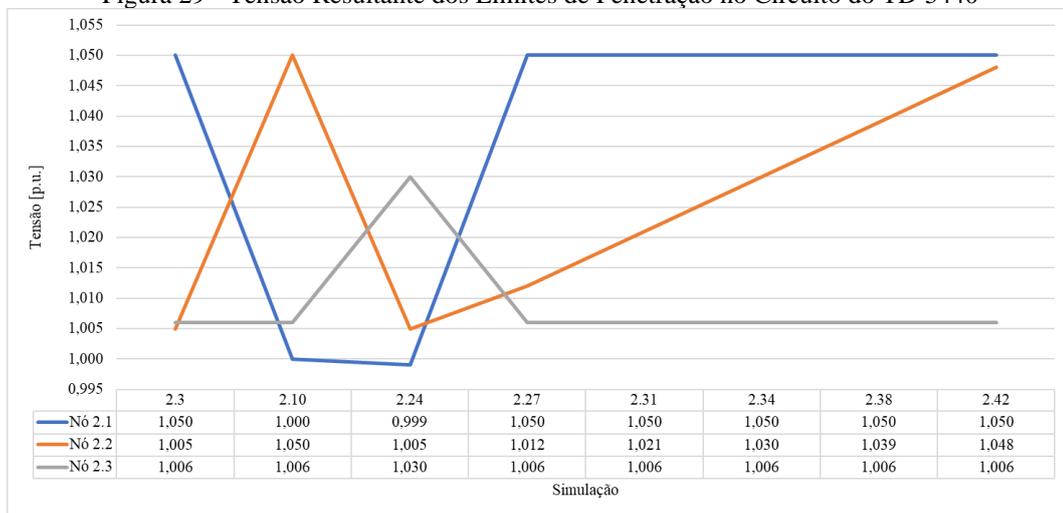
Da mesma forma que apresentado ao circuito do TD 14123, as figuras 28, 29 e 30 apresentam os valores encontrados para o circuito do TD 5440 e as figuras 31, 32 e 33, para o circuito do TD 8774.

Figura 28 - Limites de Penetração no Circuito do TD 5440



Fonte: do Autor

Figura 29 - Tensão Resultante dos Limites de Penetração no Circuito do TD 5440



Fonte: do Autor



Fonte: do Autor

Figura 33 - Fluxo Reverso Resultante dos Limites de Penetração no Circuito do TD 8774

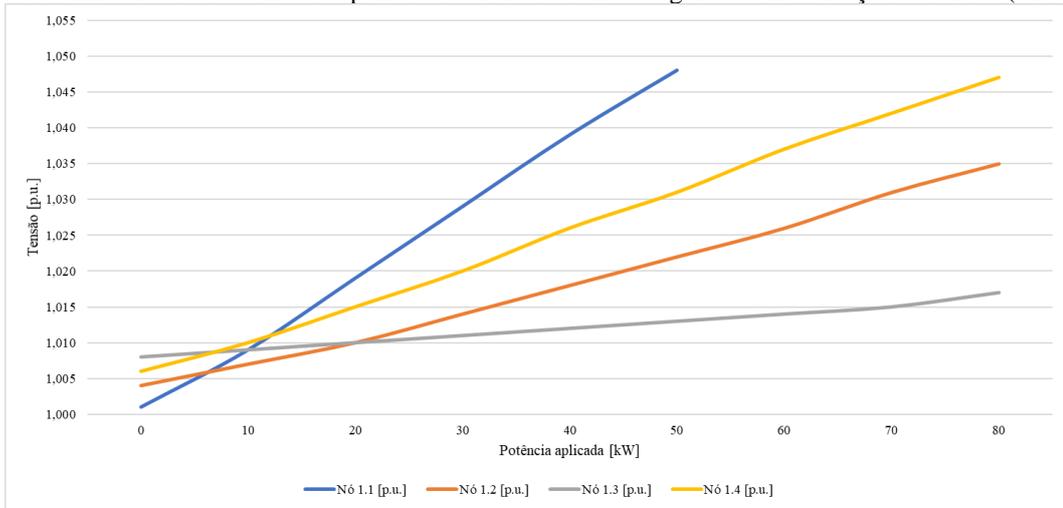


Fonte: do Autor

Com base nos valores máximos de penetração nota-se que as limitações quanto as potências suportadas por cada circuito estão principalmente relacionadas a distância à qual a unidade de geração está em relação ao transformador que a atende. Tomando por exemplo o circuito TD 8774, verifica-se que para o nó 3.1, situado a 219,32 metros do transformador, uma potência de geração de 30 kW (40% da potência nominal do transformador) já é capaz de impor uma tensão de 1,05 p.u. ao ponto de conexão, valor limite entre o considerado adequado e precário nos padrões de qualidade de energia da ANEEL, conforme Tabela 3.

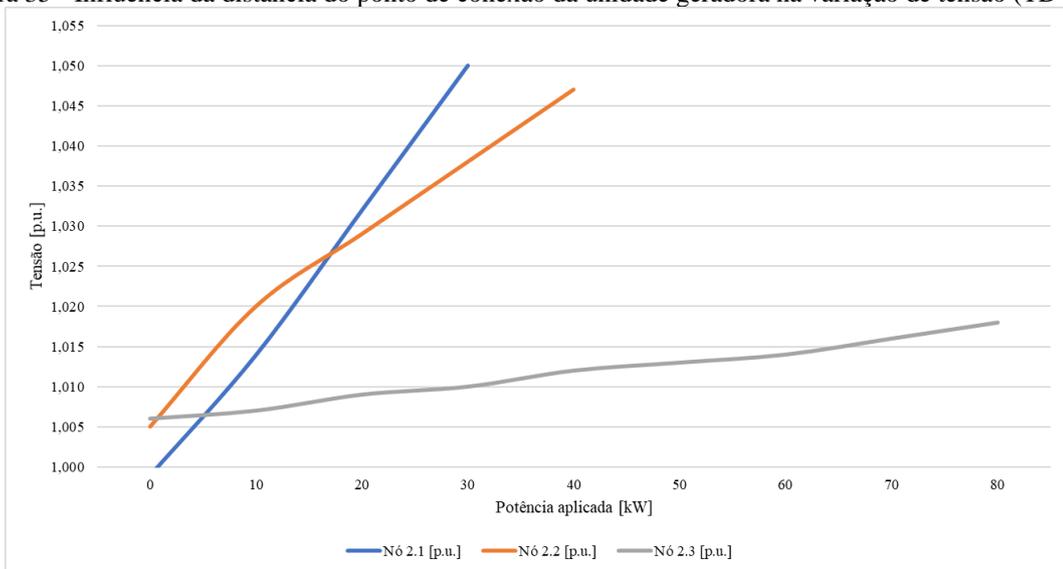
A Figura 34, a Figura 35 e a Figura 36 ilustram a influência da distância do ponto de conexão ao comparar a variação de tensão cada nó selecionado com base numa mesma potência de geração. A maior inclinação das curvas dos nós mais distantes ao transformador indicam a maior fragilidade desses pontos quanto a admissão de geração distribuída.

Figura 34 - Influência da distância do ponto de conexão da unidade geradora na variação de tensão (TD 14123)



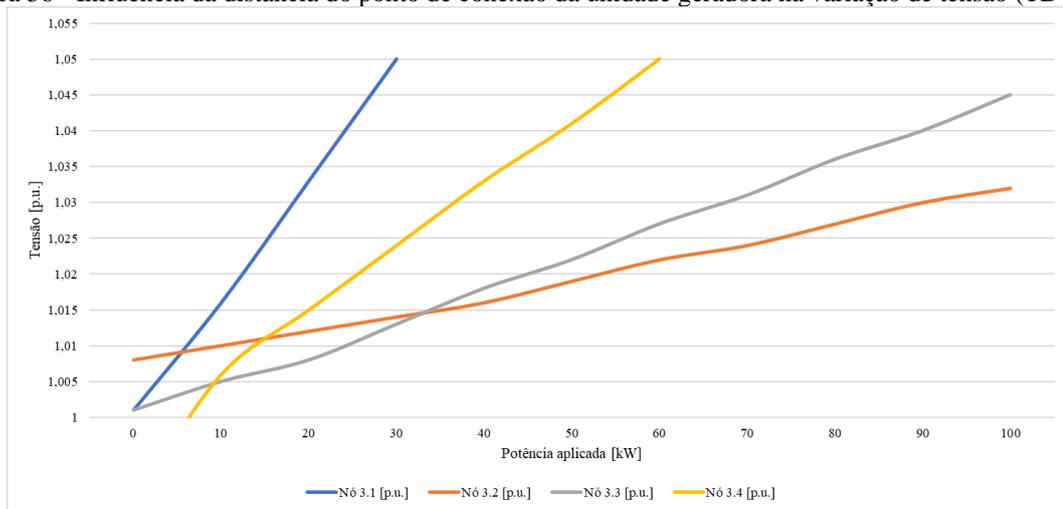
Fonte: do Autor

Figura 35 - Influência da distância do ponto de conexão da unidade geradora na variação de tensão (TD 5440)



Fonte: do Autor

Figura 36 - Influência da distância do ponto de conexão da unidade geradora na variação de tensão (TD 8774)



Fonte: do Autor

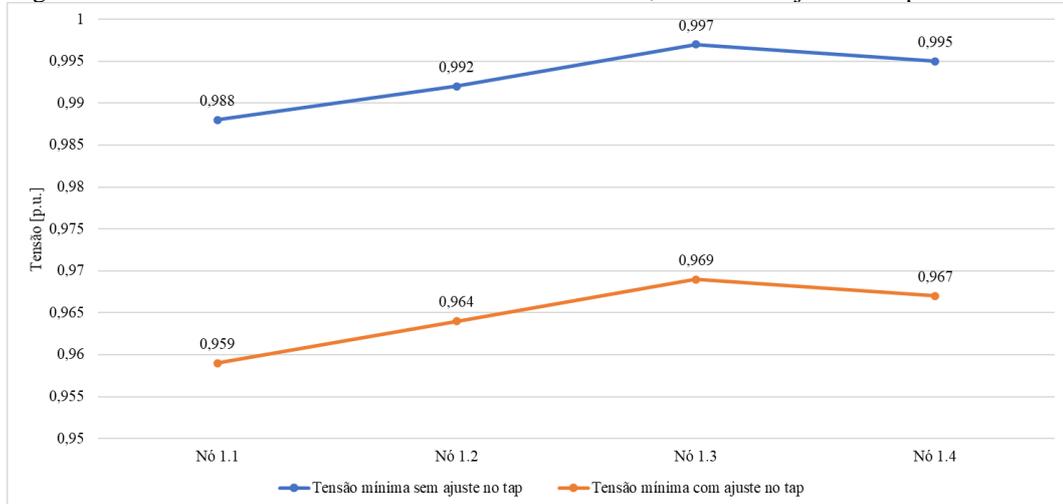
Para os casos de penetração de geração distribuída que acarretam tensões altas, uma possível medida a ser tomada é a inserção de mais transformadores ao circuito de distribuição, diminuindo a distância até o ponto de conexão das unidades geradoras. Porém, do ponto de vista econômico não é uma solução vantajosa, uma vez que os transformadores de distribuição são equipamentos relativamente caros.

Outra solução possível é o ajuste manual do *tap* dos transformadores de distribuição. Essa medida altera a ligação dos enrolamentos do transformador, permitindo que os níveis de tensão sejam regulados de acordo com a carga a ser atendida.

Apesar de ser uma solução prática, a alteração do *tap* do transformador em função da inserção de geração distribuída ao circuito pode causar tensões abaixo dos níveis desejados (subtensões). Esta ocorrência pode ser observada em casos que gerações de maior amplitude conectadas a rede não estão gerando o esperado, seja em função de dias chuvosos, nublados, ou ainda problemas referentes ao próprio sistema fotovoltaico. Caso o *tap* do transformador que atende a unidade geradora tenha sido alterado exclusivamente em função desta, em dias com pouca geração e maior consumo, a tensão mais baixa na saída do transformador aliada a queda de tensão no circuito, pode acarretar subtensões aos consumidores. Vale ressaltar ainda que a comutação de *taps* nos transformadores de distribuição não é automática como a dos transformadores presentes nas subestações de distribuição, que permitem o ajuste instantâneo da tensão. Outra ressalva é que os transformadores de distribuição nem sempre possuem ajuste de *taps*, implicando na busca de alternativas para garantir o acesso de unidade geradoras.

A Figura 37 exibe a diferença entre as tensões mínimas observadas com e sem o ajuste de *tap* do TD 14123. O ajuste foi realizado alterando a posição do *tap* de 13800V para 14200V, de acordo com a norma E-313.0019 (CELESC, 2019). As tensões mínimas observadas após o ajuste de *tap*, neste e nos demais circuitos selecionados para este trabalho, não excederam os padrões de qualidade exigidos pela ANEEL, mas exemplificam o comportamento do perfil de tensão dos circuitos, que pode se tornar prejudicial em outros casos, quando, por exemplo, os condutores apresentam maiores quedas de tensão, implicando em subtensões nos pontos mais distantes.

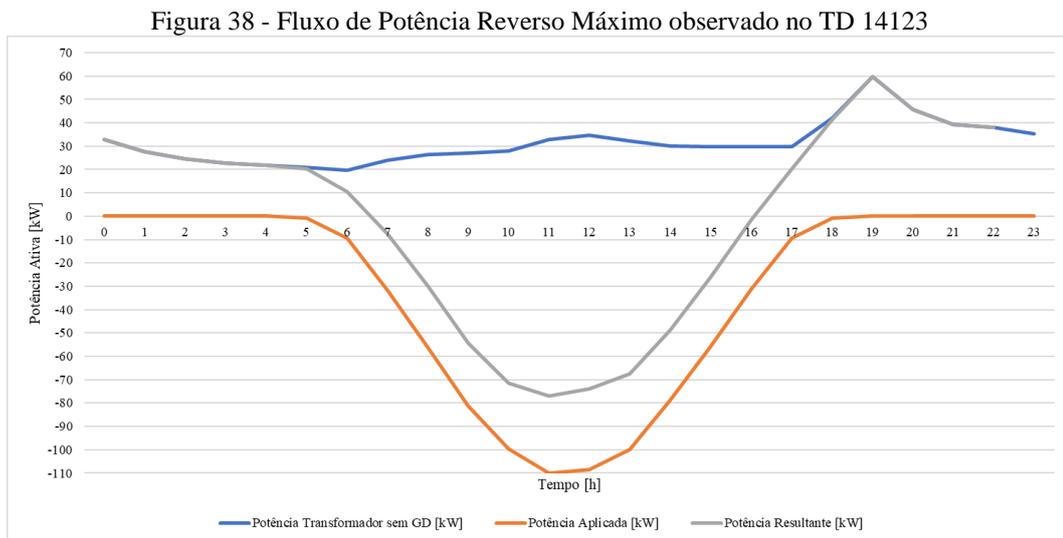
Figura 37 - Tensão mínima observada nos nós selecionados, com e sem ajuste no tap do TD 14123



Fonte: do Autor

Unidades geradoras próximas aos transformadores admitem sistemas de geração com potências maiores, não produzindo tensões nocivas aos equipamentos elétricos conectados ao sistema de distribuição secundário. A limitação do circuito por parte destes sistemas dá-se em função do fluxo reverso aplicado ao transformador de distribuição. No circuito do TD 14123, por exemplo, um somatório das potências das unidades geradoras inseridas de até 110 kW (146% da potência nominal do TD 14123) é suportado, em função da presença de consumo juntamente à geração. Porém, vale ressaltar que para este estudo, foram utilizadas curvas típicas de consumo para determinação dos valores limites de geração. Considerando que os consumos diários de cada unidade consumidora variam de acordo com a necessidade dos usuários, uma boa prática para casos reais seria evitar potências desta amplitude, de modo a preservar os transformadores de sobrecargas em fluxo reverso.

A Figura 38 ilustra o fluxo de potência observado no TD 14123 no caso da potência máxima admissível no circuito. É possível notar que devido ao comportamento tipicamente residencial do circuito, assim como os demais circuitos deste trabalho, a inserção de geração distribuída não acarreta diminuição significativa do carregamento do transformador nos horários de pico de demanda (18 as 20 horas), uma vez que a radiação solar neste horário já não é mais expressiva. Com isso, o que se observa é um aumento das perdas elétricas em função do aumento do fluxo de potência nos condutores durante os períodos de pouco consumo e maior geração, conforme observado na Figura 38. A fim de diminuir as perdas nos circuitos secundários de distribuição de energia, a geração distribuída deve ser limitada de modo que o fluxo de potência resultante seja o mais próximo de zero, durante os horários com a presença de radiação solar.

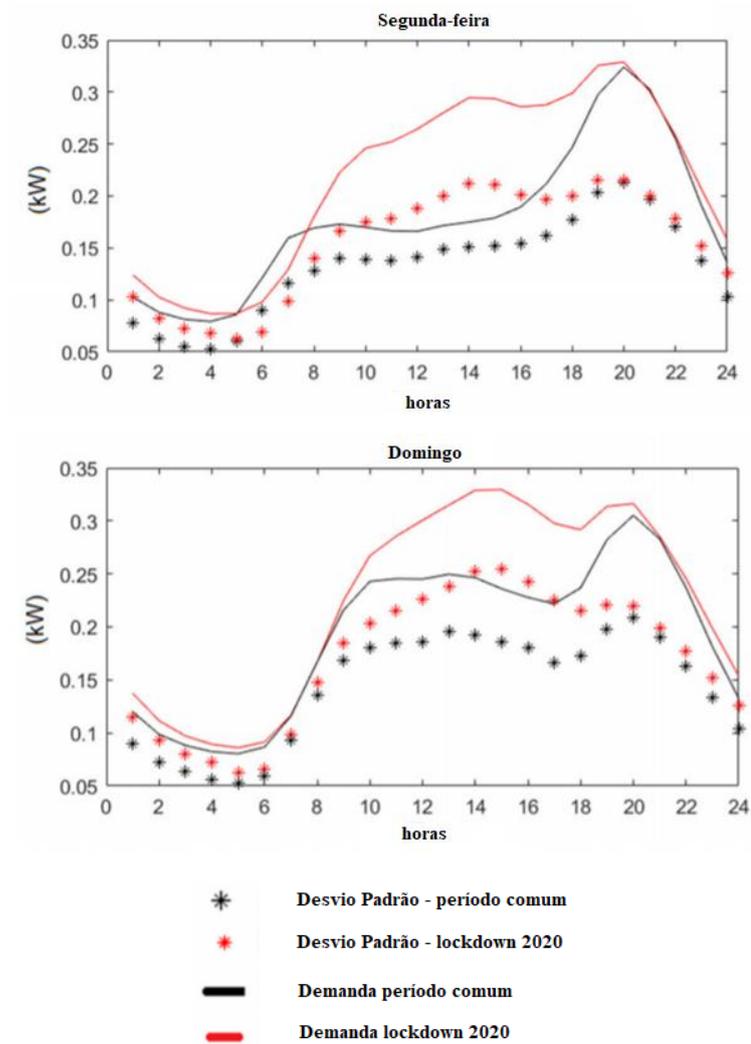


Fonte: do Autor

Atualmente, em função do cenário de pandemia, no qual muitos trabalhadores estão executando suas tarefas em *home office* é naturalmente esperada uma mudança no perfil de consumo de unidades residenciais, havendo um maior consumo durante o período das 7 às 17 horas. Com isso, pode-se prever uma diminuição das perdas introduzidas em função da GD durante esse período, tornando o cenário mais vantajoso a essa modalidade de geração de energia. A Figura 39 mostra a diferença na demanda de consumidores residenciais observada no período de *lockdown* na cidade de Basel, Suíça (BIELECKI, SKOCZKOWSKI, *et al.*, 2021). No Brasil ainda não foram desenvolvidos estudos referentes a esse tema, porém em

comparação com a Figura 17, nota-se a semelhança com o perfil de demanda dos consumidores brasileiros.

Figura 39 - Demanda residencial diária observada durante os períodos com e sem pandemia na cidade de Basel, Suíça



Fonte: (BIELECKI, SKOCZKOWSKI, *et al.*, 2021)

De acordo com a Figura 39, denota-se que, mesmo havendo aumento do consumo durante o período das 7 às 17 horas, o pico de demanda ainda se mantém entre 18 e 21 horas, momento no qual a geração distribuída de fonte solar não é capaz suprir a necessidade dos consumidores.

Com tudo, é notório ressaltar ainda que de acordo com a Resolução Normativa nº 482 (ANEEL, 2012), no âmbito das unidades geradoras conectadas à rede secundária de distribuição (microgerações), todas as alterações e reforços na rede de distribuição são realizadas por parte das concessionárias de energia. Dessa maneira, conforme o número de unidades geradoras aumentam, os custos de manutenção tendem a aumentar, implicando assim, na elevação do preço da energia fornecida a todos os consumidores, de modo a arcar com os gastos referentes a essas mudanças.

## 5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente trabalho teve por objetivo demonstrar os impactos da inserção de geração distribuída a redes de distribuição secundárias, de modo a contribuir com o planejamento e a manutenção do fornecimento de energia de qualidade aos consumidores, levando em consideração este novo cenário, no qual, os consumidores atuam de forma ativa contribuindo para o abastecimento elétrico do Brasil.

Por meio dos estudos aqui desenvolvidos, foi possível demonstrar que geradores solares conectados à rede de distribuição são capazes de alterar significativamente o perfil de tensão dos circuitos. Dessa forma, denota-se que é imprescindível avaliar cada nova geração que acessa a rede de baixa tensão secundária, de modo a mensurar os efeitos provenientes da conexão.

De acordo com o observado, a suscetibilidade de pontos de conexão mais distantes dos transformadores de distribuição é um dos maiores limitantes de conexão de geração distribuída. Nestes pontos, unidades geradoras mesmo que de pequeno porte, podem gerar tensões prejudiciais aos consumidores próximos, causando danos aos equipamentos elétricos.

Apresentou-se também a ocorrência de fluxo reverso nos transformadores de distribuição no caso de gerações de maior porte conectadas ao circuito. Tal evento aumenta a complexidade do dimensionamento correto dos componentes dos circuitos de baixa tensão secundária, uma vez que a não regularidade dos padrões de consumo e geração podem acarretar cenários ruins de qualidade de energia. Vale ressaltar também que, num panorama mais abrangente, levando em consideração os fluxos reversos de diversos circuitos de baixa tensão secundário conectados à rede de média tensão, os impactos observados neste estudo, podem estender-se a rede primária, elevando a dificuldade de manutenção e regulação deste segmento.

Assim, pode-se concluir que ainda existem muitos desafios a serem superados a fim de comportar a modalidade de geração distribuída ao sistema elétrico de distribuição brasileiro de maneira ordenada e segura, tendo em vista que os padrões adotados até hoje não parecem ser totalmente compatíveis com essa categoria de fornecimento de energia. Com isso, o desenvolvimento de mais estudos torna-se indispensável para melhor entendimento sobre o tema. Como sugestão para trabalhos futuros, recomenda-se:

- Análise do impacto de inserção de geração distribuída de fonte solar à rede primária de distribuição;

- Análise do impacto de inserção de geração distribuída de fonte solar a rede de baixa tensão secundária, englobando os impactos na rede de média tensão decorrentes do grande número de conexões;
- Desenvolvimento de *softwares* de análise completa dos circuitos, indicando limites de penetração de tensão e fluxo reverso em cada ponto do circuito;
- Análise econômica do impacto de grande número de geração distribuída ao circuito primário e secundário de distribuição.

## 6 REFERÊNCIAS

ABNT NBR 5440. **Transformadores para redes aéreas de distribuição — Requisitos**. ABNT. [S.l.], p. 52. 2014.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 414**. Agência Nacional de Energia Elétrica. [S.l.], p. 156. 2010.

ANEEL. **Resolução Normativa Nº 482**. Agência Nacional de Energia. [S.l.], p. 13. 2012.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Geração Distribuída**, 28 setembro 2015. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>>. Acesso em: maio 2019.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - Módulo 3 - Acesso ao Sistema de Distribuição**, 01 abril 2017. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/modulo-3>>. Acesso em: maio 2019.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Power BI Geração Distribuída ANEEL**, 2020. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoizjM4NjM0OWYtN2IwZS00YjVlLTllMjltN2E5MzBkN2ZlMzVkIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9>>. Acesso em: 03 Novembro 2020.

ANEEL. Regulação dos Serviços de Distribuição. **Site ANEEL**, 2020. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/regulacao-da-distribuicao>>. Acesso em: Novembro 2020.

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica**. Agência Nacional de Energia Elétrica. [S.l.], p. 88. 2021.

BASTOS, C. B. S. **Estudo Dos Impactos De Um Sistema Fotovoltaico Conectado À Rede Elétrica Utilizando Análise QSTS**, 2015. Disponível em: <<http://www.tede.udesc.br/bitstream/tede/1782/1/Camila%20Bianka%20Silva%20Bastos.pdf>>. Acesso em: maio 2019.

BIELECKI, S. et al. **Impact of the Lockdown during the COVID-19 Pandemic on Electricity Use by Residential Users**. Molecular Diversity Preservation International (MDPI). Basel, Polônia, p. 32. 2021.

BRITO, M. C.; SILVA, J. A. **Energia fotovoltaica: conversão de energia solar em electricidade**. Universidade de Lisboa. Lisboa, p. 7. 2006.

CARVALHO, A. L. C. D. **Metodologia para análise, caracterização e simulação de células fotovoltaicas**. Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte, p. 103. 2014.

CASTRO, N. J. D. et al. **Novos paradigmas tecnológicos e de consumo e seus impactos sobre o setor elétrico**. UFRJ. Rio de Janeiro, p. 17. 2013.

CELESC. **E-313.0019 - Transformadores Para Redes Aéreas de Distribuição**. Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. Florianópolis, p. 61. 2019.

EICHKOFF, H. **Método Para Determinação do Limite de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes Radiais de Distribuição**, 2018. Disponível em: <<http://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/download/177/177>>. Acesso em: maio 2019.

ELETROBRAS. **Manual de Procedimentos de Redes de Distribuição**. Eletrobras. Manaus, p. 78. 2012.

F.C. CHAN. **Electric Power Distribution Systems**. 3ª. ed. [S.l.]: [s.n.], 2016.

KERSTING, W. H. **Distribution System Modeling and Analysis**. 3ª. ed. [S.l.]: [s.n.], 2017.

LUCCHESI, F. **Análise Do Impacto Da Geração Distribuída Fotovoltaica Na Rede Elétrica Da Universidade Federal De Santa Maria**, 2018. Disponível em: <<http://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/73>>. Acesso em: maio 2019.

LUCIO, G. C. **A INFLUÊNCIA DA TEMPERATURA NAS IMPEDÂNCIAS DE SEQUÊNCIA DE CONDUTORES UTILIZADOS NA REDE PRIMÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO**. UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA JÚLIO DE MESQUITA FILHO. Guaratinguetá, p. 61. 2014.

MARQUES, F. **Impactos Da Expansão Da Geração Distribuída Nos Sistemas De Distribuição De Energia Elétrica**, 2017. Disponível em: <[http://www.proceedings.scielo.br/scielo.php?pid=MSC0000000022004000200004&script=sci\\_arttext](http://www.proceedings.scielo.br/scielo.php?pid=MSC0000000022004000200004&script=sci_arttext)>. Acesso em: Maio 2019.

MARQUES, T. C. **Uma Política Operativa a Usinas Individualizadas para o Planejamento da Operação Energética do Sistema Interligado Nacional**. Universidade Estadual de Campinas. São Paulo, p. 196. 2006.

MARTINS, V. A. **ANÁLISE DO POTENCIAL DE POLÍTICAS PÚBLICAS NA VIABILIDADE DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL**. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, p. 110. 2015.

MÜLLER, N. et al. **Energy Storage Sizing Strategy for Grid-Tied PV Plants under Power Clipping Limitations**. Department of Electrical and Electronic Engineering, University of Nottingham. Nottingham, p. 17. 2019.

NASCIMENTO, C. A. D. **Princípio de Funcionamento de Uma Célula Fotovoltaica**. Universidade Federal de Lavras. Lavras/MG, p. 21. 2004.

NERIS, A. Blog Aldo Solar. **Aldo Solar**, 2020. Disponível em: <<https://www.aldo.com.br/blog/geradores-zero-grid-viabilizam-um-novo-mercado-na-geracao-de-energia-solar/>>. Acesso em: Março 2021.

ONS. Sistema Interligado Nacional (SIN). **Operador Nacional do Sistema (ONS)**, 2019. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>>. Acesso em: 06 Novembro 2019.

PEREIRA, N. X. **Desafios E Perspectivas da Energia Solar Fotovoltaica No Brasil: Geração Distribuída vs Geração Centralizada**, 2019. Disponível em: <[https://repositorio.unesp.br/bitstream/handle/11449/181288/pereira\\_nx\\_me\\_soro.pdf?sequence=3&isAllowed=y](https://repositorio.unesp.br/bitstream/handle/11449/181288/pereira_nx_me_soro.pdf?sequence=3&isAllowed=y)>. Acesso em: maio 2019.

PORTAL ENERGIA - ENERGIAS RENOVÁVEIS. Portal Energia - Energias Renováveis. **Portal Energia - Energias Renováveis**, 2020. Disponível em: <<https://www.portal-energia.com/precos-paineis-solares-148225/>>. Acesso em: 26 Março 2021.

PRIEB, C. W. M. **Desenvolvimento de Um Sistema de Ensaio de Módulos Fotovoltaicos**. Univesidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre, p. 67. 2002.

QUEIROZ, L. G. D. **Análise regulatória de alternativas para distribuição de energia elétrica na rede primária em áreas urbanas**. Universidade Salvador. Salvador, p. 167. 2003.

REN21. Renewables 2020 Global Status Report. **REN21 Renewables Now**, 2020. Disponível em: <<https://www.ren21.net/gsr-2020/>>. Acesso em: 12 Fevereiro 2021.

RODRIGUES, A. O. **Regulamentação e Incentivos da Geração Distribuída Fotovoltaica no Brasil: Situação Atual e Perspectivas**. Universidade Federal do Ceará. Fortaleza, p. 74. 2019.

ROSA, A. R. O. D.; GASPARIN, F. P. PANORAMA DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO BRASIL. **Revista Brasileira de Energia Solar**, p. 8, Dezembro 2016.

SALGADO, R. **Introdução aos Sistemas de Energia Elétrica**. Florianópolis: [s.n.], 2016.

SANTANA, F. S. **PROJETO DE UM SISTEMA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA PARA A UFRJ**. Univesidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, p. 116. 2014.

SEVERINO, M. M. **Avaliação Técnico-Ecônômica de Um Sistema Híbrido de Geração Distribuída Para Atendimento a Comunidades Isoladas da Amazônia**. Universidade de Brasília. Brasília, p. 358. 2008.

SHAYANI, R. **Método Para Determinação do Limite de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes Radiais de Distribuição**, 2018. Disponível em: <[http://repositorio.unb.br/bitstream/10482/7117/1/2010\\_RafaelAmaralShayani.pdf](http://repositorio.unb.br/bitstream/10482/7117/1/2010_RafaelAmaralShayani.pdf)>. Acesso em: maio 2019.

SOUZA, J. P. D. Oversizing e clipping nos sistemas fotovoltaicos. **Canal Solar**, 2019. Disponível em: <[https://canalsolar.com.br/oversizing-e-clipping-nos-sistemas-fotovoltaicos/?gclid=CjwKCAjwu5CDBhB9EiwA0w6sLUAnOsUo\\_rY39wRAh9PjYOVvwy s-JJECOmjlYc3AmOlXcf6qP\\_yiGBoCF1MQAvD\\_BwE](https://canalsolar.com.br/oversizing-e-clipping-nos-sistemas-fotovoltaicos/?gclid=CjwKCAjwu5CDBhB9EiwA0w6sLUAnOsUo_rY39wRAh9PjYOVvwy s-JJECOmjlYc3AmOlXcf6qP_yiGBoCF1MQAvD_BwE)>. Acesso em: Março 2021.

ZANETTI NETO, G.; COSTA, W. T. D.; VASCONCELOS, V. B. A RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482/2012 DA ANEEL: POSSIBILIDADES E ENTRAVES PARA A MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA. **Revista Brasileira de Energia Solar**, p. 9, Dezembro 2014.

ZILLE, R. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. 1ª. ed. São Paulo: Oficina de Textos, v. 1, 2012.

### Apêndice A – Tabela legenda para os apêndices

<b>Legenda</b>	
<b>PA [kW]</b>	Potência Ativa Aplicada
<b>P-max [kW]</b>	Potência Ativa Máxima em Fluxo Reverso
<b>P+max [kW]</b>	Potência Ativa Máxima em Fluxo Normal
<b>TMinDU [pu]</b>	Tensão Mínima em dia Útil
<b>TMaxDU [pu]</b>	Tensão Máxima em dia Útil
<b>TMinFDS [pu]</b>	Tensão Mínima em dia Final de Semana
<b>TMaxFDS [pu]</b>	Tensão Máxima em dia Final de Semana

### Apêndice B – Código de cores para os valores de tensão encontrados

<b>Código de cores</b>	
	Tensão entre 0,96 pu e 1,04 pu
	Tensão entre 1,04 pu e 1,049 pu ou 0,959 pu e 0,921 pu
	Tensão igual a 1,05 pu
	Tensão entre 1,051 pu e 1,06 pu ou 0,87 pu e 0,92 pu
	Tensão superior a 1,06 pu ou inferior a 0,87 pu

### Apêndice C – Tabelas de simulações

Tabela 4 - Potência aplicada a cada ponto do circuito do TD 14123

<b>SIMULAÇÃO</b>	<b>NÓ 1.1</b>	<b>NÓ 1.2</b>	<b>NÓ 1.3</b>	<b>NÓ 1.4</b>
1.0	0	0	0	0
1.1	10	0	0	0
1.2	20	0	0	0
1.3	30	0	0	0
1.4	40	0	0	0
1.5	50	0	0	0
1.6	52	0	0	0
1.7	0	10	0	0
1.8	0	20	0	0
1.9	0	30	0	0
1.10	0	40	0	0
1.11	0	50	0	0
1.12	0	60	0	0
1.13	0	70	0	0
1.14	0	80	0	0
1.15	0	90	0	0
1.16	0	100	0	0
1.17	0	110	0	0
1.18	0	115	0	0
1.19	0	0	10	0
1.20	0	0	20	0
1.21	0	0	30	0
1.22	0	0	40	0
1.23	0	0	50	0
1.24	0	0	60	0
1.25	0	0	70	0
1.26	0	0	80	0
1.27	0	0	90	0
1.28	0	0	100	0
1.29	0	0	110	0
1.30	0	0	0	10
1.31	0	0	0	20
1.32	0	0	0	30
1.33	0	0	0	40
1.34	0	0	0	50
1.35	0	0	0	60
1.36	0	0	0	70
1.37	0	0	0	80
1.38	0	0	0	85
1.39	10	10	0	0
1.40	20	10	0	0

1.41	30	10	0	0
1.42	40	10	0	0
1.43	45	10	0	0
1.44	47	10	0	0
1.45	10	20	0	0
1.46	20	20	0	0
1.47	30	20	0	0
1.48	40	20	0	0
1.49	44	20	0	0
1.50	10	30	0	0
1.51	20	30	0	0
1.52	30	30	0	0
1.53	40	30	0	0
1.54	10	40	0	0
1.55	20	40	0	0
1.56	30	40	0	0
1.57	34	40	0	0
1.58	10	50	0	0
1.59	20	50	0	0
1.60	30	50	0	0
1.61	10	60	0	0
1.62	20	60	0	0
1.63	27	60	0	0
1.64	10	70	0	0
1.65	20	70	0	0
1.66	23	70	0	0
1.67	10	80	0	0
1.68	18	80	0	0
1.69	10	90	0	0
1.70	14	90	0	0
1.71	10	100	0	0
1.72	20	75	0	0
1.73	50	10	0	0
1.74	50	5	0	0
1.75	0	0	10	10
1.76	0	0	10	20
1.77	0	0	10	30
1.78	0	0	10	40
1.79	0	0	10	50
1.80	0	0	10	60
1.81	0	0	10	70
1.82	0	0	10	80
1.83	0	0	10	83
1.84	0	0	10	84
1.85	0	0	10	85
1.86	0	0	20	10
1.87	0	0	20	20

<b>1.88</b>	0	0	20	30
<b>1.89</b>	0	0	20	40
<b>1.90</b>	0	0	20	50
<b>1.91</b>	0	0	20	60
<b>1.92</b>	0	0	20	70
<b>1.93</b>	0	0	20	80
<b>1.94</b>	0	0	20	81
<b>1.95</b>	0	0	30	10
<b>1.96</b>	0	0	30	20
<b>1.97</b>	0	0	30	30
<b>1.98</b>	0	0	30	40
<b>1.99</b>	0	0	30	50
<b>1.100</b>	0	0	30	60
<b>1.101</b>	0	0	30	70
<b>1.102</b>	0	0	30	80
<b>1.103</b>	0	0	30	79
<b>1.104</b>	0	0	40	10
<b>1.105</b>	0	0	40	20
<b>1.106</b>	0	0	40	30
<b>1.107</b>	0	0	40	40
<b>1.108</b>	0	0	40	50
<b>1.109</b>	0	0	40	60
<b>1.110</b>	0	0	40	70
<b>1.111</b>	0	0	50	10
<b>1.112</b>	0	0	50	20
<b>1.113</b>	0	0	50	30
<b>1.114</b>	0	0	50	40
<b>1.115</b>	0	0	50	50
<b>1.116</b>	0	0	50	60
<b>1.117</b>	0	0	60	10
<b>1.118</b>	0	0	60	20
<b>1.119</b>	0	0	60	30
<b>1.120</b>	0	0	60	40
<b>1.121</b>	0	0	60	50
<b>1.122</b>	0	0	70	10
<b>1.123</b>	0	0	70	20
<b>1.124</b>	0	0	70	30
<b>1.125</b>	0	0	70	40
<b>1.126</b>	0	0	80	10
<b>1.127</b>	0	0	80	20
<b>1.128</b>	0	0	80	30
<b>1.129</b>	0	0	90	10
<b>1.130</b>	0	0	90	20
<b>1.131</b>	0	0	100	10

Tabela 5 – Potência aplicada a cada ponto do circuito do TD 5440

<b>SIMULAÇÃO</b>	<b>NÓ 2.1</b>	<b>NÓ 2.2</b>	<b>NÓ 2.3</b>
2.0	0	0	0
2.1	10	0	0
2.2	20	0	0
2.3	30	0	0
2.4	0	10	0
2.5	0	20	0
2.6	0	30	0
2.7	0	40	0
2.8	0	50	0
2.9	0	52	0
2.10	0	54	0
2.11	0	0	10
2.12	0	0	20
2.13	0	0	30
2.14	0	0	40
2.15	0	0	50
2.16	0	0	60
2.17	0	0	70
2.18	0	0	80
2.19	0	0	90
2.20	0	0	100
2.21	0	0	110
2.22	0	0	120
2.23	0	0	130
2.24	0	0	140
2.25	10	10	0
2.26	20	10	0
2.27	30	10	0
2.28	10	20	0
2.29	20	20	0
2.30	30	20	0
2.31	29,5	20	0
2.32	10	30	0
2.33	20	30	0
2.34	29	30	0
2.35	10	40	0
2.36	20	40	0
2.37	28	40	0
2.38	29	40	0
2.39	10	50	0
2.40	20	50	0
2.41	28	50	0
2.42	28,5	50	0

Tabela 6 – Potência aplicada a cada ponto do circuito do TD 8774

<b>SIMULAÇÃO</b>	<b>NÓ 3.1</b>	<b>NÓ 3.2</b>	<b>NÓ 3.3</b>	<b>NÓ 3.4</b>
3.0	0	0	0	0
3.1	10	0	0	0
3.2	20	0	0	0
3.3	30	0	0	0
3.4	0	10	0	0
3.5	0	20	0	0
3.6	0	30	0	0
3.7	0	40	0	0
3.8	0	50	0	0
3.9	0	60	0	0
3.10	0	70	0	0
3.11	0	80	0	0
3.12	0	90	0	0
3.13	0	100	0	0
3.14	0	103	0	0
3.15	0	0	10	0
3.16	0	0	20	0
3.17	0	0	30	0
3.18	0	0	40	0
3.19	0	0	50	0
3.20	0	0	60	0
3.21	0	0	70	0
3.22	0	0	80	0
3.23	0	0	90	0
3.24	0	0	100	0
3.25	0	0	104	0
3.26	0	0	0	10
3.27	0	0	0	20
3.28	0	0	0	30
3.29	0	0	0	40
3.30	0	0	0	50
3.31	0	0	0	60
3.32	0	0	10	10
3.33	0	0	10	20
3.34	0	0	10	30
3.35	0	0	10	40
3.36	0	0	10	50
3.37	0	0	10	55
3.38	0	0	20	10
3.39	0	0	20	20
3.40	0	0	20	30
3.41	0	0	20	40
3.42	0	0	20	50
3.43	0	0	30	10
3.44	0	0	30	20

3.45	0	0	30	30
3.46	0	0	30	40
3.47	0	0	30	42
3.48	0	0	30	44
3.49	0	0	30	45
3.50	0	0	40	10
3.51	0	0	40	20
3.52	0	0	40	30
3.53	0	0	40	40
3.54	0	0	50	10
3.55	0	0	50	20
3.56	0	0	50	30
3.57	0	0	50	32
3.58	0	0	50	34
3.59	0	0	50	35
3.60	0	0	60	10
3.61	0	0	60	20
3.62	0	0	60	30
3.63	0	0	70	10
3.64	0	0	70	20
3.65	0	0	70	25
3.66	0	0	80	10
3.67	0	0	80	20
3.68	0	0	90	10
3.69	0	0	90	15
3.70	0	0	100	10
3.71	10	10	0	0
3.72	20	10	0	0
3.73	25	10	0	0
3.74	27	10	0	0
3.75	28	10	0	0
3.76	10	20	0	0
3.77	20	20	0	0
3.78	25	20	0	0
3.79	26	20	0	0
3.80	26,5	20	0	0
3.81	10	30	0	0
3.82	20	30	0	0
3.83	25	30	0	0
3.84	10	40	0	0
3.85	20	40	0	0
3.86	23	40	0	0
3.87	23,5	40	0	0
3.88	10	50	0	0
3.89	20	50	0	0
3.90	21,5	50	0	0
3.91	10	60	0	0

<b>3.92</b>	20	60	0	0
<b>3.93</b>	10	70	0	0
<b>3.94</b>	18	70	0	0
<b>3.95</b>	18,5	70	0	0
<b>3.96</b>	10	80	0	0
<b>3.97</b>	15	80	0	0
<b>3.98</b>	16	80	0	0
<b>3.99</b>	17	80	0	0
<b>3.100</b>	10	90	0	0
<b>3.101</b>	15	90	0	0

## Apêndice D – Valores de tensão obtidos para o circuito TD 14123

Tabela 7 - Valores de tensão máximos e mínimos em dias úteis e finais de semana obtidos para o nó 1.1

<b>SIMULAÇÃO</b>	<b>TMinDU [pu]</b>	<b>TMaxDU [pu]</b>	<b>TMinFDS [pu]</b>	<b>TMaxFDS [pu]</b>
1.0	0,988	1,003	0,991	1,001
1.19	0,988	1,003	0,991	1,001
1.20	0,988	1,003	0,991	1,001
1.21	0,988	1,003	0,991	1,001
1.22	0,988	1,003	0,991	1,001
1.23	0,988	1,003	0,991	1,001
1.24	0,988	1,003	0,991	1,001
1.25	0,988	1,003	0,991	1,001
1.26	0,988	1,003	0,991	1,001
1.27	0,988	1,003	0,991	1,001
1.28	0,988	1,003	0,991	1,001
1.29	0,988	1,003	0,991	1,001
1.30	0,988	1,003	0,991	1,001
1.31	0,988	1,003	0,991	1,001
1.32	0,988	1,003	0,991	1,001
1.33	0,988	1,003	0,991	1,001
1.34	0,988	1,003	0,991	1,001
1.35	0,988	1,003	0,991	1,001
1.36	0,988	1,003	0,991	1,001
1.37	0,988	1,003	0,991	1,001
1.38	0,988	1,003	0,991	1,001
1.75	0,988	1,003	0,991	1,001
1.76	0,988	1,003	0,991	1,001
1.77	0,988	1,003	0,991	1,001
1.78	0,988	1,003	0,991	1,001
1.79	0,988	1,003	0,991	1,001
1.80	0,988	1,003	0,991	1,001
1.81	0,988	1,003	0,991	1,001
1.82	0,988	1,003	0,991	1,001
1.83	0,988	1,003	0,991	1,001
1.84	0,988	1,003	0,991	1,001
1.85	0,988	1,003	0,991	1,001
1.86	0,988	1,003	0,991	1,001
1.87	0,988	1,003	0,991	1,001
1.88	0,988	1,003	0,991	1,001
1.89	0,988	1,003	0,991	1,001
1.90	0,988	1,003	0,991	1,001
1.91	0,988	1,003	0,991	1,001
1.92	0,988	1,003	0,991	1,001
1.93	0,988	1,003	0,991	1,001
1.94	0,988	1,003	0,991	1,001
1.95	0,988	1,003	0,991	1,001
1.96	0,988	1,003	0,991	1,001
1.97	0,988	1,003	0,991	1,001
1.98	0,988	1,003	0,991	1,001
1.99	0,988	1,003	0,991	1,001

1.100	0,988	1,003	0,991	1,001
1.101	0,988	1,003	0,991	1,001
1.102	0,988	1,003	0,991	1,001
1.103	0,988	1,003	0,991	1,001
1.104	0,988	1,003	0,991	1,001
1.105	0,988	1,003	0,991	1,001
1.106	0,988	1,003	0,991	1,001
1.107	0,988	1,003	0,991	1,001
1.108	0,988	1,003	0,991	1,001
1.109	0,988	1,003	0,991	1,001
1.110	0,988	1,003	0,991	1,001
1.111	0,988	1,003	0,991	1,001
1.112	0,988	1,003	0,991	1,001
1.113	0,988	1,003	0,991	1,001
1.114	0,988	1,003	0,991	1,001
1.115	0,988	1,003	0,991	1,001
1.116	0,988	1,003	0,991	1,001
1.117	0,988	1,003	0,991	1,001
1.118	0,988	1,003	0,991	1,001
1.119	0,988	1,003	0,991	1,001
1.120	0,988	1,003	0,991	1,001
1.121	0,988	1,003	0,991	1,001
1.122	0,988	1,003	0,991	1,001
1.123	0,988	1,003	0,991	1,001
1.124	0,988	1,003	0,991	1,001
1.125	0,988	1,003	0,991	1,001
1.126	0,988	1,003	0,991	1,001
1.127	0,988	1,003	0,991	1,001
1.128	0,988	1,003	0,991	1,001
1.129	0,988	1,003	0,991	1,001
1.130	0,988	1,003	0,991	1,001
1.131	0,988	1,003	0,991	1,001
1.7	0,988	1,005	0,991	1,005
1.1	0,988	1,008	0,991	1,008
1.8	0,988	1,008	0,991	1,009
1.9	0,988	1,011	0,991	1,011
1.39	0,988	1,012	0,991	1,013
1.10	0,988	1,015	0,991	1,015
1.45	0,988	1,017	0,991	1,017
1.2	0,988	1,018	0,991	1,019
1.11	0,988	1,020	0,991	1,020
1.50	0,988	1,021	0,991	1,021
1.40	0,988	1,022	0,991	1,023
1.12	0,988	1,024	0,991	1,024
1.54	0,988	1,025	0,991	1,026
1.46	0,988	1,027	0,991	1,027
1.3	0,988	1,028	0,991	1,028
1.13	0,988	1,028	0,991	1,029
1.58	0,988	1,029	0,991	1,030
1.51	0,988	1,031	0,991	1,031
1.14	0,988	1,032	0,991	1,032

1.41	0,988	1,032	0,991	1,033
1.61	0,988	1,034	0,991	1,034
1.55	0,988	1,035	0,991	1,036
1.15	0,988	1,036	0,991	1,036
1.47	0,988	1,037	0,991	1,037
1.4	0,988	1,038	0,991	1,038
1.64	0,988	1,038	0,991	1,039
1.59	0,988	1,039	0,991	1,040
1.16	0,988	1,041	0,991	1,041
1.52	0,988	1,041	0,991	1,041
1.42	0,988	1,042	0,991	1,042
1.67	0,988	1,042	0,991	1,043
1.62	0,988	1,043	0,991	1,043
1.17	0,988	1,045	0,991	1,045
1.56	0,988	1,045	0,991	1,046
1.48	0,988	1,046	0,991	1,046
1.69	0,988	1,046	0,991	1,046
1.18	0,988	1,047	0,991	1,047
1.43	0,988	1,047	0,991	1,047
1.65	0,988	1,047	0,991	1,048
1.5	0,988	1,048	0,991	1,048
1.44	0,988	1,049	0,991	1,050
1.57	0,988	1,049	0,991	1,050
1.60	0,988	1,049	0,991	1,050
1.6	0,988	1,050	0,991	1,050
1.49	0,988	1,050	0,991	1,050
1.53	0,988	1,050	0,991	1,050
1.63	0,988	1,050	0,991	1,050
1.66	0,988	1,050	0,991	1,050
1.68	0,988	1,050	0,991	1,050
1.70	0,988	1,050	0,991	1,050
1.71	0,988	1,050	0,991	1,050
1.72	0,988	1,050	0,991	1,050
1.74	0,988	1,050	0,991	1,050
1.73	0,988	1,051	0,991	1,051

Tabela 8 - Valores de tensão máximos e mínimos em dias úteis e finais de semana obtidos para o nó 1.2

<b>SIMULAÇÃO</b>	<b>TMinDU [pu]</b>	<b>TMaxDU [pu]</b>	<b>TMinFDS [pu]</b>	<b>TMaxFDS [pu]</b>
1.0	0,992	1,004	0,993	1,003
1.19	0,992	1,004	0,993	1,003
1.20	0,992	1,004	0,993	1,003
1.21	0,992	1,004	0,993	1,003
1.22	0,992	1,004	0,993	1,003
1.23	0,992	1,004	0,993	1,003
1.24	0,992	1,004	0,993	1,003
1.25	0,992	1,004	0,993	1,003
1.26	0,992	1,004	0,993	1,003
1.27	0,992	1,004	0,993	1,003
1.28	0,992	1,004	0,993	1,003
1.29	0,992	1,004	0,993	1,003
1.30	0,992	1,004	0,993	1,003
1.31	0,992	1,004	0,993	1,003
1.32	0,992	1,004	0,993	1,003
1.33	0,992	1,004	0,993	1,003
1.34	0,992	1,004	0,993	1,003
1.35	0,992	1,004	0,993	1,003
1.36	0,992	1,004	0,993	1,003
1.37	0,992	1,004	0,993	1,003
1.38	0,992	1,004	0,993	1,003
1.75	0,992	1,004	0,993	1,003
1.76	0,992	1,004	0,993	1,003
1.77	0,992	1,004	0,993	1,003
1.78	0,992	1,004	0,993	1,003
1.79	0,992	1,004	0,993	1,003
1.80	0,992	1,004	0,993	1,003
1.81	0,992	1,004	0,993	1,003
1.82	0,992	1,004	0,993	1,003
1.83	0,992	1,004	0,993	1,003
1.84	0,992	1,004	0,993	1,003
1.85	0,992	1,004	0,993	1,003
1.86	0,992	1,004	0,993	1,003
1.87	0,992	1,004	0,993	1,003
1.88	0,992	1,004	0,993	1,003
1.89	0,992	1,004	0,993	1,003
1.90	0,992	1,004	0,993	1,003
1.91	0,992	1,004	0,993	1,003
1.92	0,992	1,004	0,993	1,003
1.93	0,992	1,004	0,993	1,003
1.94	0,992	1,004	0,993	1,003
1.95	0,992	1,004	0,993	1,003
1.96	0,992	1,004	0,993	1,003
1.97	0,992	1,004	0,993	1,003
1.98	0,992	1,004	0,993	1,003
1.99	0,992	1,004	0,993	1,003
1.100	0,992	1,004	0,993	1,003
1.101	0,992	1,004	0,993	1,003
1.102	0,992	1,004	0,993	1,003

1.103	0,992	1,004	0,993	1,003
1.104	0,992	1,004	0,993	1,003
1.105	0,992	1,004	0,993	1,003
1.106	0,992	1,004	0,993	1,003
1.107	0,992	1,004	0,993	1,003
1.108	0,992	1,004	0,993	1,003
1.109	0,992	1,004	0,993	1,003
1.110	0,992	1,004	0,993	1,003
1.111	0,992	1,004	0,993	1,003
1.112	0,992	1,004	0,993	1,003
1.113	0,992	1,004	0,993	1,003
1.114	0,992	1,004	0,993	1,003
1.115	0,992	1,004	0,993	1,003
1.116	0,992	1,004	0,993	1,003
1.117	0,992	1,004	0,993	1,003
1.118	0,992	1,004	0,993	1,003
1.119	0,992	1,004	0,993	1,003
1.120	0,992	1,004	0,993	1,003
1.121	0,992	1,004	0,993	1,003
1.122	0,992	1,004	0,993	1,003
1.123	0,992	1,004	0,993	1,003
1.124	0,992	1,004	0,993	1,003
1.125	0,992	1,004	0,993	1,003
1.126	0,992	1,004	0,993	1,003
1.127	0,992	1,004	0,993	1,003
1.128	0,992	1,004	0,993	1,003
1.129	0,992	1,004	0,993	1,003
1.130	0,992	1,004	0,993	1,003
1.131	0,992	1,004	0,993	1,003
1.1	0,992	1,007	0,993	1,007
1.7	0,992	1,007	0,993	1,007
1.2	0,992	1,010	0,993	1,010
1.8	0,992	1,010	0,993	1,010
1.39	0,992	1,010	0,993	1,010
1.3	0,992	1,013	0,993	1,013
1.40	0,992	1,013	0,993	1,013
1.45	0,992	1,013	0,993	1,013
1.9	0,992	1,014	0,993	1,014
1.4	0,992	1,017	0,993	1,017
1.41	0,992	1,017	0,993	1,018
1.46	0,992	1,017	0,993	1,018
1.50	0,992	1,017	0,993	1,018
1.10	0,992	1,018	0,993	1,018
1.42	0,992	1,021	0,993	1,021
1.5	0,992	1,022	0,993	1,022
1.6	0,992	1,022	0,993	1,022
1.11	0,992	1,022	0,993	1,022
1.47	0,992	1,022	0,993	1,022
1.51	0,992	1,022	0,993	1,022
1.54	0,992	1,022	0,993	1,023
1.43	0,992	1,023	0,993	1,023

1.44	0,992	1,024	0,993	1,024
1.74	0,992	1,024	0,993	1,025
1.73	0,992	1,025	0,993	1,026
1.12	0,992	1,026	0,993	1,026
1.48	0,992	1,026	0,993	1,026
1.52	0,992	1,026	0,993	1,026
1.55	0,992	1,026	0,993	1,026
1.58	0,992	1,026	0,993	1,026
1.49	0,992	1,027	0,993	1,027
1.53	0,992	1,030	0,993	1,030
1.56	0,992	1,030	0,993	1,030
1.59	0,992	1,030	0,993	1,030
1.61	0,992	1,030	0,993	1,030
1.13	0,992	1,031	0,993	1,031
1.57	0,992	1,032	0,993	1,032
1.60	0,992	1,034	0,993	1,034
1.62	0,992	1,034	0,993	1,034
1.64	0,992	1,034	0,993	1,034
1.14	0,992	1,035	0,993	1,035
1.63	0,992	1,037	0,993	1,037
1.65	0,992	1,038	0,993	1,038
1.67	0,992	1,038	0,993	1,039
1.15	0,992	1,039	0,993	1,039
1.66	0,992	1,040	0,993	1,040
1.72	0,992	1,040	0,993	1,041
1.68	0,992	1,042	0,993	1,043
1.16	0,992	1,043	0,993	1,043
1.69	0,992	1,043	0,993	1,044
1.70	0,992	1,044	0,993	1,045
1.17	0,992	1,047	0,993	1,047
1.71	0,992	1,047	0,993	1,048
1.18	0,992	1,049	0,993	1,049

Tabela 9 - Valores de tensão máximos e mínimos em dias úteis e finais de semana obtidos para o nó 1.3

<b>SIMULAÇÃO</b>	<b>TMinDU [pu]</b>	<b>TMaxDU [pu]</b>	<b>TMinFDS [pu]</b>	<b>TMaxFDS [pu]</b>
1.0	0,997	1,008	0,997	1,008
1.1	0,997	1,008	0,997	1,008
1.2	0,997	1,008	0,997	1,008
1.3	0,997	1,008	0,997	1,008
1.4	0,997	1,008	0,997	1,008
1.5	0,997	1,008	0,997	1,008
1.6	0,997	1,008	0,997	1,008
1.7	0,997	1,008	0,997	1,008
1.8	0,997	1,008	0,997	1,008
1.9	0,997	1,008	0,997	1,008
1.10	0,997	1,008	0,997	1,008
1.11	0,997	1,008	0,997	1,008
1.12	0,997	1,008	0,997	1,008
1.13	0,997	1,008	0,997	1,008
1.14	0,997	1,008	0,997	1,008
1.15	0,997	1,008	0,997	1,008
1.16	0,997	1,008	0,997	1,008
1.17	0,997	1,008	0,997	1,008
1.18	0,997	1,008	0,997	1,008
1.39	0,997	1,008	0,997	1,008
1.40	0,997	1,008	0,997	1,008
1.41	0,997	1,008	0,997	1,008
1.42	0,997	1,008	0,997	1,008
1.43	0,997	1,008	0,997	1,008
1.44	0,997	1,008	0,997	1,008
1.45	0,997	1,008	0,997	1,008
1.46	0,997	1,008	0,997	1,008
1.47	0,997	1,008	0,997	1,008
1.48	0,997	1,008	0,997	1,008
1.49	0,997	1,008	0,997	1,008
1.50	0,997	1,008	0,997	1,008
1.51	0,997	1,008	0,997	1,008
1.52	0,997	1,008	0,997	1,008
1.53	0,997	1,008	0,997	1,008
1.54	0,997	1,008	0,997	1,008
1.55	0,997	1,008	0,997	1,008
1.56	0,997	1,008	0,997	1,008
1.57	0,997	1,008	0,997	1,008
1.58	0,997	1,008	0,997	1,008
1.59	0,997	1,008	0,997	1,008
1.60	0,997	1,008	0,997	1,008
1.61	0,997	1,008	0,997	1,008
1.62	0,997	1,008	0,997	1,008
1.63	0,997	1,008	0,997	1,008
1.64	0,997	1,008	0,997	1,008
1.65	0,997	1,008	0,997	1,008
1.66	0,997	1,008	0,997	1,008
1.67	0,997	1,008	0,997	1,008
1.68	0,997	1,008	0,997	1,008

1.69	0,997	1,008	0,997	1,008
1.70	0,997	1,008	0,997	1,008
1.71	0,997	1,008	0,997	1,008
1.72	0,997	1,008	0,997	1,008
1.73	0,997	1,008	0,997	1,008
1.74	0,997	1,008	0,997	1,008
1.19	0,997	1,009	0,997	1,009
1.30	0,997	1,009	0,997	1,009
1.75	0,997	1,009	0,997	1,009
1.20	0,997	1,010	0,997	1,010
1.31	0,997	1,010	0,997	1,010
1.76	0,997	1,010	0,997	1,010
1.86	0,997	1,010	0,997	1,010
1.21	0,997	1,011	0,997	1,011
1.32	0,997	1,011	0,997	1,011
1.77	0,997	1,011	0,997	1,011
1.87	0,997	1,011	0,997	1,011
1.95	0,997	1,011	0,997	1,011
1.22	0,997	1,012	0,997	1,012
1.33	0,997	1,012	0,997	1,012
1.78	0,997	1,012	0,997	1,012
1.88	0,997	1,012	0,997	1,012
1.96	0,997	1,012	0,997	1,012
1.104	0,997	1,012	0,997	1,012
1.23	0,997	1,013	0,997	1,013
1.34	0,997	1,013	0,997	1,013
1.79	0,997	1,013	0,997	1,013
1.89	0,997	1,013	0,997	1,013
1.97	0,997	1,013	0,997	1,013
1.105	0,997	1,013	0,997	1,013
1.111	0,997	1,013	0,997	1,013
1.24	0,997	1,014	0,997	1,014
1.35	0,997	1,014	0,997	1,014
1.80	0,997	1,014	0,997	1,014
1.90	0,997	1,014	0,997	1,014
1.98	0,997	1,014	0,997	1,014
1.106	0,997	1,014	0,997	1,014
1.112	0,997	1,014	0,997	1,014
1.117	0,997	1,014	0,997	1,014
1.25	0,997	1,015	0,997	1,015
1.36	0,997	1,015	0,997	1,015
1.81	0,997	1,015	0,997	1,015
1.91	0,997	1,015	0,997	1,015
1.99	0,997	1,015	0,997	1,015
1.107	0,997	1,015	0,997	1,015
1.37	0,997	1,016	0,997	1,016
1.82	0,997	1,016	0,997	1,016
1.113	0,997	1,016	0,997	1,016
1.118	0,997	1,016	0,997	1,016
1.122	0,997	1,016	0,997	1,016
1.26	0,997	1,017	0,997	1,016

1.38	0,997	1,017	0,997	1,017
1.83	0,997	1,017	0,997	1,017
1.84	0,997	1,017	0,997	1,017
1.85	0,997	1,017	0,997	1,017
1.92	0,997	1,017	0,997	1,017
1.100	0,997	1,017	0,997	1,017
1.108	0,997	1,017	0,997	1,017
1.114	0,997	1,017	0,997	1,017
1.119	0,997	1,017	0,997	1,017
1.123	0,997	1,017	0,997	1,017
1.126	0,997	1,017	0,997	1,017
1.27	0,997	1,018	0,997	1,017
1.93	0,997	1,018	0,997	1,018
1.94	0,997	1,018	0,997	1,018
1.101	0,997	1,018	0,997	1,018
1.109	0,997	1,018	0,997	1,018
1.115	0,997	1,018	0,997	1,018
1.120	0,997	1,018	0,997	1,018
1.124	0,997	1,018	0,997	1,018
1.127	0,997	1,018	0,997	1,018
1.129	0,997	1,018	0,997	1,018
1.28	0,997	1,019	0,997	1,018
1.102	0,997	1,019	0,997	1,019
1.103	0,997	1,019	0,997	1,019
1.110	0,997	1,019	0,997	1,019
1.116	0,997	1,019	0,997	1,019
1.121	0,997	1,020	0,997	1,020
1.125	0,997	1,020	0,997	1,020
1.128	0,997	1,020	0,997	1,020
1.130	0,997	1,020	0,997	1,020
1.131	0,997	1,020	0,997	1,020
1.29	0,997	1,021	0,997	1,020

Tabela 10 - Valores de tensão máximos e mínimos em dias úteis e finais de semana obtidos para o nó 1.4

<b>SIMULAÇÃO</b>	<b>TMinDU [pu]</b>	<b>TMaxDU [pu]</b>	<b>TMinFDS [pu]</b>	<b>TMaxFDS [pu]</b>
1.0	0,995	1,006	0,995	1,005
1.1	0,995	1,006	0,995	1,005
1.2	0,995	1,006	0,995	1,005
1.3	0,995	1,006	0,995	1,005
1.4	0,995	1,006	0,995	1,005
1.5	0,995	1,006	0,995	1,005
1.6	0,995	1,006	0,995	1,005
1.7	0,995	1,006	0,995	1,005
1.8	0,995	1,006	0,995	1,005
1.9	0,995	1,006	0,995	1,005
1.10	0,995	1,006	0,995	1,005
1.11	0,995	1,006	0,995	1,005
1.12	0,995	1,006	0,995	1,005
1.13	0,995	1,006	0,995	1,005
1.14	0,995	1,006	0,995	1,005
1.15	0,995	1,006	0,995	1,005
1.16	0,995	1,006	0,995	1,005
1.17	0,995	1,006	0,995	1,005
1.18	0,995	1,006	0,995	1,005
1.39	0,995	1,006	0,995	1,005
1.40	0,995	1,006	0,995	1,005
1.41	0,995	1,006	0,995	1,005
1.42	0,995	1,006	0,995	1,005
1.43	0,995	1,006	0,995	1,005
1.44	0,995	1,006	0,995	1,005
1.45	0,995	1,006	0,995	1,005
1.46	0,995	1,006	0,995	1,005
1.47	0,995	1,006	0,995	1,005
1.48	0,995	1,006	0,995	1,005
1.49	0,995	1,006	0,995	1,005
1.50	0,995	1,006	0,995	1,005
1.51	0,995	1,006	0,995	1,005
1.52	0,995	1,006	0,995	1,005
1.53	0,995	1,006	0,995	1,005
1.54	0,995	1,006	0,995	1,005
1.55	0,995	1,006	0,995	1,005
1.56	0,995	1,006	0,995	1,005
1.57	0,995	1,006	0,995	1,005
1.58	0,995	1,006	0,995	1,005
1.59	0,995	1,006	0,995	1,005
1.60	0,995	1,006	0,995	1,005
1.61	0,995	1,006	0,995	1,005
1.62	0,995	1,006	0,995	1,005
1.63	0,995	1,006	0,995	1,005
1.64	0,995	1,006	0,995	1,005
1.65	0,995	1,006	0,995	1,005
1.66	0,995	1,006	0,995	1,005
1.67	0,995	1,006	0,995	1,005
1.68	0,995	1,006	0,995	1,005

1.69	0,995	1,006	0,995	1,005
1.70	0,995	1,006	0,995	1,005
1.71	0,995	1,006	0,995	1,005
1.72	0,995	1,006	0,995	1,005
1.73	0,995	1,006	0,995	1,005
1.74	0,995	1,006	0,995	1,005
1.19	0,995	1,007	0,995	1,006
1.20	0,995	1,008	0,995	1,007
1.21	0,995	1,009	0,995	1,008
1.22	0,995	1,010	0,995	1,009
1.30	0,995	1,010	0,995	1,010
1.23	0,995	1,011	0,995	1,010
1.75	0,995	1,011	0,995	1,010
1.24	0,995	1,012	0,995	1,011
1.86	0,995	1,012	0,995	1,011
1.25	0,995	1,013	0,995	1,012
1.95	0,995	1,013	0,995	1,012
1.104	0,995	1,014	0,995	1,013
1.26	0,995	1,015	0,995	1,014
1.31	0,995	1,015	0,995	1,014
1.76	0,995	1,015	0,995	1,014
1.111	0,995	1,015	0,995	1,014
1.27	0,995	1,016	0,995	1,015
1.28	0,995	1,017	0,995	1,016
1.87	0,995	1,017	0,995	1,016
1.117	0,995	1,017	0,995	1,016
1.96	0,995	1,018	0,995	1,017
1.122	0,995	1,018	0,995	1,017
1.29	0,995	1,019	0,995	1,018
1.105	0,995	1,019	0,995	1,018
1.126	0,995	1,019	0,995	1,018
1.32	0,995	1,020	0,995	1,019
1.77	0,995	1,021	0,995	1,020
1.112	0,995	1,021	0,995	1,020
1.129	0,995	1,021	0,995	1,020
1.88	0,995	1,022	0,995	1,021
1.118	0,995	1,022	0,995	1,021
1.131	0,995	1,022	0,995	1,022
1.97	0,995	1,024	0,995	1,023
1.123	0,995	1,024	0,995	1,023
1.106	0,995	1,025	0,995	1,024
1.127	0,995	1,025	0,995	1,024
1.33	0,995	1,026	0,995	1,025
1.78	0,995	1,026	0,995	1,025
1.113	0,995	1,026	0,995	1,025
1.130	0,995	1,026	0,995	1,025
1.89	0,995	1,028	0,995	1,027
1.119	0,995	1,028	0,995	1,027
1.98	0,995	1,029	0,995	1,028
1.124	0,995	1,029	0,995	1,028
1.34	0,995	1,031	0,995	1,030

<b>1.79</b>	0,995	1,031	0,995	1,030
<b>1.107</b>	0,995	1,031	0,995	1,030
<b>1.128</b>	0,995	1,031	0,995	1,030
<b>1.114</b>	0,995	1,032	0,995	1,031
<b>1.90</b>	0,995	1,033	0,995	1,032
<b>1.120</b>	0,995	1,033	0,995	1,032
<b>1.99</b>	0,995	1,035	0,995	1,034
<b>1.125</b>	0,995	1,035	0,995	1,034
<b>1.80</b>	0,995	1,036	0,995	1,035
<b>1.108</b>	0,995	1,036	0,995	1,035
<b>1.35</b>	0,995	1,037	0,995	1,036
<b>1.115</b>	0,995	1,037	0,995	1,036
<b>1.91</b>	0,995	1,039	0,995	1,038
<b>1.121</b>	0,995	1,039	0,995	1,039
<b>1.100</b>	0,995	1,040	0,995	1,039
<b>1.109</b>	0,995	1,041	0,995	1,040
<b>1.36</b>	0,995	1,042	0,995	1,041
<b>1.81</b>	0,995	1,042	0,995	1,041
<b>1.116</b>	0,995	1,043	0,995	1,042
<b>1.92</b>	0,995	1,044	0,995	1,043
<b>1.101</b>	0,995	1,045	0,995	1,044
<b>1.37</b>	0,995	1,047	0,995	1,046
<b>1.82</b>	0,995	1,047	0,995	1,046
<b>1.110</b>	0,995	1,047	0,995	1,046
<b>1.83</b>	0,995	1,049	0,995	1,048
<b>1.84</b>	0,995	1,049	0,995	1,048
<b>1.93</b>	0,995	1,049	0,995	1,048
<b>1.38</b>	0,995	1,050	0,995	1,049
<b>1.85</b>	0,995	1,050	0,995	1,049
<b>1.94</b>	0,995	1,050	0,995	1,049
<b>1.103</b>	0,995	1,050	0,995	1,050
<b>1.102</b>	0,995	1,051	0,995	1,050

### Apêndice E - Valores de tensão obtidos para o circuito TD 5440

Tabela 11 - Valores de tensão máximos e mínimos em dias úteis e finais de semana obtidos para o nó 2.1

<b>SIMULAÇÃO</b>	<b>TMinDU [pu]</b>	<b>TMaxDU [pu]</b>	<b>TMinFDS [pu]</b>	<b>TMaxFDS [pu]</b>
2.0	0,976	0,999	0,984	0,996
2.4	0,976	0,999	0,985	0,996
2.5	0,976	0,999	0,984	0,996
2.6	0,976	0,999	0,984	0,996
2.11	0,976	0,999	0,984	0,996
2.12	0,976	0,999	0,984	0,996
2.13	0,976	0,999	0,984	0,996
2.14	0,976	0,999	0,984	0,996
2.15	0,976	0,999	0,984	0,996
2.16	0,976	0,999	0,984	0,996
2.17	0,976	0,999	0,984	0,996
2.18	0,976	0,999	0,984	0,996
2.19	0,976	0,999	0,984	0,996
2.20	0,976	0,999	0,984	0,996
2.21	0,976	0,999	0,984	0,996
2.22	0,976	0,999	0,984	0,996
2.23	0,976	0,999	0,986	0,997
2.24	0,976	0,999	0,986	0,997
2.7	0,976	1,000	0,986	0,997
2.8	0,976	1,000	0,986	0,998
2.9	0,976	1,000	0,986	0,998
2.10	0,976	1,000	0,986	0,998
2.1	0,976	1,014	0,986	1,011
2.25	0,976	1,014	0,986	1,012
2.28	0,976	1,015	0,986	1,012
2.32	0,976	1,015	0,986	1,012
2.35	0,976	1,016	0,986	1,012
2.39	0,976	1,016	0,986	1,012
2.2	0,976	1,032	0,986	1,028
2.26	0,976	1,033	0,986	1,029
2.29	0,976	1,033	0,986	1,029
2.33	0,976	1,034	0,986	1,030
2.36	0,976	1,034	0,986	1,030
2.40	0,976	1,035	0,986	1,031
2.37	0,976	1,048	0,986	1,044
2.41	0,976	1,049	0,986	1,045
2.3	0,976	1,050	0,986	1,046
2.27	0,976	1,050	0,986	1,046
2.31	0,976	1,050	0,986	1,046
2.34	0,976	1,050	0,986	1,046
2.38	0,976	1,050	0,986	1,046
2.42	0,976	1,050	0,986	1,046
2.30	0,976	1,051	1,000	1,047

Tabela 12 - Valores de tensão máximos e mínimos em dias úteis e finais de semana obtidos para o nó 2.2

<b>SIMULAÇÃO</b>	<b>TMinDU [pu]</b>	<b>TMaxDU [pu]</b>	<b>TMinFDS [pu]</b>	<b>TMaxFDS [pu]</b>
2.0	0,992	1,005	0,993	1,004
2.1	0,992	1,005	0,993	1,004
2.2	0,992	1,005	0,993	1,004
2.3	0,992	1,005	0,993	1,004
2.11	0,992	1,005	0,993	1,004
2.12	0,992	1,005	0,993	1,004
2.13	0,992	1,005	0,993	1,004
2.14	0,992	1,005	0,993	1,004
2.15	0,992	1,005	0,993	1,004
2.16	0,992	1,005	0,993	1,004
2.17	0,992	1,005	0,993	1,004
2.18	0,992	1,005	0,993	1,004
2.19	0,992	1,005	0,993	1,004
2.20	0,992	1,005	0,993	1,004
2.21	0,992	1,005	0,993	1,004
2.22	0,992	1,005	0,993	1,004
2.23	0,992	1,005	0,993	1,004
2.24	0,992	1,005	0,993	1,004
2.4	0,992	1,011	0,993	1,010
2.25	0,992	1,011	0,993	1,010
2.26	0,992	1,011	0,993	1,011
2.27	0,992	1,012	0,993	1,011
2.5	0,992	1,020	0,993	1,018
2.28	0,992	1,020	0,993	1,019
2.29	0,992	1,021	0,993	1,019
2.30	0,992	1,021	0,993	1,020
2.31	0,992	1,021	0,993	1,020
2.6	0,992	1,029	0,993	1,028
2.32	0,992	1,029	0,993	1,028
2.33	0,992	1,030	0,993	1,029
2.34	0,992	1,030	0,993	1,029
2.7	0,992	1,038	0,993	1,037
2.35	0,992	1,038	0,993	1,037
2.36	0,992	1,039	0,993	1,038
2.37	0,992	1,039	0,993	1,038
2.38	0,992	1,039	0,993	1,038
2.8	0,992	1,047	0,993	1,045
2.39	0,992	1,047	0,993	1,046
2.40	0,992	1,047	0,993	1,046
2.9	0,992	1,048	0,993	1,047
2.41	0,992	1,048	0,993	1,047
2.42	0,992	1,048	0,993	1,047
2.10	0,992	1,050	0,993	1,049

Tabela 13 - Valores de tensão máximos e mínimos em dias úteis e finais de semana obtidos para o nó 2.3

<b>SIMULAÇÃO</b>	<b>TMinDU [pu]</b>	<b>TMaxDU [pu]</b>	<b>TMinFDS [pu]</b>	<b>TMaxFDS [pu]</b>
2.0	0,993	1,005	0,995	1,006
2.1	0,993	1,005	0,995	1,006
2.2	0,993	1,005	0,995	1,006
2.3	0,993	1,005	0,995	1,006
2.4	0,993	1,005	0,995	1,006
2.5	0,993	1,005	0,995	1,006
2.6	0,993	1,005	0,995	1,006
2.7	0,993	1,005	0,995	1,006
2.8	0,993	1,005	0,995	1,006
2.9	0,993	1,005	0,995	1,006
2.10	0,993	1,005	0,995	1,006
2.11	0,994	1,005	0,995	1,006
2.12	0,994	1,005	0,995	1,006
2.25	0,993	1,005	0,995	1,006
2.26	0,993	1,005	0,995	1,006
2.27	0,993	1,005	0,995	1,006
2.28	0,993	1,005	0,995	1,006
2.29	0,993	1,005	0,995	1,006
2.30	0,993	1,005	0,995	1,006
2.31	0,993	1,005	0,995	1,006
2.32	0,993	1,005	0,995	1,006
2.33	0,993	1,005	0,995	1,006
2.34	0,993	1,005	0,995	1,006
2.35	0,993	1,005	0,995	1,006
2.36	0,993	1,005	0,995	1,006
2.37	0,993	1,005	0,995	1,006
2.38	0,993	1,005	0,995	1,006
2.39	0,993	1,005	0,995	1,006
2.40	0,993	1,005	0,995	1,006
2.41	0,993	1,005	0,995	1,007
2.42	0,993	1,005	0,995	1,009
2.13	0,994	1,006	0,995	1,010
2.14	0,994	1,007	0,995	1,012
2.15	0,994	1,009	0,995	1,013
2.16	0,994	1,010	0,995	1,014
2.17	0,994	1,012	0,995	1,016
2.18	0,994	1,014	0,995	1,018
2.19	0,994	1,016	0,995	1,020
2.20	0,994	1,018	0,995	1,022
2.21	0,994	1,020	0,995	1,024
2.22	0,994	1,022	0,995	1,026
2.23	0,994	1,024	0,995	1,028
2.24	0,994	1,026	0,995	1,030

## Apêndice F - Valores de tensão obtidos para o circuito TD 8774

Tabela 14 - Valores de tensão máximos e mínimos em dias úteis e finais de semana obtidos para o nó 3.1

<b>SIMULAÇÃO</b>	<b>TMinDU [pu]</b>	<b>TMaxDU [pu]</b>	<b>TMinFDS [pu]</b>	<b>TMaxFDS [pu]</b>
3.0	0,984	1,001	0,988	0,997
3.15	0,984	1,001	0,988	0,997
3.16	0,984	1,001	0,988	0,997
3.17	0,984	1,001	0,988	0,997
3.18	0,984	1,001	0,988	0,997
3.19	0,984	1,001	0,988	0,997
3.20	0,984	1,001	0,988	0,997
3.21	0,984	1,001	0,988	0,997
3.22	0,984	1,001	0,988	0,997
3.23	0,984	1,001	0,988	0,997
3.24	0,984	1,001	0,988	0,997
3.25	0,984	1,001	0,988	0,997
3.26	0,984	1,001	0,988	0,997
3.27	0,984	1,001	0,988	0,997
3.28	0,984	1,001	0,988	0,997
3.29	0,984	1,001	0,988	0,997
3.30	0,984	1,001	0,988	0,997
3.31	0,984	1,001	0,988	0,997
3.32	0,984	1,001	0,988	0,997
3.33	0,984	1,001	0,988	0,997
3.34	0,984	1,001	0,988	0,997
3.35	0,984	1,001	0,988	0,997
3.36	0,984	1,001	0,988	0,997
3.37	0,984	1,001	0,988	0,997
3.38	0,984	1,001	0,988	0,997
3.39	0,984	1,001	0,988	0,997
3.40	0,984	1,001	0,988	0,997
3.41	0,984	1,001	0,988	0,997
3.42	0,984	1,001	0,988	0,997
3.43	0,984	1,001	0,988	0,997
3.44	0,984	1,001	0,988	0,997
3.45	0,984	1,001	0,988	0,997
3.46	0,984	1,001	0,988	0,997
3.47	0,984	1,001	0,988	0,997
3.48	0,984	1,001	0,988	0,997
3.49	0,984	1,001	0,988	0,997
3.50	0,984	1,001	0,988	0,997
3.51	0,984	1,001	0,988	0,997
3.52	0,984	1,001	0,988	0,997
3.53	0,984	1,001	0,988	0,997
3.54	0,984	1,001	0,988	0,997
3.55	0,984	1,001	0,988	0,997
3.56	0,984	1,001	0,988	0,997
3.57	0,984	1,001	0,988	0,997
3.58	0,984	1,001	0,988	0,997
3.59	0,984	1,001	0,988	0,997

3.60	0,984	1,001	0,988	0,997
3.61	0,984	1,001	0,988	0,997
3.62	0,984	1,001	0,988	0,997
3.63	0,984	1,001	0,988	0,997
3.64	0,984	1,001	0,988	0,997
3.65	0,984	1,001	0,988	0,997
3.66	0,984	1,001	0,988	0,997
3.67	0,984	1,001	0,988	0,997
3.68	0,984	1,001	0,988	0,997
3.69	0,984	1,001	0,988	0,997
3.70	0,984	1,001	0,988	0,997
3.4	0,984	1,003	0,988	1,000
3.5	0,984	1,005	0,988	1,002
3.6	0,984	1,007	0,988	1,004
3.7	0,984	1,009	0,988	1,006
3.8	0,984	1,012	0,988	1,009
3.9	0,984	1,015	0,988	1,012
3.1	0,984	1,016	0,988	1,012
3.10	0,984	1,018	0,988	1,015
3.71	0,984	1,019	0,988	1,015
3.11	0,984	1,020	0,988	1,017
3.76	0,984	1,022	0,988	1,019
3.12	0,984	1,023	0,988	1,020
3.81	0,984	1,024	0,988	1,021
3.13	0,984	1,026	0,988	1,023
3.14	0,984	1,027	0,988	1,024
3.84	0,984	1,027	0,988	1,024
3.88	0,984	1,030	0,988	1,027
3.2	0,984	1,033	0,988	1,029
3.91	0,984	1,033	0,988	1,030
3.93	0,984	1,035	0,988	1,032
3.72	0,984	1,036	0,988	1,033
3.96	0,984	1,038	0,988	1,035
3.77	0,984	1,039	0,988	1,036
3.100	0,984	1,041	0,988	1,038
3.82	0,984	1,042	0,988	1,039
3.85	0,984	1,044	0,988	1,041
3.73	0,984	1,045	0,988	1,042
3.78	0,984	1,047	0,988	1,043
3.89	0,984	1,047	0,988	1,044
3.97	0,984	1,047	0,988	1,044
3.74	0,984	1,048	0,988	1,045
3.79	0,984	1,049	0,988	1,046
3.86	0,984	1,049	0,988	1,046
3.94	0,984	1,049	0,988	1,046
3.98	0,984	1,049	0,988	1,046
3.3	0,984	1,050	0,988	1,046
3.75	0,984	1,050	0,988	1,047
3.80	0,984	1,050	0,988	1,047
3.83	0,984	1,050	0,988	1,047
3.87	0,984	1,050	0,988	1,047

3.90	0,984	1,050	0,988	1,047
3.92	0,984	1,050	0,988	1,047
3.95	0,984	1,050	0,988	1,047
3.99	0,984	1,050	0,988	1,047
3.101	0,984	1,050	0,988	1,047

Tabela 15 - Valores de tensão máximos e mínimos em dias úteis e finais de semana obtidos para o nó 3.2

SIMULAÇÃO	TMinDU [pu]	TMaxDU [pu]	TMinFDS [pu]	TMaxFDS [pu]
3.0	0,997	1,008	0,996	1,006
3.15	0,997	1,008	0,996	1,007
3.16	0,997	1,008	0,996	1,007
3.17	0,997	1,008	0,996	1,007
3.18	0,997	1,008	0,996	1,007
3.19	0,997	1,008	0,996	1,007
3.20	0,997	1,008	0,996	1,007
3.21	0,997	1,008	0,996	1,007
3.22	0,997	1,008	0,996	1,007
3.23	0,997	1,008	0,996	1,007
3.24	0,997	1,008	0,996	1,007
3.25	0,997	1,008	0,996	1,007
3.26	0,997	1,008	0,996	1,007
3.27	0,997	1,008	0,996	1,007
3.28	0,997	1,008	0,996	1,007
3.29	0,997	1,008	0,996	1,007
3.30	0,997	1,008	0,996	1,007
3.31	0,997	1,008	0,996	1,007
3.32	0,997	1,008	0,996	1,007
3.33	0,997	1,008	0,996	1,007
3.34	0,997	1,008	0,996	1,007
3.35	0,997	1,008	0,996	1,007
3.36	0,997	1,008	0,996	1,007
3.37	0,997	1,008	0,996	1,007
3.38	0,997	1,008	0,996	1,007
3.39	0,997	1,008	0,996	1,007
3.40	0,997	1,008	0,996	1,007
3.41	0,997	1,008	0,996	1,007
3.42	0,997	1,008	0,996	1,007
3.43	0,997	1,008	0,996	1,007
3.44	0,997	1,008	0,996	1,007
3.45	0,997	1,008	0,996	1,007
3.46	0,997	1,008	0,996	1,007
3.47	0,997	1,008	0,996	1,007
3.48	0,997	1,008	0,996	1,007
3.49	0,997	1,008	0,996	1,007
3.50	0,997	1,008	0,996	1,007
3.51	0,997	1,008	0,996	1,007
3.52	0,997	1,008	0,996	1,007
3.53	0,997	1,008	0,996	1,007
3.54	0,997	1,008	0,996	1,007
3.55	0,997	1,008	0,996	1,007
3.56	0,997	1,008	0,996	1,007

3.57	0,997	1,008	0,996	1,007
3.58	0,997	1,008	0,996	1,007
3.59	0,997	1,008	0,996	1,007
3.60	0,997	1,008	0,996	1,007
3.61	0,997	1,008	0,996	1,007
3.62	0,997	1,008	0,996	1,007
3.63	0,997	1,008	0,996	1,007
3.64	0,997	1,008	0,996	1,007
3.65	0,997	1,008	0,996	1,007
3.66	0,997	1,008	0,996	1,007
3.67	0,997	1,008	0,996	1,007
3.68	0,997	1,008	0,996	1,007
3.69	0,997	1,008	0,996	1,007
3.70	0,997	1,008	0,996	1,007
3.1	0,997	1,009	0,996	1,007
3.4	0,997	1,010	0,996	1,009
3.2	0,997	1,011	0,996	1,011
3.5	0,997	1,012	0,996	1,011
3.71	0,997	1,012	0,996	1,011
3.3	0,997	1,013	0,996	1,012
3.6	0,997	1,014	0,996	1,012
3.72	0,997	1,014	0,996	1,013
3.76	0,997	1,014	0,996	1,013
3.73	0,997	1,015	0,996	1,014
3.74	0,997	1,015	0,996	1,014
3.75	0,997	1,015	0,996	1,014
3.7	0,997	1,016	0,996	1,014
3.77	0,997	1,016	0,996	1,015
3.81	0,997	1,016	0,996	1,015
3.78	0,997	1,017	0,996	1,016
3.79	0,997	1,017	0,996	1,016
3.80	0,997	1,018	0,996	1,017
3.8	0,997	1,019	0,996	1,017
3.82	0,997	1,019	0,996	1,018
3.84	0,997	1,019	0,996	1,018
3.83	0,997	1,020	0,996	1,019
3.85	0,997	1,021	0,996	1,020
3.9	0,997	1,022	0,996	1,020
3.86	0,997	1,022	0,996	1,021
3.87	0,997	1,022	0,996	1,021
3.88	0,997	1,022	0,996	1,021
3.10	0,997	1,024	0,996	1,022
3.89	0,997	1,024	0,996	1,023
3.91	0,997	1,024	0,996	1,024
3.90	0,997	1,025	0,996	1,025
3.11	0,997	1,027	0,996	1,025
3.92	0,997	1,027	0,996	1,026
3.93	0,997	1,027	0,996	1,026
3.94	0,997	1,029	0,996	1,028
3.95	0,997	1,029	0,996	1,028
3.12	0,997	1,030	0,996	1,028

3.96	0,997	1,030	0,996	1,029
3.97	0,997	1,031	0,996	1,030
3.98	0,997	1,031	0,996	1,030
3.13	0,997	1,032	0,996	1,030
3.99	0,997	1,032	0,996	1,031
3.14	0,997	1,033	0,996	1,031
3.100	0,997	1,033	0,996	1,032
3.101	0,997	1,034	0,996	1,033

Tabela 16 - Valores de tensão máximos e mínimos em dias úteis e finais de semana obtidos para o nó 3.3

<b>SIMULAÇÃO</b>	<b>TMinDU [pu]</b>	<b>TMaxDU [pu]</b>	<b>TMinFDS [pu]</b>	<b>TMaxFDS [pu]</b>
3.0	0,985	1,001	0,999	0,998
3.1	0,985	1,001	0,999	0,998
3.2	0,985	1,001	0,999	0,998
3.3	0,985	1,001	0,999	0,998
3.4	0,985	1,001	0,999	0,998
3.5	0,985	1,001	0,999	0,998
3.6	0,985	1,001	0,999	0,998
3.7	0,985	1,001	0,999	0,998
3.8	0,985	1,001	0,999	0,998
3.9	0,985	1,001	0,999	0,998
3.10	0,985	1,001	0,999	0,998
3.11	0,985	1,001	0,999	0,998
3.12	0,985	1,001	0,999	0,998
3.13	0,985	1,001	0,999	0,998
3.14	0,985	1,001	0,999	0,998
3.71	0,985	1,001	0,999	0,998
3.72	0,985	1,001	0,999	0,998
3.73	0,985	1,001	0,999	0,998
3.74	0,985	1,001	0,999	0,998
3.75	0,985	1,001	0,999	0,998
3.76	0,985	1,001	0,999	0,998
3.77	0,985	1,001	0,999	0,998
3.78	0,985	1,001	0,999	0,998
3.79	0,985	1,001	0,999	0,998
3.80	0,985	1,001	0,999	0,998
3.81	0,985	1,001	0,999	0,998
3.82	0,985	1,001	0,999	0,998
3.83	0,985	1,001	0,999	0,998
3.84	0,985	1,001	0,999	0,998
3.85	0,985	1,001	0,999	0,998
3.86	0,985	1,001	0,999	0,998
3.87	0,985	1,001	0,999	0,998
3.88	0,985	1,001	0,999	0,998
3.89	0,985	1,001	0,999	0,998
3.90	0,985	1,001	0,999	0,998
3.91	0,985	1,001	0,999	0,998
3.92	0,985	1,001	0,999	0,998
3.93	0,985	1,001	0,999	0,998
3.94	0,985	1,001	0,999	0,998
3.95	0,985	1,001	0,999	0,998

3.96	0,985	1,001	0,999	0,998
3.97	0,985	1,001	0,999	0,998
3.98	0,985	1,001	0,999	0,998
3.99	0,985	1,001	0,999	0,998
3.100	0,985	1,001	0,999	0,998
3.101	0,985	1,001	0,999	0,998
3.15	0,985	1,005	0,999	1,002
3.26	0,985	1,005	0,999	1,003
3.16	0,985	1,008	0,999	1,006
3.32	0,985	1,008	0,999	1,006
3.27	0,985	1,009	0,999	1,006
3.17	0,985	1,013	0,999	1,009
3.28	0,985	1,013	0,999	1,009
3.33	0,985	1,013	0,999	1,009
3.38	0,985	1,013	0,999	1,010
3.34	0,985	1,017	0,999	1,013
3.39	0,985	1,017	0,999	1,013
3.18	0,985	1,018	0,999	1,014
3.29	0,985	1,018	0,999	1,014
3.43	0,985	1,018	0,999	1,015
3.19	0,985	1,022	0,999	1,018
3.30	0,985	1,022	0,999	1,018
3.35	0,985	1,022	0,999	1,018
3.40	0,985	1,022	0,999	1,018
3.44	0,985	1,022	0,999	1,018
3.50	0,985	1,022	0,999	1,019
3.31	0,985	1,026	0,999	1,022
3.36	0,985	1,026	0,999	1,022
3.41	0,985	1,026	0,999	1,023
3.20	0,985	1,027	0,999	1,023
3.45	0,985	1,027	0,999	1,023
3.51	0,985	1,027	0,999	1,023
3.54	0,985	1,027	0,999	1,023
3.37	0,985	1,028	0,999	1,024
3.21	0,985	1,031	0,999	1,027
3.42	0,985	1,031	0,999	1,027
3.46	0,985	1,031	0,999	1,027
3.52	0,985	1,031	0,999	1,027
3.55	0,985	1,031	0,999	1,027
3.60	0,985	1,031	0,999	1,027
3.47	0,985	1,032	0,999	1,028
3.48	0,985	1,033	0,999	1,028
3.49	0,985	1,033	0,999	1,029
3.53	0,985	1,035	0,999	1,029
3.22	0,985	1,036	0,999	1,030
3.56	0,985	1,036	0,999	1,031
3.57	0,985	1,036	0,999	1,032
3.61	0,985	1,036	0,999	1,032
3.63	0,985	1,036	0,999	1,032
3.58	0,985	1,037	0,999	1,032
3.59	0,985	1,038	0,999	1,033

3.23	0,985	1,040	0,999	1,034
3.62	0,985	1,040	0,999	1,036
3.64	0,985	1,040	0,999	1,036
3.66	0,985	1,040	0,999	1,036
3.65	0,985	1,042	0,999	1,036
3.67	0,985	1,044	0,999	1,040
3.68	0,985	1,044	0,999	1,040
3.24	0,985	1,045	0,999	1,041
3.25	0,985	1,046	0,999	1,042
3.69	0,985	1,047	0,999	1,043
3.70	0,985	1,049	0,999	1,044

Tabela 17 - Valores de tensão máximos e mínimos em dias úteis e finais de semana obtidos para o nó 3.4

<b>SIMULAÇÃO</b>	<b>TMinDU [pu]</b>	<b>TMaxDU [pu]</b>	<b>TMinFDS [pu]</b>	<b>TMaxFDS [pu]</b>
3.0	0,978	0,988	0,995	0,983
3.1	0,978	0,988	0,995	0,983
3.2	0,978	0,988	0,995	0,983
3.3	0,978	0,988	0,995	0,983
3.4	0,978	0,988	0,995	0,983
3.5	0,978	0,988	0,995	0,983
3.6	0,978	0,988	0,995	0,983
3.7	0,978	0,988	0,995	0,983
3.8	0,978	0,988	0,995	0,983
3.9	0,978	0,988	0,995	0,983
3.10	0,978	0,988	0,995	0,983
3.11	0,978	0,988	0,995	0,983
3.12	0,978	0,988	0,995	0,983
3.13	0,978	0,988	0,995	0,983
3.14	0,978	0,988	0,995	0,983
3.71	0,978	0,988	0,995	0,983
3.72	0,978	0,988	0,995	0,983
3.73	0,978	0,988	0,995	0,983
3.74	0,978	0,988	0,995	0,983
3.75	0,978	0,988	0,995	0,983
3.76	0,978	0,988	0,995	0,983
3.77	0,978	0,988	0,995	0,983
3.78	0,978	0,988	0,995	0,983
3.79	0,978	0,988	0,995	0,983
3.80	0,978	0,988	0,995	0,983
3.81	0,978	0,988	0,995	0,983
3.82	0,978	0,988	0,995	0,983
3.83	0,978	0,988	0,995	0,983
3.84	0,978	0,988	0,995	0,983
3.85	0,978	0,988	0,995	0,983
3.86	0,978	0,988	0,995	0,983
3.87	0,978	0,988	0,995	0,983
3.88	0,978	0,988	0,995	0,983
3.89	0,978	0,988	0,995	0,983
3.90	0,978	0,988	0,995	0,983
3.91	0,978	0,988	0,995	0,983
3.92	0,978	0,988	0,995	0,983

3.93	0,978	0,988	0,995	0,983
3.94	0,978	0,988	0,995	0,983
3.95	0,978	0,988	0,995	0,983
3.96	0,978	0,988	0,995	0,983
3.97	0,978	0,988	0,995	0,983
3.98	0,978	0,988	0,995	0,983
3.99	0,978	0,988	0,995	0,983
3.100	0,978	0,988	0,995	0,983
3.101	0,978	0,988	0,995	0,983
3.15	0,978	1,002	0,995	0,998
3.16	0,978	1,005	0,995	1,002
3.26	0,978	1,006	0,995	1,002
3.17	0,978	1,010	0,995	1,005
3.32	0,978	1,010	0,995	1,006
3.18	0,978	1,015	0,995	1,010
3.27	0,978	1,015	0,995	1,010
3.38	0,978	1,015	0,995	1,010
3.19	0,978	1,019	0,995	1,014
3.33	0,978	1,019	0,995	1,014
3.43	0,978	1,019	0,995	1,014
3.20	0,978	1,024	0,995	1,019
3.28	0,978	1,024	0,995	1,019
3.39	0,978	1,024	0,995	1,019
3.50	0,978	1,024	0,995	1,019
3.21	0,978	1,028	0,995	1,023
3.34	0,978	1,028	0,995	1,023
3.44	0,978	1,028	0,995	1,023
3.54	0,978	1,028	0,995	1,024
3.22	0,978	1,033	0,995	1,028
3.29	0,978	1,033	0,995	1,028
3.40	0,978	1,033	0,995	1,028
3.51	0,978	1,033	0,995	1,028
3.60	0,978	1,033	0,995	1,029
3.23	0,978	1,037	0,995	1,032
3.35	0,978	1,037	0,995	1,032
3.45	0,978	1,037	0,995	1,032
3.55	0,978	1,037	0,995	1,032
3.63	0,978	1,037	0,995	1,032
3.30	0,978	1,041	0,995	1,036
3.41	0,978	1,041	0,995	1,036
3.24	0,978	1,042	0,995	1,037
3.52	0,978	1,042	0,995	1,037
3.61	0,978	1,042	0,995	1,037
3.66	0,978	1,042	0,995	1,037
3.25	0,978	1,044	0,995	1,039
3.36	0,978	1,045	0,995	1,040
3.46	0,978	1,046	0,995	1,041
3.56	0,978	1,046	0,995	1,041
3.64	0,978	1,046	0,995	1,041
3.68	0,978	1,046	0,995	1,041
3.47	0,978	1,047	0,995	1,042

3.57	0,978	1,048	0,995	1,043
3.48	0,978	1,049	0,995	1,044
3.58	0,978	1,049	0,995	1,044
3.31	0,978	1,050	0,995	1,045
3.37	0,978	1,050	0,995	1,045
3.42	0,978	1,050	0,995	1,045
3.49	0,978	1,050	0,995	1,045
3.53	0,978	1,050	0,995	1,045
3.59	0,978	1,050	0,995	1,045
3.62	0,978	1,050	0,995	1,045
3.65	0,978	1,050	0,995	1,045
3.67	0,978	1,050	0,995	1,045
3.69	0,978	1,050	0,995	1,045
3.70	0,978	1,050	0,995	1,045

## Apêndice G – Fluxo de potência ativa nos TDs 14123, 5440 e 8774

Tabela 18 - Fluxo de potência reverso e normal máximo observados no TD 14123

<b>SIMULAÇÃO</b>	<b>P-max [kVA]</b>	<b>P+max [kVA]</b>
1.0	18,561	54,870
1.30	17,302	54,870
1.19	17,290	54,870
1.1	17,277	54,870
1.7	17,254	54,870
1.2	8,346	54,870
1.31	8,331	54,870
1.75	8,259	54,870
1.39	8,242	54,870
1.20	8,236	54,870
1.8	8,214	54,870
1.3	-0,410	54,870
1.32	-0,539	54,870
1.40	-0,615	54,870
1.76	-0,690	54,870
1.45	-0,728	54,870
1.9	-0,746	54,870
1.86	-0,772	54,870
1.21	-0,785	54,870
1.4	-9,010	54,870
1.41	-9,303	54,870
1.33	-9,319	54,870
1.46	-9,516	54,870
1.77	-9,538	54,870
1.50	-9,618	54,870
1.10	-9,636	54,870
1.87	-9,699	54,870
1.95	-9,771	54,870
1.22	-9,874	54,870
1.78	-16,620	54,870
1.5	-17,807	54,870
1.42	-18,207	54,870
1.34	-18,427	54,870
1.47	-18,560	54,870
1.51	-18,804	54,870
1.54	-18,938	54,870
1.11	-18,960	54,870
1.88	-19,036	54,870
1.96	-19,219	54,870
1.104	-19,318	54,870
1.23	-19,331	54,870
1.6	-19,648	54,870
1.43	-22,878	54,870
1.74	-23,615	54,870
1.44	-24,720	54,870
1.58	-25,581	54,870

1.79	-26,174	54,870
1.12	-26,602	54,870
1.73	-27,472	54,870
1.48	-27,855	54,870
1.35	-27,892	54,870
1.52	-28,205	54,870
1.55	-28,448	54,870
1.89	-28,659	54,870
1.97	-28,923	54,870
1.105	-29,105	54,870
1.111	-29,204	54,870
1.24	-29,218	54,870
1.49	-31,585	54,870
1.80	-35,624	54,870
1.13	-36,164	54,870
1.53	-37,243	54,870
1.36	-37,254	54,870
1.56	-37,770	54,870
1.59	-38,011	54,870
1.61	-38,142	54,870
1.90	-38,176	54,870
1.98	-38,520	54,870
1.106	-38,784	54,870
1.112	-38,965	54,870
1.117	-39,064	54,870
1.25	-39,078	54,870
1.57	-41,448	54,870
1.81	-44,972	54,870
1.37	-46,598	54,870
1.60	-47,256	54,870
1.62	-47,494	54,870
1.64	-47,503	54,870
1.91	-47,589	54,870
1.14	-47,647	54,870
1.99	-48,011	54,870
1.107	-48,355	54,870
1.113	-48,618	54,870
1.118	-48,799	54,870
1.122	-48,897	54,870
1.26	-48,911	54,870
1.38	-51,209	54,870
1.63	-53,932	54,870
1.82	-54,303	54,870
1.65	-56,900	54,870
1.92	-56,900	54,870
1.67	-57,030	54,870
1.15	-57,052	54,870
1.83	-57,068	54,870
1.100	-57,399	54,870
1.108	-57,821	54,870
1.84	-57,988	54,870

1.85	-58,097	54,870
1.114	-58,164	54,870
1.119	-58,426	54,870
1.123	-58,606	54,870
1.126	-58,704	54,870
1.27	-58,719	54,870
1.66	-59,647	54,870
1.72	-61,675	54,870
1.68	-64,404	54,870
1.93	-66,205	54,870
1.69	-66,358	54,870
1.16	-66,381	54,870
1.101	-66,686	54,870
1.94	-67,125	54,870
1.109	-67,184	54,870
1.115	-67,605	54,870
1.124	-67,845	54,870
1.120	-67,946	54,870
1.127	-68,388	54,870
1.129	-68,485	54,870
1.28	-68,501	54,870
1.70	-70,030	54,870
1.103	-75,055	54,870
1.71	-75,611	54,870
1.17	-75,634	54,870
1.102	-75,973	54,870
1.110	-76,446	54,870
1.116	-76,943	54,870
1.121	-77,362	54,870
1.125	-77,703	54,870
1.128	-77,964	54,870
1.130	-78,144	54,870
1.131	-78,241	54,870
1.29	-78,256	54,870
1.18	-80,232	54,870

Tabela 19 - Fluxo de potência reverso e normal máximo observados no TD 5440

<b>SIMULAÇÃO</b>	<b>P-max [kW]</b>	<b>P+max [kW]</b>
2.0	35,461	89,715
2.1	35,461	89,715
2.2	35,461	89,715
2.4	35,461	89,715
2.5	35,461	89,715
2.11	35,461	89,715
2.12	35,461	89,715
2.25	35,461	89,715
2.3	30,175	89,715
2.6	29,755	89,715
2.26	29,632	89,715
2.28	29,478	89,715
2.13	29,147	89,715
2.27	21,147	89,715
2.7	21,114	89,715
2.29	20,738	89,715
2.32	20,733	89,715
2.14	20,109	89,715
2.31	13,129	89,715
2.8	12,670	89,715
2.30	12,258	89,715
2.35	12,129	89,715
2.33	12,000	89,715
2.15	11,103	89,715
2.9	10,992	89,715
2.10	9,318	89,715
2.34	4,398	89,715
2.39	3,663	89,715
2.36	3,405	89,715
2.16	2,001	89,715
2.37	-3,947	89,715
2.38	-4,865	89,715
2.40	-5,739	89,715
2.17	-7,863	89,715
2.41	-13,250	89,715
2.42	-13,709	89,715
2.18	-17,689	89,715
2.19	-27,476	89,715
2.20	-37,224	89,715
2.21	-46,935	89,715
2.22	-56,608	89,715
2.23	-66,204	89,715
2.24	-75,843	89,715

Tabela 20 - Fluxo de potência reverso e normal máximo observados no TD 8774

<b>SIMULAÇÃO</b>	<b>P-max [kW]</b>	<b>P+max [kW]</b>
3.36	33,119	58,530
3.0	19,919	58,530
3.1	14,556	58,530
3.4	14,521	58,530
3.15	14,454	58,530
3.26	14,453	58,530
3.2	5,584	58,530
3.71	5,253	58,530
3.5	5,215	58,530
3.27	5,187	58,530
3.16	5,098	58,530
3.32	5,098	58,530
3.3	-3,750	58,530
3.72	-4,317	58,530
3.28	-4,539	58,530
3.76	-4,646	58,530
3.6	-4,684	58,530
3.33	-4,714	58,530
3.17	-4,802	58,530
3.38	-4,802	58,530
3.73	-8,979	58,530
3.74	-10,822	58,530
3.75	-11,739	58,530
3.29	-14,092	58,530
3.77	-14,164	58,530
3.7	-14,259	58,530
3.34	-14,350	58,530
3.81	-14,491	58,530
3.39	-14,524	58,530
3.18	-14,611	58,530
3.43	-14,611	58,530
3.78	-18,802	58,530
3.79	-19,720	58,530
3.80	-20,177	58,530
3.30	-23,479	58,530
3.35	-23,817	58,530
3.82	-23,959	58,530
3.40	-24,073	58,530
3.44	-24,246	58,530
3.84	-24,284	58,530
3.8	-24,322	58,530
3.19	-24,332	58,530
3.50	-24,332	58,530
3.83	-28,572	58,530
3.31	-32,777	58,530
3.41	-33,456	58,530
3.85	-33,702	58,530
3.45	-33,710	58,530
3.51	-33,881	58,530

3.20	-33,966	58,530
3.54	-33,967	58,530
3.88	-34,025	58,530
3.9	-34,063	58,530
3.86	-36,464	58,530
3.87	-36,922	58,530
3.37	-37,711	58,530
3.42	-42,676	58,530
3.46	-43,010	58,530
3.52	-43,262	58,530
3.89	-43,394	58,530
3.55	-43,431	58,530
3.21	-43,516	58,530
3.60	-43,516	58,530
3.91	-43,716	58,530
3.10	-43,753	58,530
3.90	-44,471	58,530
3.47	-44,850	58,530
3.48	-46,684	58,530
3.49	-47,599	58,530
3.53	-52,480	58,530
3.56	-52,730	58,530
3.63	-52,892	58,530
3.61	-52,898	58,530
3.22	-52,982	58,530
3.92	-53,036	58,530
3.93	-53,356	58,530
3.11	-53,393	58,530
3.57	-54,570	58,530
3.58	-56,404	58,530
3.59	-57,319	58,530
3.94	-60,799	58,530
3.95	-61,285	58,530
3.62	-62,117	58,530
3.64	-62,283	58,530
3.66	-62,367	58,530
3.23	-62,637	58,530
3.12	-62,894	58,530
3.96	-62,948	58,530
3.65	-66,873	58,530
3.97	-67,234	58,530
3.98	-68,521	58,530
3.99	-69,439	58,530
3.67	-71,588	58,530
3.24	-71,671	58,530
3.68	-71,671	58,530
3.100	-72,490	58,530
3.13	-72,526	58,530
3.25	-75,371	58,530
3.14	-75,379	58,530
3.69	-76,263	58,530

3.101	-77,119	58,530
3.70	-80,897	58,530