

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

GUSTAVO DAGIOS DAL MOLIN

**ANÁLISE DE IMPACTOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EM
REDES DE DISTRIBUIÇÃO EM CONDIÇÕES DE REGIME
PERMANENTE**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

PATO BRANCO

2019

GUSTAVO DAGIOS DAL MOLIN

**ANÁLISE DE IMPACTOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EM
REDES DE DISTRIBUIÇÃO EM CONDIÇÕES DE REGIME
PERMANENTE**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica, do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Área de Concentração: Sistemas e Processamento de Energia.

Orientador: Prof. Dr. Jean-Marc Stéphane Lafay.

PATO BRANCO

2019

D136a Dal Molin, Gustavo Dagios.
Análise de impactos de sistemas fotovoltaicos em redes de distribuição em condições de regime permanente / Gustavo Dagios Dal Molin. -- 2019. 113 f. : il. ; 30 cm

Orientador: Prof. Dr. Jean-Marc Stephane Lafay
Dissertação (Mestrado) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Pato Branco, PR, 2019.
Bibliografia: f. 108 - 113.

1. Geração de energia fotovoltaica. 2. Energia elétrica – Distribuição. 3. Fator de potência. I. Lafay, Jean-Marc Stephane, orient. II. Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

CDD 22. ed. 621.3

Ficha Catalográfica elaborada por
Suélem Belmudes Cardoso CRB9/1630
Biblioteca da UTFPR Campus Pato Branco



TERMO DE APROVAÇÃO

Título da Dissertação n.º 069

“Análise de Impactos de Sistemas Fotovoltaicos em Redes de Distribuição em Condições de Regime Permanente”

por

Gustavo Dagios Dal Molin

Dissertação apresentada às quatorze horas, do dia vinte e dois de março de dois mil e dezenove, como requisito parcial para obtenção do título de MESTRE EM ENGENHARIA ELÉTRICA, do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Câmpus Pato Branco. O candidato foi arguido pela Banca Examinadora composta pelos professores abaixo assinados. Após deliberação, a Banca Examinadora considerou o trabalho APROVADO.

Banca examinadora:

Prof. Dr. Jean-Marc Stephane Lafay
UTFPR/PB
(orientador)

Prof. Dr. Jean Patric da Costa
UTFPR/PB

Prof. Dr. Ricardo Vasques de Oliveira
UTFPR/PB

**Profª. Drª. Thelma Solange Piazza
Fernandes**
UFPR/CT
(participação à distância)

Prof. Dr. Gustavo Weber Denardin
Coordenador do Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica - PPGEE/UTFPR

A versão devidamente assinada deste termo, encontra-se em arquivo no PPGEE -UTFPR – Câmpus Pato Branco.

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho a Deus e a todas as pessoas que me apoiaram e me incentivaram, transmitindo força e perseverança para que eu conseguisse chegar ao fim deste trabalho com sucesso.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus pelo discernimento, força e por sempre iluminar os meus passos durante a minha vida.

Agradeço ao Prof. Dr. Jean-Marc Stéphane Lafay por ter aceitado com toda vontade e apoio me orientar durante este trabalho e por toda a disposição, motivação, amizade e conhecimento.

Agradeço aos meus PAIS E IRMÃO, por sempre terem me apoiado, me motivado, me dado forças, conselhos e amor. Sem eles nada disso seria possível.

Agradeço a todos os AMIGOS E FAMILIARES que estiveram ao meu lado, sempre me apoiando em todos os momentos.

Agradeço a todos os professores e colaboradores da UTFPR pelas contribuições.

Agradeço a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e a Companhia Paranaense de Energia (COPEL).

Agradeço também a FINEP, CAPES, SETI, CNPq, Fundação Araucária e UTFPR por todo o suporte financeiro.

Tenho-vos dito isto, para que em mim tenhais paz; no mundo tereis aflições, mas tende bom ânimo, eu venci o mundo. João 16:33.

RESUMO

DAGIOS DAL MOLIN, Gustavo. ANÁLISE DE IMPACTOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO EM CONDIÇÕES DE REGIME PERMANENTE. 2019. N f. Dissertação – Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Pato Branco, 2019.

Um crescente aumento da participação da energia elétrica na matriz energética mundial vem ganhando importância e apresentando alternativas para atender o aumento da demanda de energia. Dentro das diversas opções, a energia eólica e a energia solar são as que mais se destacam, fomentadas pelo avanço de tecnologias, a preocupação com sustentabilidade e por apresentarem custos cada vez mais competitivos. O Brasil segue, de maneira geral, essas mesmas tendências internacionais em relação ao desenvolvimento energético. Através, de incentivos fiscais, econômicos e políticas públicas que estimulam o crescimento das fontes renováveis, a geração solar fotovoltaica distribuída vem se destacando, com um significativo aumento da sua participação na matriz de energia elétrica brasileira. Entretanto, esse aumento carrega consigo uma necessidade de estudos que analisem os possíveis impactos que esse fato pode trazer para os sistemas de distribuição de energia elétrica existentes, para os consumidores finais e para as distribuidoras. Portanto, esse estudo visa analisar os principais impactos em regime permanente em uma rede de distribuição de energia elétrica real brasileira considerando análises probabilísticas. Para isso, foi realizada uma revisão na literatura desses impactos. Em seguida, foi escolhido o *software* de análise de fluxo de potência OpenDSS®, que em certos momentos foi controlado via Matlab®. Com isso, foi caracterizada e modelada uma rede hipotética e um alimentador real brasileiro. Para a rede hipotética foram realizadas análises determinísticas. Nos cenários elaborados para o alimentador real foram realizadas análises probabilísticas baseadas em Monte Carlo, em que foram utilizadas variáveis aleatórias. Assim, foram apresentados o comportamento da média das violações dos impactos com o crescimento dos fatores de penetração e de alocação. Sendo observado que quando foram consideradas mais variáveis aleatórias, as violações ocorreram para menores fatores de penetração e de alocação. Os impactos analisados foram na tensão, corrente, perdas, fator de potência e desequilíbrio de tensão.

Palavras-chave: Impactos, Redes de Distribuição, Sistemas Fotovoltaicos, Regime Permanente, Fluxo de Potência, Alimentador Real Brasileiro.

ABSTRACT

DAGIOS DAL MOLIN, Gustavo. IMPACTS ON THE POWER DISTRIBUTION GRID OF PHOTOVOLTAICS DISTRIBUTED GENERATION BY STEADY-STATE ANALYSIS. 2019. N p. Dissertation – Electrical Engineering Graduate Program, Federal Technological University of Paraná. Pato Branco, Brazil, 2019.

An increase in the share of electric energy in the world has been gaining importance and presenting alternatives to meet the increase in energy demand. Within the various options, wind energy and solar energy are the most outstanding, encouraged by the advancement of technologies, concern for sustainability and increasingly competitive costs. Brazil follows, in general, these same international trends in relation to energy development. Through fiscal, economic and public policies that stimulate the growth of renewable sources, distributed solar photovoltaic generation has been highlighted, with a significant increase of its participation in the Brazilian electric energy generation. However, this increase requires studies that analyze the possible impacts that this may have on existing electricity distribution systems, for final consumers and distributors. Therefore, this study aims to analyze the main impacts in steady-state in a Brazilian real feeder considering probabilistic analyzes. For this, a literature review of these impacts was carried out. Then, OpenDSS® power flow analysis *software* was chosen, which at certain times was controlled via Matlab®. With this, a hypothetical grid and a real Brazilian feeder were characterized and modeled. Scenarios were elaborated, which led to the hypothetical grid to the deterministic analyzes. In the scenarios elaborated for the real feeder, probabilistic analyzes were performed based on Monte Carlo, in which random variables were used. Thus, the behavior of the average of the violations of the limits of the impacts with the growth of the penetration factor and allocation factor were presented. It was observed that when more random variables were considered, the violations occurred for lower penetration and allocation factors. The analyzed impacts were on voltage, current, losses, power factor and voltage unbalance.

Keywords: Impacts, Distribution System, Photovoltaic System, Steady-State Analysis, Power Flow, Real Brazilian Feeder.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Consumo mundial de energia por fontes energéticas. Fonte: adaptado [1].	10
Figura 2. Capacidade Instalada Global de Sistemas Fotovoltaicos 2006-2016 Fonte: [6].	12
Figura 3. Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica Fonte: adaptado [17].	20
Figura 4. Curva Característica I-V Fonte: adaptado [17].	21
Figura 5. Curva Característica P-V Fonte: adaptado [17].	22
Figura 6. Curva Característica I-V com variação de irradiação Fonte: autor.	23
Figura 7. Curva Característica P-V com variação de irradiação Fonte: autor.	24
Figura 8. Curva Característica I-V com variação de temperatura Fonte: autor.	24
Figura 9. Curva Característica P-V com variação de temperatura Fonte: autor.	25
Figura 10. Diagrama ilustrativo do sistema Fonte: adaptado [31].	28
Figura 11. Esquema simplificado de subestação de distribuição Fonte: adaptado [36].	30
Figura 12. Diagrama alimentador radial Fonte: adaptado [36].	32
Figura 13. Circuito de duas barras. Adaptado [42].	35
Figura 14. Diagrama fasorial para o sistemas de 2 barras. Adaptado [42].	36
Figura 15. Triângulo de potência.	38
Figura 16. Distribuição de probabilidade uniforme. Adaptado: [57].	45
Figura 17. Distribuições de probabilidade normal. Fonte: [57].	46
Figura 18. Fluxograma que descreve os passos realizados neste trabalho	48
Figura 19. Rede Hipotética Fonte: adaptado [16].	52
Figura 20. Fluxograma das análises determinísticas dos cenários A, B e C no OpenDSS®	54
Figura 21. Comportamento da Tensão no Cenário A.	55
Figura 22. Corrente por trecho da rede hipotética Cenário A com fator de penetração de 0%	57
Figura 23. Comportamento da Corrente no Cenário A.	57
Figura 24. Comportamento das perdas totais em relação a potência total da rede Cenário A	58
Figura 25. Comportamento do Fator de potência no ponto de conexão da carga da universidade (barra 09) no Cenário A.	59
Figura 26. Comportamento da Tensão Cenário B	61
Figura 27. Comportamento da Corrente no Cenário B	63
Figura 28. Comportamento das perdas totais em relação a potência total da rede no Cenário B	64
Figura 29. Comportamento do Fator de potência no ponto de conexão da carga da universidade (Barra 09) no Cenário B	65
Figura 30. Curvas de cargas COM, RES e UNI para dias de semana. Fonte: adaptado [16], [60].	67
Figura 31. Curvas de cargas COM, RES e UNI para dias de final de semana [16], [60].	67
Figura 32. Curvas de potência da geração fotovoltaica Fonte: adaptado [17], [41].	68
Figura 33. Comportamento da Tensão Cenário C	69
Figura 34. Comportamento da Corrente Cenário C	71
Figura 35. Comportamento do Fator de Potência no Cenário C	72
Figura 36. Comportamento do Fator de Potência no ponto de conexão da carga da universidade (Barra 09) e da Corrente no trecho SE-01 no Cenário C	74
Figura 37. Comportamento das perdas totais em relação a potência total da rede hipotética no Cenário C	75
Figura 38. Fluxograma Monte Carlo Cenários D, E F	78

Figura 39. Perfil de tensão ao longo do Alimentador real com Monte Carlo para vários níveis de penetração fotovoltaica	80
Figura 40. Média de violações de sobretensão ao longo do Alimentador real com Monte Carlo para vários níveis de penetração fotovoltaica.	81
Figura 41. Média de violações de subtensão ao longo do Alimentador real com Monte Carlo para vários níveis de penetração fotovoltaica.	81
Figura 42. Média de violações de sobretensão e subtensão ao longo do Alimentador real com Monte Carlo para vários níveis de penetração fotovoltaica.....	82
Figura 43. Perfil da corrente ao longo do Alimentador real com Monte Carlo para vários níveis de penetração fotovoltaica	83
Figura 44. Média de violações de corrente ao longo do Alimentador real com Monte Carlo.....	84
Figura 45. Comportamento das perdas totais ao longo do Alimentador real com Monte Carlo	85
Figura 46. Fator de potência ao longo do Alimentador real com Monte Carlo	86
Figura 47. Comportamento do fator de potência considerando Monte Carlo	87
Figura 48. Desequilíbrio de tensão ao longo do Alimentador real com Monte Carlo	88
Figura 49. Perfil de tensão com o aumento do fator de alocação fotovoltaica com Monte Carlo.....	90
Figura 50. Média de violações de sobretensão e subtensão ao longo do Alimentador real com Monte Carlo para vários níveis de alocação de sistemas fotovoltaicos	91
Figura 51. Média de violações para 120% de fator de penetração para alocação variando	92
Figura 52. Perfil de corrente com o aumento do fator de alocação	93
Figura 53. Média de violações de corrente ao longo do Alimentador real com Monte Carlo para vários níveis de alocação de sistemas fotovoltaicos	94
Figura 54. Perdas com variação da alocação	95
Figura 55. Fator de potência para fator de penetração de 60% com o aumento do fator de alocação.....	96
Figura 56. Média de violações de Fator de Potência ao longo do Alimentador real com Monte Carlo para fator de penetração de 60% com o aumento do fator de alocação	97
Figura 57. Desequilíbrio de tensão com o aumento do fator de alocação fotovoltaica com Monte Carlo	98
Figura 58. Perfil de tensão p/ fator de alocação (100%) e a potência das cargas como variável aleatória	100
Figura 59. Perfil de tensão p/ fator de penetração (100%) e a potência das cargas como variável aleatória	100
Figura 60. Perfil de tensão para um fator de penetração fixo de 70% e alocação de 100% com e sem carga como variável aleatória	101
Figura 61. Perfil de tensão para um fator de penetração fixo de 100% e alocação a 70% com e sem carga como variável aleatória	102
Figura 62. Média de violações de tensão com e sem a variável aleatória para um crescimento de fator de penetração	103
Figura 63. Média de violações de tensão com e sem a variável aleatória para um crescimento de fator de alocação.....	104
Figura 64. Média de violações de corrente com e sem a variável aleatória para um crescimento de fator de penetração	105

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Classificação da tensão em regime permanente para a classe de tensão superior a 1 kV e inferior a 69 kV. Fonte: [53].	42
Tabela 2. Classificação da tensão em regime permanente para a classe de tensão igual ou inferior a 1 kV (220/127). Fonte: [53].	42
Tabela 3. Limites de desequilíbrio de tensão. Fonte: adaptado [53].	43

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
FP	Fator de Potência
IEA	International Energy Agency
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
MME	Ministério de Minas e Energia
MPP	Maximum Power Point
SF	Sistema Fotovoltaicos
TC	Transformador de Corrente
TP	Transformador de Potencial
LTC	Load Tap Changer
OLTC	On Load Tap Changer
TOE	Tons of Oil Equivalent
IEO	International Energy Outlook
STC	Standard Test Conditions
UTFPR	Universidade Tecnológica Federal do Paraná
SEP	Sistema Elétrico de Potência
GD	Geração Distribuída
LDC	Line Drop Compensation
R	Resistor
C	Capacitor
L	Indutor

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	10
1.1	OBJETIVOS	17
1.1.1	Objetivo geral	17
1.1.2	Objetivos específicos	17
2.	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	18
2.1	Geração fotovoltaica	18
2.2	Sistemas de distribuição.....	27
2.3	Impactos na rede ocasionados pela geração distribuída fotovoltaica.....	33
2.3.1	Fluxo de potência reverso	34
2.3.2	Comportamento do perfil de tensão ao longo do alimentador	35
2.3.3	Alterações no fator de potência.....	38
2.3.4	Comportamento das perdas ativas e correntes ao longo dos trechos do alimentador	39
2.3.5	Parâmetros e limites de qualidade de energia	40
2.4	variável aleatória e distribuição de probabilidade.....	44
3.	METODOLOGIA.....	48
4.	RESULTADOS	51
4.1	Cenário A: Impactos na rede pelo crescimento da geração fotovoltaica distribuída conectada na carga UNIVERSIDADE (análises determinísticas)	51
4.1.1	Avaliação do impacto na tensão	55
4.1.2	Avaliação do impacto na corrente	56
4.1.3	Avaliação do impacto no desequilíbrio de tensão	58
4.1.4	Avaliação do impacto nas perdas.....	58
4.1.5	Avaliação do impacto no fator de potência	59
4.2	Cenário B: Impactos na rede pelo crescimento da geração fotovoltaica distribuída em todas as cargas (análises determinísticas)	60
4.2.1	Avaliação do impacto na tensão	61
4.2.2	Avaliação do impacto na corrente	62
4.2.3	Avaliação do impacto no desequilíbrio de tensão	64
4.2.4	Avaliação do impacto nas perdas.....	64
4.2.5	Fator de potência	65
4.3	Cenário C - Impactos na rede pelo crescimento da geração fotovoltaica distribuída em todas as barras considerando curvas de carga diárias (análises determinísticas).....	66
4.3.1	Tensão	69

4.3.2	Corrente	70
4.3.3	Fator de Potência	72
4.3.4	Perdas.....	74
4.4	Cenário D: impactos na rede em um alimentador real (Análises probabilísticas baseadas em monte carlo).....	76
4.1	Cenário E: impactos na rede em um alimentador real (ANÁLISES PROBABILÍSTICAS BASEADAS EM MONTE CARLO).....	89
4.2	Cenário F: impactos na rede em um alimentador real (ANÁLISES PROBABILÍSTICAS BASEADAS EM MONTE CARLO).....	99
5.	CONCLUSÃO	106
6.	REFERÊNCIAS.....	108

1. INTRODUÇÃO

O aumento da capacidade instalada de geração distribuída fotovoltaica tem incentivado estudos para compreender as influências que essa forma de geração de energia elétrica tem trazido para os sistemas de distribuição atuais. Portanto, é fundamental que seja compreendido o contexto histórico e as projeções de crescimento futuras dessa tecnologia.

O comportamento do consumo de energia no mundo, pode ser observado pela evolução do consumo de energia final mundial de 1971 até 2015, apresentado na Figura 1, dado em mega tonelada equivalente de petróleo (Mtoe, do inglês, tons of oil equivalent), dividido entre as categorias de fontes energéticas [1].

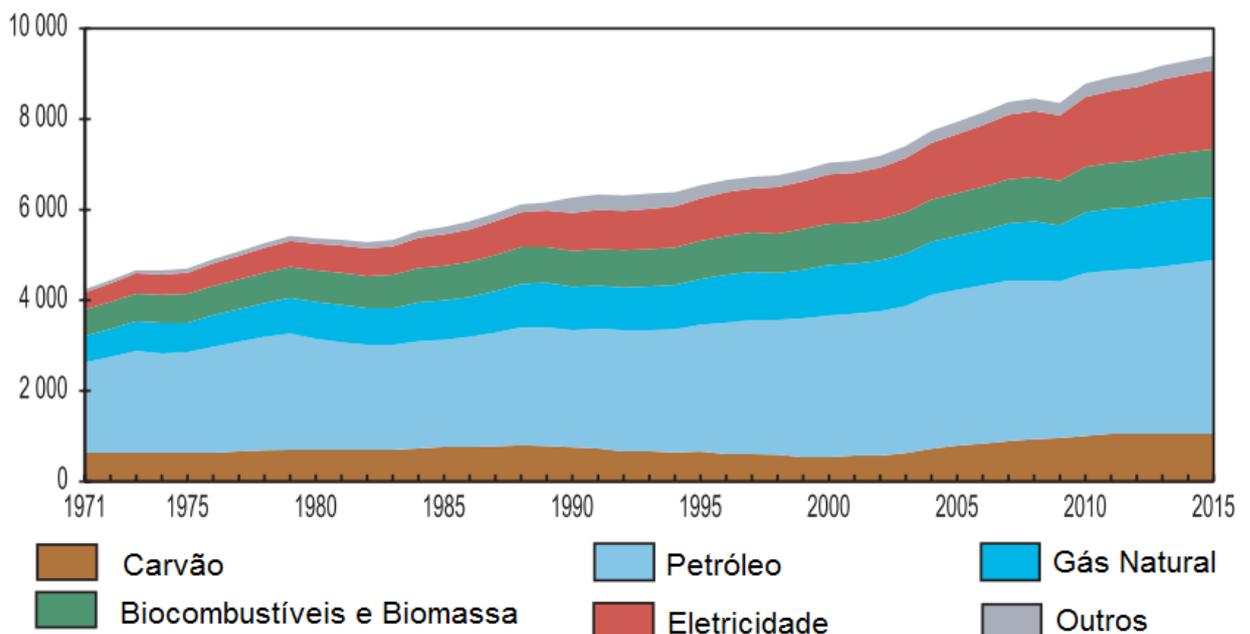


Figura 1. Consumo mundial de energia por fontes energéticas. Fonte: adaptado [1].

Com isso, é possível observar que o consumo de energia final mundial dobrou durante este período. Além disso, o consumo aumentou em todos os casos, sendo que o petróleo é ainda o recurso energético mais consumido no mundo. Entretanto, a participação do petróleo no consumo final total diminuiu de 48,3% para 41%, enquanto que a participação da eletricidade praticamente dobrou, aumentando de 9,4% para 18,5%, demonstrando a expansão do consumo de energia elétrica [1].

As projeções de 2015 até 2040 do consumo de energia mundial são de continuar aumentando, devido principalmente ao crescimento econômico de países como China e Índia e ao aumento da população mundial [2]. O setor industrial se manterá como sendo o setor de maior consumo em relação aos setores de transporte e construções. Além disso, mesmo que o petróleo e seus derivados continuem sendo os combustíveis mais demandados, as fontes de energia renováveis e as usinas nucleares apresentam o crescimento mais rápido [2].

Por isso, as discussões sobre o fornecimento e o consumo de energia elétrica estão intensificadas [1]. Sendo assim, esse consumo de 2015 até 2040 também deverá continuar crescendo [2]. O aumento populacional e a migração urbana são aspectos importantes que intensificam a demanda de energia elétrica no setor residencial e comercial. No transporte, o aumento da participação de veículos elétricos, tende a dobrar a demanda de energia elétrica nesse setor [2].

Contudo, esse aumento da demanda e do consumo de energia elétrica é visto como um dos principais fatores que impactam o meio ambiente [3], [2]. Por isso, o progresso tecnológico e econômico mundial de modo sustentável está em evidência. O aumento do consumo de fontes não emissoras de dióxido de carbono (CO_2), como usinas eólicas e solares, como também o aumento da eficiência energética em equipamentos e processos produtivos está sendo fundamental para as discussões sobre sustentabilidade. Em 2040, as energias renováveis devem atingir a mesma participação na geração de eletricidade mundial que o carvão [2].

A energia eólica e a solar dominam o crescimento de energias renováveis e representam dois terços da capacidade relativa adicionada, alcançando 2,5 e 1,4 trilhões de quilowatts-hora (kWh), respectivamente, até 2040. Esse fato foi impulsionado por essas fontes renováveis estarem apresentando custos mais competitivos, avanços tecnológicos e menores impactos ambientais [2]. As hidrelétricas que sempre tiveram a maior participação na matriz energética mundial de fontes renováveis tendem a diminuir a sua parte devido a problemas ambientais, gerados pelo alagamento de grandes áreas, emissão de metano resultado da degradação anaeróbica de material orgânico submerso e a dependência do ciclo hidrológico da região de implantação [4].

O Brasil, segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), segue as mesmas tendências mundiais, o petróleo e seus derivados ainda são os recursos

energéticos mais consumidos, entretanto a maior parte são utilizados no setor de transportes e o consumo de energia elétrica aumentou nas últimas décadas [5].

A matriz energética brasileira que sustenta a demanda de energia elétrica é predominantemente hidráulica, que corresponde a 68,1% da oferta interna. Contudo, na expansão da capacidade instalada, as centrais hidráulicas contribuíram com 55,6%, as centrais térmicas com 18,1% e por fim, demonstrando um aumento significativo e a importância na estruturação da matriz, as usinas eólicas e solares foram responsáveis pelos 26,3% restantes de aumento na rede nacional [5].

Dentro da geração solar, as células fotovoltaicas tem se destacado. Durante 2016, a capacidade instalada de geração solar fotovoltaica no mundo aumentou ao menos 75 gigawatts (GW), equivalente a instalação de mais de 31.000 painéis solares a cada hora, valor maior que o acumulado total no ano de 2011. Chegando no final de 2016 com uma capacidade total acumulada de no mínimo 303 GW [6]. A Figura 2 apresenta esse crescimento de 2006 até 2016 [6].

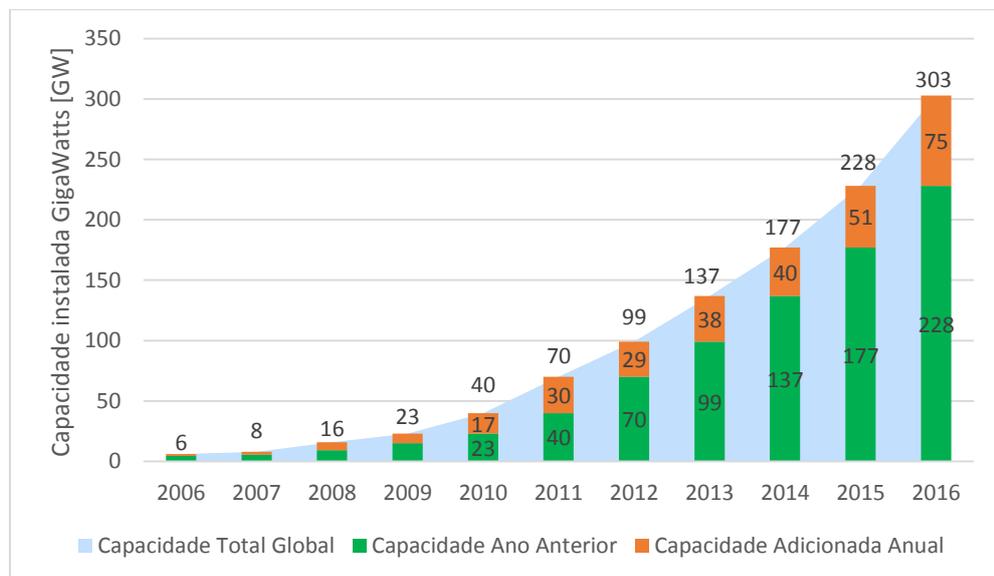


Figura 2. Capacidade Instalada Global de Sistemas Fotovoltaicos 2006-2016 Fonte: [6].

No Brasil, a média anual de radiação solar global diária varia entre 4,5 quilowatt-hora por metro quadrado de um dia (kWh/m².dia) e 5,9 kWh/m².dia [7]. Esses valores são elevados quando comparados com países como Alemanha, Itália e Japão, que possuem uma grande capacidade instalada de unidades de geração fotovoltaica [6]. Devido a esse fato e outros motivos, como o aumento de incentivos governamentais, avanços de tecnologias, facilidades em regulamentações e melhores preços, o Brasil também vem aumentando a sua geração solar fotovoltaica.

O Brasil possuía no mês de abril de 2018, 1,44 gigawatts (GW) de potência instalada de fonte solar fotovoltaica, que representava cerca de 0,9% da capacidade instalada total no país. Desse total, 1.196 MW correspondem à geração centralizada, ou seja, usinas de maior porte e 244 MW em geração distribuída, que consiste basicamente na geração elétrica localizada junto ou próxima aos centros de consumo, geralmente localizadas em casas, edifícios comerciais e públicos, áreas rurais e condomínios. Apesar, da participação em relação ao total ainda ser pequena, a capacidade instalada de geração solar no mesmo mês no ano anterior, ou seja, em abril de 2017, era de 99 MW e já em abril de 2018 passou para 1.440 MW, um aumento de 1351,5% [8].

Em relação a alguns incentivos governamentais a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004 deu início ao conceito de geração distribuída no Brasil prevendo a possibilidade das distribuidoras contratarem energia também desta forma. Entretanto, não era prevista a compra de energia de unidades consumidoras que injetassem na rede o seu excedente através de sistemas fotovoltaicos.

Em 2012, a ANEEL estabeleceu o grande marco para a conexão de sistemas fotovoltaicos nas redes de distribuição de energia ao editar a Resolução Normativa ANEEL nº 482, de 17 de abril de 2012, que estabelece as condições gerais para o acesso de micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia. Essa Resolução, foi alterada para a Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015, que criou a possibilidade de geração distribuída em empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras.

Também em 2015, o Ministério de Minas e Energia, por meio da Portaria MME nº 538, de 15 de dezembro de 2015, criou o Programa de Geração Distribuída (ProGD), que tem como principal objetivo promover e incentivar a geração distribuída a partir de fontes renováveis e cogeração em edifícios públicos e privados, podendo ser residenciais, comerciais e até mesmo industriais.

Além de todas essas condições favoráveis, o Brasil apresenta grandes reservas de quartzo de qualidade, que é matéria-prima para a produção de silício com alto grau de pureza e conseqüentemente, células fotovoltaicas, que possuem um alto valor agregado. Assim, o mercado interno pode receber incentivos para a produção desta tecnologia, ou fomentar investidores externos [9].

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) do Brasil possui predominantemente, usinas hidrelétricas, conforme apresentado anteriormente. Essa característica é dada pela interconexão dos sistemas elétricos, através de malhas de transmissão, que percorrem longas distâncias interligando grande parte do território nacional, permitindo ganhos sinérgicos e o aproveitamento dos regimes hidrológicos das bacias [10].

Assim, esse modelo de sistema exige grandes investimentos em geração e transmissão e tradicionalmente foram desenvolvidos e implementados para operarem de forma radial, onde o fluxo de potência vem das usinas geradores até os seus clientes finais. Com a geração distribuída, o fluxo de potência passa a se alterar porque os clientes finais também começam a fornecer energia para o sistema, portanto, a arquitetura das redes de distribuição e os equipamentos conectados devem ser dimensionados para que o sistema opere com essa nova configuração de forma segura e com qualidade de energia. Dentre as diversas formas de geração distribuída, os sistemas fotovoltaicos se destacam pelo seu crescimento no número de conexões com a rede, por isso estudos que visam avaliar as suas consequências na rede distribuição de energia elétrica são necessários [11], [12].

Portanto, no presente trabalho, foi feita uma revisão bibliográfica dos principais conceitos de geração fotovoltaica, de redes de distribuição de energia elétrica e de impactos na rede. Além disso, também foi realizada uma breve explicação sobre variáveis aleatórias e distribuições de probabilidade que foram utilizadas neste trabalho. Assim, revisado e determinado os principais impactos, foi analisado e escolhido o *software* de análise de fluxo de potência OpenDSS®.

O *software* DSS® (Distribution System Simulator) começou a ser desenvolvido em 1997 na Electrotek Concepts, Inc. por Roger Dugan e Thomas McDemontt. Num primeiro momento, o objetivo do *software* era disponibilizar análises de redes de distribuição com a inserção de geração distribuída, fornecendo um conjunto de ferramentas flexíveis e que permitisse acompanhar as constantes atualizações de sistemas de distribuição de forma contínua. Em 2004, o DSS foi comprado pela EPRI (Electric Power Research Institute) e, em 2008, tornou-se um programa *open source*, o chamado *software* OpenDSS®, afim de acompanhar os avanços em redes de distribuição, especificamente em *smart grids*.

O OpenDSS® permite considerar sistemas trifásicos, bifásicos e monofásicos, diferentes modelos de cargas, desenvolver vários tipos de linhas e a

inclusão de casos desbalanceados, análises em regime permanente, perdas, regulação de tensão, harmônicos e faltas. Portanto, esse *software* apresenta basicamente todo tipo de análise em regime permanente em sistemas de distribuição de energia elétrica, necessárias para alcançar o objetivo deste estudo. Além disso, ele apresenta inúmeras funcionalidades relacionadas a inserção de geração distribuída e qualidade de energia. Muitos estudos científicos já utilizaram esse *software* em suas análises [13]–[15].

Além disso, devido ao OpenDSS® ser livre, possibilitando uma continuação deste trabalho por outros pesquisadores que não tenham licenças de outros *softwares*, por ele ser muito utilizado na literatura, por permitir ser controlado via outros *softwares*, como o Matlab® para inserção de dados e implementação de algoritmos, por já ter inúmeros exemplos implementados por outros autores, por apresentar um fórum de discussão online livre, que já apresenta um histórico de dúvidas dos usuários que foram sanadas pelos seus desenvolvedores, por essas soluções já responderem inúmeras questões geradas por quem está começando a trabalhar no *software* e ainda nesse fórum é permitido que qualquer pessoa faça novas perguntas para que os desenvolvedores respondam e por fim, pelo OpenDSS® apresentar inúmeras funções de análise de impactos em regime permanente que serão necessárias para este estudo, ele foi o *software* escolhido.

Outro fator importante a ser escolhido foi as redes de distribuição a serem analisadas. Para isso, foi escolhida uma rede hipotética com características típicas brasileiras [16] e um alimentador real brasileiro, que teve suas informações disponibilizadas pela concessionária local.

Em seguida, foram criados os cenários, que foram utilizados para conduzir as análises explorando determinadas condições de operação da rede de distribuição modelada. Para a rede hipotética foram realizadas as análises determinísticas dos impactos ocasionados pelo aumento da potência instalada dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Nesse caso, para determinados valores de entrada conhecidos foi obtido um conjunto único de valores de saída. O objetivo principal neste caso foi fundamentar conceitos e comportamentos obtidos na revisão bibliográfica, que depois também colaboraram nas análises considerando variáveis aleatórias.

Para o alimentador real brasileiro foram realizadas análises probabilísticas baseadas em Monte Carlo, que consiste em amostragem aleatória massiva para obter resultados numéricos, permitindo explorar condições mais realísticas com variáveis

aleatórias seguindo distribuições de probabilidade. Com isso, além de ter sido demonstrado o comportamento dos impactos para diferentes condições das variáveis aleatórias, foram obtidas as médias de violações dos impactos para demonstrar quais os valores de fator de penetração ou de alocação dos sistemas fotovoltaicos em que as violações são iniciadas. Os impactos analisados foram na tensão, corrente, perdas, fator de potência e desequilíbrio de tensão.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Objetivo geral

Analisar os impactos ocasionados em uma rede de distribuição de energia elétrica real brasileira, devido ao aumento de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, considerando variáveis aleatórias e o método de Monte Carlo.

1.1.2 Objetivos específicos

- Revisar os principais impactos em regime permanente nas redes de distribuição de energia elétrica de fluxo de potência reverso, aumento de tensão, alterações no fator de potência, desequilíbrio de tensão, variações na corrente e perdas elétricas;

- Modelar uma rede hipotética de distribuição de energia elétrica brasileira, baseada na literatura, considerando subestações, geradores distribuídos, linhas de distribuição, cargas;

- Modelar um alimentador real brasileiro de distribuição de energia elétrica, baseado em informações disponibilizadas pela concessionária local;

- Elaborar cenários, que considerem diferentes condições de operação que a rede pode estar submetida com a inserção de geração distribuída fotovoltaica para realizar as análises de fluxo de potência;

- Analisar o fluxo de potência da rede hipotética no OpenDSS®, com os cenários elaborados e avaliar a magnitude e comportamento dos impactos em regime permanente;

- Analisar o fluxo de potência no alimentador real no OpenDSS® via Matlab®, com os cenários elaborados e avaliar a magnitude e comportamento dos impactos em regime permanente, considerando variáveis aleatórias e o método de Monte Carlo;

- Analisar o comportamento das violações dos impactos com o aumento do fator de penetração e do fator de alocação.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo são apresentados os principais conceitos utilizados neste trabalho e são analisadas e indicadas referências que fundamentaram e motivaram o presente estudo. Ele é dividido em quatro principais seções: geração fotovoltaica, sistemas de distribuição, impactos na rede e a última que inclui o assunto variável aleatória e distribuição de probabilidade. Na primeira sessão a geração distribuída fotovoltaica é contextualizada e são apresentados os princípios de funcionamento, as características físicas desses sistemas e alguns dos seus principais elementos. Na segunda seção é descrito o sistema de distribuição de energia elétrica e os seus principais dispositivos e equipamentos. Na terceira sessão, são apresentados os impactos ocasionados por sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Na última sessão são explicados importantes conceitos de variável aleatória, distribuição de probabilidade, distribuição uniforme e distribuição normal.

2.1 GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Uma das principais opções de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis é através da conversão da energia solar, por meio de sistemas fotovoltaicos, que fazem a conversão direta em eletricidade. Esses sistemas são formados por um conjunto de painéis fotovoltaicos constituídos por uma combinação de várias células fotovoltaicas formadas de um material semicondutor, geralmente o silício, adaptado através de uma junção física, para que estimulados pela radiação solar gerem fluxo de energia elétrica. Assim, quanto maior for a intensidade da luz solar no momento, maior será a corrente contínua gerada [17], [18].

A conversão de energia solar em energia elétrica também pode ser feita através de sistemas heliotérmicos, ou também conhecidos como sistemas de energia solar concentrada, que fazem a conversão em energia elétrica indiretamente. Nesse caso, a irradiação solar é direcionada, normalmente através de um conjunto de espelhos controlados, para um ponto de recepção de energia térmica, iniciando um ciclo termodinâmico, passando por uma caldeira que irá aquecer um fluido e

posteriormente acionar uma turbina para gerar energia elétrica [19]. Entretanto, este estudo é focado no impacto de sistemas fotovoltaicos.

As principais vantagens de um sistema fotovoltaico são: fonte renovável de energia, baixo custo de manutenção e operação, geração próxima do consumidor e baixo impacto sonoro e ambiental. Já as desvantagens são: o custo inicial pode ser elevado, dependência dos avanços tecnológicos e das condições de radiação solar [18].

Um sistema fotovoltaico pode ser dividido em dois principais modos de implementação: On Grid (Conectado à rede) e Off Grid (Desconectados da rede ou isolados). No primeiro modo, os principais elementos são o conjunto de painéis, os conversores eletrônicos e o medidor de energia, esse último deve ser bidirecional para que a energia possa ser transferida para a rede quando houver excedente. Já no segundo caso, além dos arranjos de módulos fotovoltaicos e conversores eletrônicos, geralmente é acrescentado um banco de baterias para aproveitar o excedente de energia gerada e utilizá-la em momentos de ausência de geração. Assim, esse modo opera isoladamente alimentando uma carga específica. Entretanto, a combinação dos elementos pode ser alterada, contanto que atendam aos requisitos de segurança e qualidade de energia [20]. Esse estudo visa avaliar sistemas fotovoltaicos conectados à rede, por isso esse assunto será mais detalhado do que sistemas isolados.

Um sistema fotovoltaico conectado à rede é formado por um arranjo de painéis fotovoltaicos, que são constituídos de uma combinação de células fotovoltaicas, por um conversor CC-CC, que em geral é responsável por elevar a tensão dos arranjos de painéis e por realizar rastreamento do ponto de máxima potência. Por fim, o inversor conecta o sistema fotovoltaico a uma rede elétrica CA. Todos esses elementos são projetados para garantir a potência e qualidade da energia necessária de acordo com as especificações do sistema fotovoltaico e das regulamentações locais [21]. A energia produzida por esses sistemas pode ser consumida diretamente pela carga, ou injetada na rede de distribuição, para ser consumida por outras unidades consumidoras também conectadas ao sistema. Assim, esses sistemas representam uma fonte complementar ao sistema elétrico de potência [22].

O principal elemento de um sistema fotovoltaico é a célula fotovoltaica que irá converter a energia solar em energia elétrica, através do efeito fotovoltaico, que ocorre quando uma junção P-N é exposta a fótons fazendo com que cargas sejam

aceleradas partindo da camada de P para a camada N dando origem a uma diferença de potencial [17]. A combinação das células fotovoltaicas em série e/ou paralelo formam um painel ou módulo fotovoltaico, que produz tensão e corrente para o consumo de energia, portanto, a fabricação busca atender os valores de tensão e corrente de projeto, variando a combinação e a quantidade de células [18]. Assim, os módulos podem ser de diferentes características, variando o tamanho, as potências, cores e materiais. A forma mais utilizada de classificação dos painéis fotovoltaicos é quanto ao material de fabricação da célula, os tipicamente utilizados são: monocristalinos, policristalinos e filmes finos [18]. Quanto ao modelo teórico, os módulos também podem ser representados pelo circuito equivalente das células fotovoltaicas [17].

O circuito equivalente mais simples dessa célula, utilizado na literatura, é o modelo de um diodo, que é apresentado na Figura 3 e representa os parâmetros elétricos de saída (tensão e corrente) em função dos fatores que influenciam na entrada, além disso o diodo no circuito representa as características físicas da célula [17].

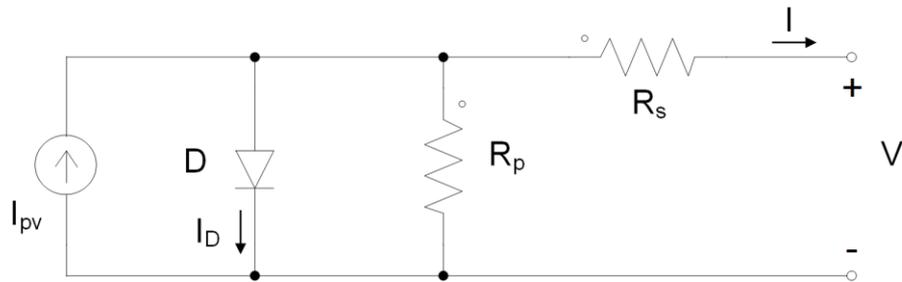


Figura 3. Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica Fonte: adaptado [17].

Aplicando a primeira Lei de Kirchhoff no circuito equivalente da célula fotovoltaica, é encontrado que a corrente de saída do circuito equivalente I é igual a corrente que representa o efeito fotovoltaico I_{pv} , menos a corrente do diodo I_D e a corrente que passa pela resistência em paralelo R_p . Assim, obtém-se a relação entre a corrente de saída I e a tensão de saída V do circuito, descrita pela Equação (1):

$$I = I_{pv} - I_0 \left(e^{\frac{V + I \cdot R_s}{n \cdot V_T}} - 1 \right) - \frac{V + I \cdot R_s}{R_p} \quad (1)$$

onde a resistência em série R_s representa as perdas internas da célula, que são dependentes da constituição física do material. A resistência em paralelo R_p representa as perdas por fuga de corrente. Essas resistências aproximam o circuito da realidade, para um modelo ideal em que a resistência em série é nula e a resistência em paralelo é infinita. Pequenas variações de R_s impactam significativamente a saída da célula fotovoltaica, enquanto que R_p pouco influencia [17].

Ainda observando a equação (1), I_{pv} é a corrente que representa o efeito fotovoltaico da célula, I_0 é a corrente de saturação do diodo, n é a constante de idealidade do diodo, V_T é a tensão térmica, que é apresentada na equação (2), em que k é a constante de Boltzmann ($1,38065 \times 10^{-23}$ J/K), T a temperatura de operação da célula e q a carga elementar do elétron ($1,60217 \times 10^{-19}$ C) [17].

$$V_T = \frac{k \cdot T}{q} \quad (2)$$

Graficamente, as características elétricas de uma célula fotovoltaica são representadas pelas curvas I-V e P-V. A Figura 4 e a Figura 5 apresentam essas curvas características.

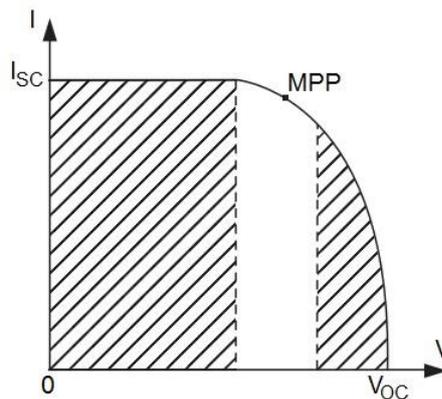


Figura 4. Curva Característica I-V Fonte: adaptado [17].

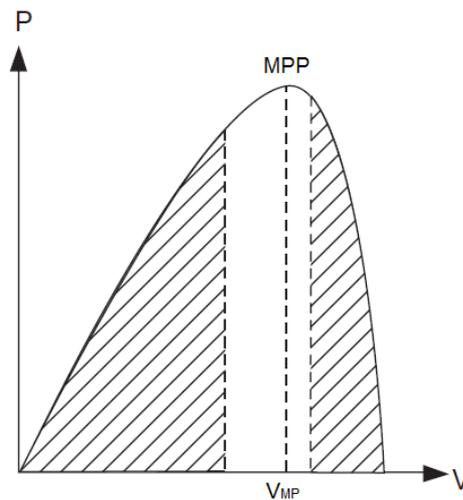


Figura 5. Curva Característica P-V Fonte: adaptado [17].

Na parte esquerda da curva I-V, Figura 4, pode ser observada a corrente de curto-circuito (I_{sc} , do inglês, *Short-Circuit Current*) quando a tensão é zero, ou seja, os terminais de saída curto-circuitados. Na parte direita, é apresentada a tensão de circuito aberto (V_{oc} , do inglês, *Open Circuit Voltage*), na qual a corrente é zero, ou seja, é a tensão medida quando os terminais de saída do painel estão em aberto. Na região sombreada a esquerda o painel opera como uma fonte de corrente praticamente constante, gerando uma tensão para atender a carga. Na região sombreada a direita, a corrente decresce rapidamente para uma pequena variação de tensão, ou seja, o painel opera como uma fonte de tensão com uma resistência interna. Entre as duas regiões sombreadas, no “joelho” da curva, se encontra o ponto de máxima potência (MPP, do inglês, *Maximum Power Point*) encontrado pelo produto da tensão V_{MP} (Tensão de Máxima Potência) e da corrente I_{MP} (Corrente de Máxima Potência) apresentado no ponto de máximo global da curva característica P-V [17].

A curva P-V apresentada na Figura 5 demonstra mais especificamente o MPP correspondente a um ponto na curva I-V. Como a potência de saída é igual ao produto da tensão de saída pela corrente de saída do painel é observado na curva que quando a corrente é zero, ou seja, circuito está em aberto a potência é zero e quando a tensão é zero, ou seja, os terminais de saída estão em curto-circuito, a potência também é zero, isto é, apesar desses valores serem os mais significativos em termos de magnitude de tensão e corrente, não há transferência de potência [17].

Assim, alguns dos dados mais utilizados na modelagem de módulos fotovoltaicos podem ser encontrados em manuais de fabricantes de módulos

fotovoltaicos: tensão e corrente de máxima potência, ponto de máxima potência, tensão de circuito aberto e corrente de curto-circuito, eficiência do módulo e temperatura de operação [23].

Dois principais fatores que influenciam no desempenho e na modelagem de um sistema fotovoltaico, como já observado no detalhamento do circuito equivalente são: a variação da irradiação solar e a temperatura de operação [24]. Por isso, em seguida, são apresentados os comportamentos das curvas características I-V e P-V com a variação de cada variável.

A variação da irradiação solar altera diretamente as características das curvas I-V de um sistema fotovoltaico como pode ser observado na Figura 6, onde I_{SH} é significativamente alterada, mas V_{OC} sofre uma pequena variação. De acordo com a curva característica P-V, como pode ser observado na Figura 7, quanto menor a incidência de radiação solar menor por área sobre os painéis fotovoltaicos, menor é a corrente de saída e conseqüentemente a potência na saída também é reduzida.

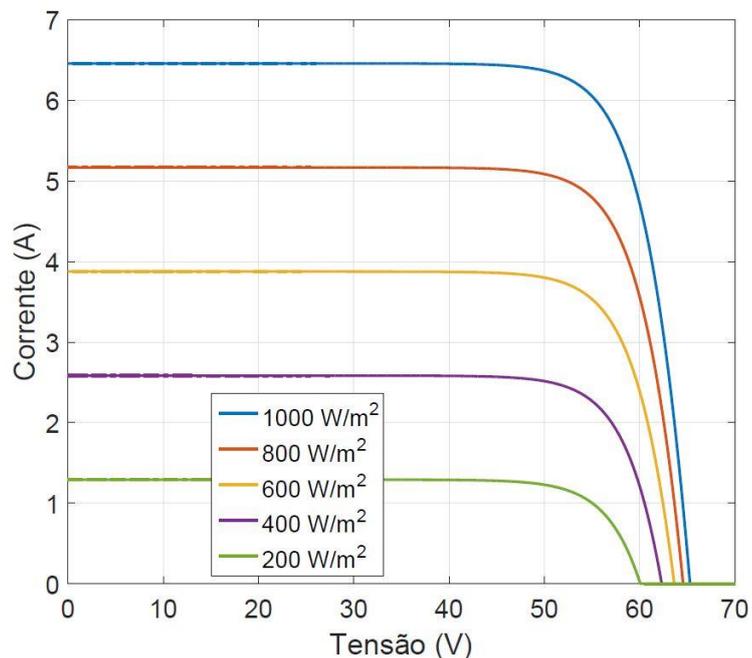


Figura 6. Curva Característica I-V com variação de irradiação Fonte: autor.

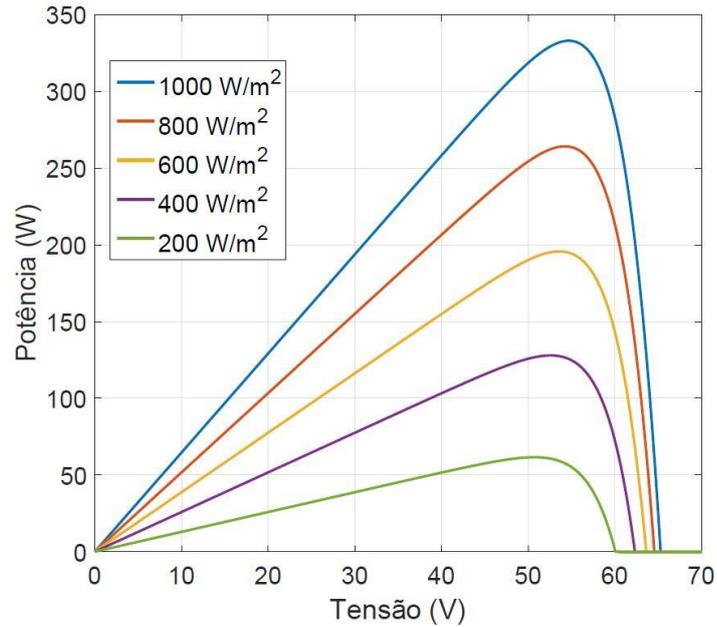


Figura 7. Curva Característica P-V com variação de irradiação Fonte: autor.

Em relação à temperatura, a curva característica I-V, Figura 8, demonstra que para diferentes temperaturas de operação a corrente de curto circuito é levemente alterada, enquanto que a tensão de circuito aberto se altera significativamente. E analisando a curva característica P-V, Figura 9, observa-se que para temperaturas mais baixas o MPP acaba sendo maior.

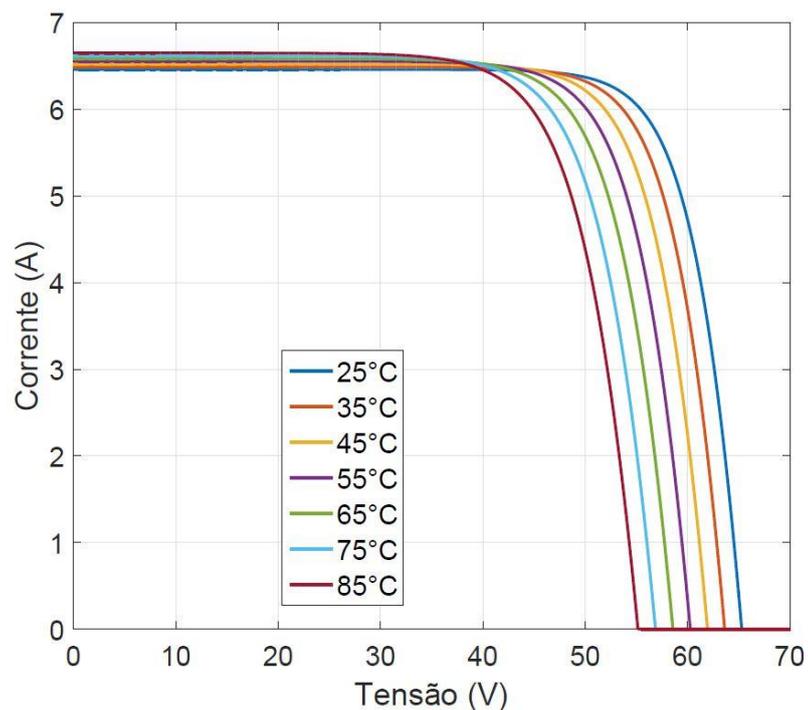


Figura 8. Curva Característica I-V com variação de temperatura Fonte: autor.

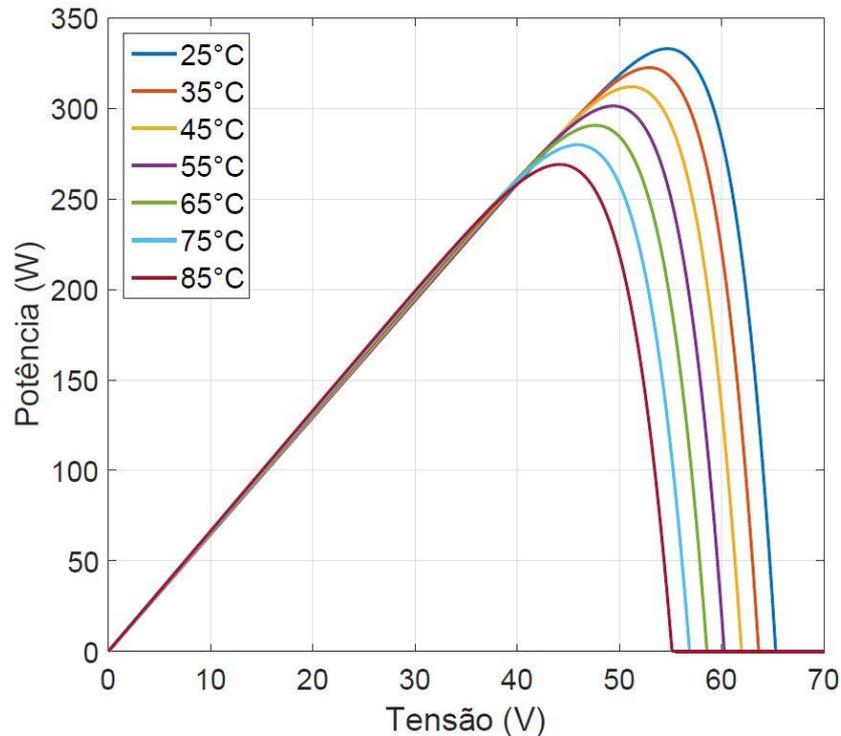


Figura 9. Curva Característica P-V com variação de temperatura Fonte: autor.

O principal objetivo dos inversores, que são conversores eletrônicos, é fornecer energia elétrica em corrente alternada para a rede de distribuição, onde a tensão de saída do inversor é sincronizada com a tensão da rede, a partir de uma fonte de energia elétrica em corrente contínua, que no caso desse estudo é o arranjo de painéis fotovoltaicos. Além disso, os inversores fabricados para sistemas fotovoltaicos conectados à rede, também devem possuir as funções de ajuste da saída do inversor para atingir a máxima potência, registros de informações técnicas de operação e geração, além de sistemas de proteções baseados nas regulamentações locais [25].

Esses inversores podem ter um ou dois estágios. O primeiro possui apenas a conversão (CC-CA), sendo portanto, equipamentos mais robustos, eficientes, mas com funções limitadas, sendo utilizados em casos em que não é necessário um elevado desempenho dos sistemas fotovoltaicos. Já o segundo, possui um conversor CC-CC, que regula a tensão de saída do módulo fotovoltaico e que realiza a função de rastreamento do ponto de máxima potência e outro conversor CC-CA que realiza a conexão com a rede e filtragens [26].

Com isso, os sistemas fotovoltaicos podem ser caracterizados de acordo com quatro topologias para conexão com a rede. Módulo integrado, que apresenta um

inversor conectado diretamente a somente um painel; Inversor em linha (*string*), que é caracterizado por ter um único inversor de um ou dois estágios conectados com somente um conjunto de painéis em série (*string*); Multilinhas (*multistring*), que é formada por múltiplas *strings*, em que cada uma delas é conectada a um conversor CC-CC, que são conectados a um único inversor, ou seja, apresentam um único estágio para várias *strings*; Inversor central, que é formado por um conjunto de painéis em série e em paralelo conectados a um único inversor, sendo uma configuração mais utilizada em grandes parques fotovoltaicos [27].

O rastreamento do ponto de potência máxima (MPPT, do inglês *Maximum Power Point Tracking*) é um mecanismo de controle eletrônico interno do inversor, que permite o arranjo fotovoltaico operar com o melhor desempenho energético, ou seja, ele monitora continuamente as alterações das curvas I-V e/ou P-V, devido a diferentes valores de temperatura e irradiação, e atua sobre a eletrônica do conversor, encontrando os valores de tensão e corrente de máxima potência, assim o sistema irá extrair a máxima potência proveniente da radiação solar [28].

Existem diferentes métodos de MPPT, que variam de acordo com o custo, a velocidade de convergência até o MPP, os sensores e a complexidade. Assim, de acordo com a quantidade de painéis, confiabilidade e objetivos do sistema fotovoltaico à ser instalado, pode-se ter um método MPPT que se adequa melhor [29].

Os métodos MPPT podem ser classificados de duas formas: métodos off-line e métodos on-line. O primeiro requer um modelo do arranjo fotovoltaico e as medidas de irradiação solar e temperatura, enquanto que o segundo não necessita destas condições. Entre as características desejáveis dos métodos estão a estabilidade, resposta dinâmica rápida, pequeno erro em regime permanente, robustez para distúrbios e eficiência para uma grande escala de potência [28].

Assim, depois de descrever as principais características, conceitos e elementos da geração fotovoltaica, na próxima seção serão apresentados os sistemas de distribuição de energia elétrica e os seus principais dispositivos e equipamentos que vem recebendo uma crescente conexão de geração distribuída fotovoltaica.

2.2 SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) é o principal meio de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, que tem como função fornecer a energia elétrica demandada instante a instante a todos os usuários, sejam grandes ou pequenos consumidores, seguindo procedimentos de qualidade de energia. Por isso, o sistema deve ser planejado e estruturado, com capacidade de geração e transporte que atendam o fornecimento de energia consumida durante um intervalo de tempo e à máxima demanda de potência ativa instantaneamente [30],[31].

As usinas geradoras de energia elétrica estão localizadas próximo dos recursos naturais energéticos, mas afastadas dos centros de consumo, como por exemplo no Brasil, onde grande parte da geração de energia provém de usinas hidrelétricas, que em sua maioria foram estabelecidas nos pontos favoráveis para aproveitamento dos recursos fluviais. Do mesmo modo, usinas termoelétricas são instaladas próximas a reservas de combustíveis fósseis e de fornecedores de biomassa [10]. No entanto, essa característica predominante da localização de usinas geradoras torna imprescindível a existência de linhas de transmissão para interligar a geração com os consumidores. Portanto, essas linhas devem ser planejadas para atenderem o montante de potências demandadas e as distâncias a serem percorridas. Para isso, a tensão na transmissão deve ser elevada em relação à de geração, tornando esse transporte economicamente viável para longas distâncias [30],[32].

A energia elétrica ao chegar aos centros de consumo, como cidades e indústrias, encontra uma diversidade de potências demandadas, variando a ordem de grandeza e o perfil de consumo. Além disso, esses centros são caracterizados por regiões densamente habitadas, com circulação de pessoas, exigindo confiabilidade e segurança. Assim, o nível de tensão da transmissão é inviável para o suprimento de todos os usuários, por isso são realizados abaixamentos de tensão até os usuários finais [32].

Assim, os sistemas de potência geralmente possuem níveis de alta tensão (AT) tensão entre fases de 69 à 230kV, média tensão (MT) tensão entre fases de 1 à 69kV e baixa tensão (BT) tensão entre fases menores de 1kV [33]. Ainda, podem ser encontrados os níveis de tensão de extra-alta tensão (EAT) e ultra-alta tensão (UAT).

Para isso, as subestações de subtransmissão abaixam a tensão de transmissão para alta tensão (AT) ou tensão de subtransmissão. Essas subestações que são supridas pelas linhas de transmissão atendem as linhas de subtransmissão, as quais podem receber a conexão de alguns consumidores e as subestações de distribuição. Em seguida, nessas subestações de distribuição é realizado um abaixamento de alta tensão (AT) para média tensão (MT) ou tensão de distribuição primária, suprindo as linhas de distribuição primária, alguns consumidores atendidos nesse nível de tensão e os transformadores de distribuição. Por fim, esses transformadores abaixam a tensão para baixa tensão (BT) ou tensão secundária e atendem as linhas de distribuição secundárias e os consumidores restantes [31][32].

Na Figura 10 é apresentado um diagrama ilustrativo de um SEP típico: a geração, a transmissão, a subtransmissão e a distribuição [34]. Cada etapa pode operar de uma maneira específica de acordo com as exigências de projeto, sendo que, o sistema de transmissão opera, geralmente, em malha. O sistema de subtransmissão, usualmente, opera de forma radial, mas também, pode operar em malha. No sistema de distribuição, as redes de distribuição primária operam, em geral, de forma radial e as redes secundárias, no Brasil, geralmente, operam de forma radial, mas também podem operar em malha [31].

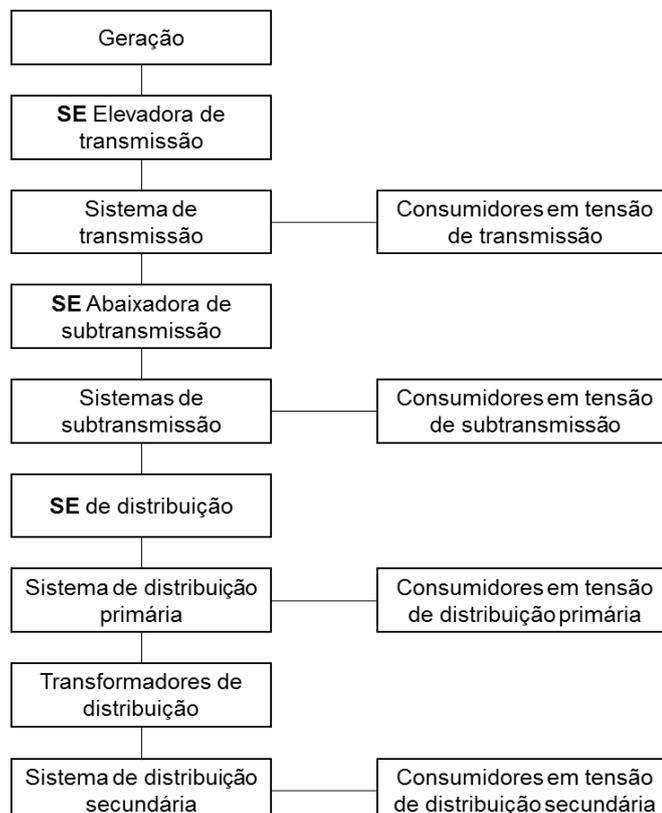


Figura 10. Diagrama ilustrativo do sistema Fonte: adaptado [31].

Entretanto, apesar dos sistemas elétricos de potência serem tipicamente desenvolvidos conforme foi apresentado, devido à necessidade de redução de custos de transmissão e o avanço de tecnologias de geradores de energia, a configuração dos sistemas tem sofrido algumas modificações, principalmente com a inserção de geradores de energia elétrica na distribuição, dando origem à geração distribuída. No tópico seguinte foi detalhado o sistema de distribuição, que foi fundamental para o desenvolvimento deste trabalho.

O sistema de distribuição convencional engloba o sistema de subtransmissão, a subestação de distribuição e as redes de distribuição primária e secundária. Em alguns casos, não são implementadas o sistemas de subtransmissão, assim a subestação de distribuição é alimentada diretamente pelas linhas de transmissão. Geralmente, partem das subestações de distribuição um ou mais alimentadores primários, que predominantemente são radiais, ou seja, há somente um caminho para o fluxo de potência até o usuário [35], [36].

A função principal de um sistema de distribuição de energia elétrica é fornecer energia das subestações de distribuição a cada consumidor com segurança, confiabilidade e qualidade. Para isso, é muito importante um bom planejamento, seja em longo ou curto prazo, para prever e resolver problemas técnicos e econômicos como a manutenção de equipamentos, operação dos dispositivos reguladores de tensão, substituição de cabos e ampliação da rede [31].

Na Figura 11 é apresentado um diagrama unifilar de uma subestação de distribuição com os principais componentes encontrados na maioria das subestações com as chaves seccionadoras para alta e média tensão, transformadores de tensão, dispositivos de regulação de tensão, proteção e medição. Entretanto, existem inúmeras configurações de subestações possíveis, que devem ser escolhidas de acordo com as exigências dos sistemas elétricos de potência locais, com o objetivo de realizar as funções básicas de uma subestação de transformação, regulação de tensão, manobras e ainda eventualmente de compensação de reativos com segurança e confiabilidade [36].

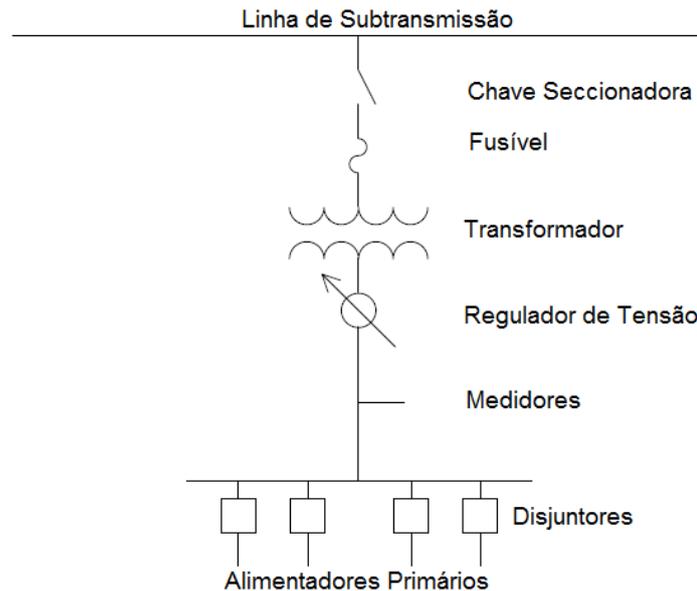


Figura 11. Esquema simplificado de subestação de distribuição Fonte: adaptado [36].

As chaves seccionadoras nas subestações de distribuição são destinadas a isolar equipamentos, barramentos, ou ainda, trechos de linhas de subtransmissão transmissão, dependendo da configuração do sistema. Em geral, o chaveamento para a alta tensão é realizado por chaves seccionadoras simples, mas inúmeras configurações utilizam disjuntores de alta tensão. Já para a média tensão, preferencialmente o chaveamento é realizado por disjuntores e religadores. Tanto na alta tensão e na baixa tensão, existem uma variedade de configurações possíveis [31], [36].

A regulação de tensão é uma função de grande importância destinada a subestações e é relevante nos estudos de impactos da geração distribuída realizada por sistemas fotovoltaicos nos sistemas de distribuição. Como a carga dos alimentadores varia, a queda de tensão entre a subestação e os consumidores também varia. Por isso, a tensão nas subestações precisa variar de acordo com essas variações de carga, mantendo um nível de tensão seguro e funcional para os usuários. Assim, para resolver esses comportamentos, é efetuada a regulação de tensão. Ela pode ser realizada por reguladores de tensão, conforme Figura 11, ou por transformadores com OLTC (*On-Load Tap Changing*), que realizam a mudança de *tap* do lado de média tensão, conforme a variação das cargas. Entretanto, existem

reguladores de tensão que podem estar ao longo dos alimentadores para compensar cargas mais pesadas e longas distâncias [32], [35], [36].

A proteção de subestações tem como objetivo principal proteger contra curto-circuito. Dependendo da configuração da subestação, do tamanho e da complexidade são inseridos diferentes dispositivos de proteção e em determinados pontos dos circuitos, protegendo cada elemento do circuito. Em relação a medição, cada subestação possui uma forma de medir, desde medidores analógicos até digitais, capazes de determinar valores médios, máximos e mínimos de corrente, tensão, fator de potência e potência durante vários períodos de tempo. Além disso, com as exigências por uma boa qualidade de energia, o aumento de tecnologias de automação e medição, os medidores tem se tornado elementos cada vez mais importantes em sistemas de distribuição [36].

Os sistemas de distribuição são caracterizados por apresentarem, em sua maioria, uma configuração radial, principalmente em redes aéreas, que contém um único caminho para o fluxo de potência da subestação até os consumidores, mas podem apresentar a possibilidade de transferência de cargas entre os circuitos para o suprimento da operação em casos de manutenções no alimentador. Em geral os sistemas de distribuição apresentam uma ou mais subestações, que compreendem um ou mais alimentadores [35], [36].

Em geral, fazem parte dos alimentadores radiais as linhas de média tensão que partem das subestações de distribuição, os reguladores de tensão, os bancos de capacitores, os transformadores de distribuição e as cargas monofásicas, bifásicas e trifásicas [31], [36].

As principais vantagens de um sistema radial são a facilidade em proteção contra faltas, baixas correntes de falta sobre a maior parte do circuito, controle de tensão mais simples, controle de fluxo de potência e predição com maior simplicidade e baixo custo. Além disso, os alimentadores radiais apresentam uma maior flexibilidade de formatos e tamanhos, capazes de atender o layout de grandes centros urbanos e uma grande extensão de cargas conectadas [35].

A Figura 12 apresenta um alimentador radial trifásico, com a indicação das fases, com os principais elementos de um sistema de distribuição e os pontos de conexão dos componentes através de linhas de distribuição representados por nós ou barras.

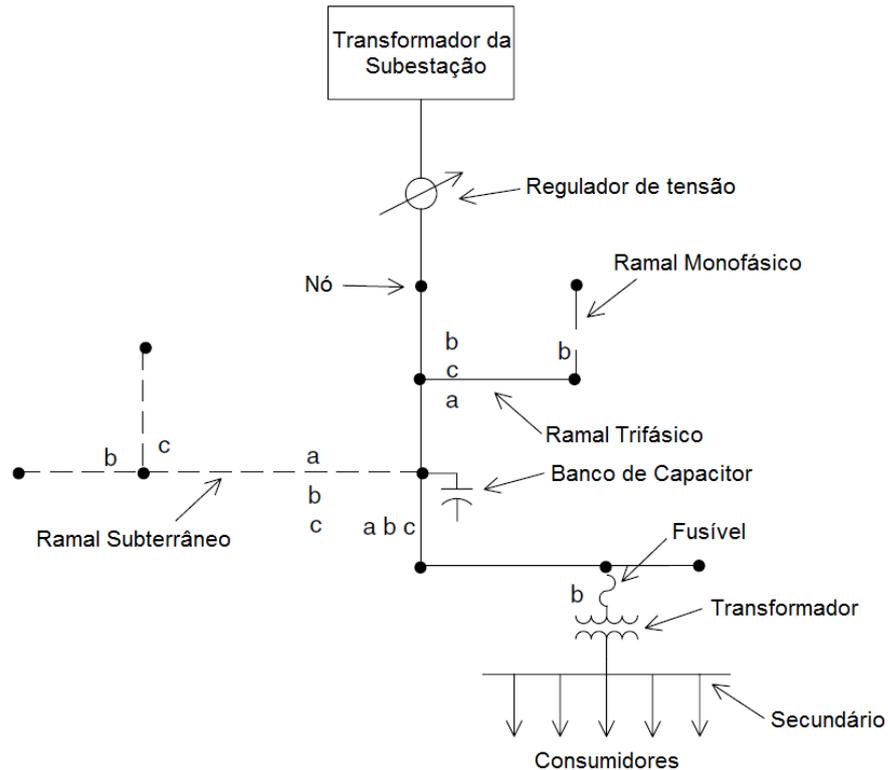


Figura 12. Diagrama alimentador radial Fonte: adaptado [36].

Como os sistemas de distribuição tem a principal função de fornecer energia das subestações até os consumidores finais, as características das cargas (potência, tipo de conexão, comportamento ao longo do dia, fator de potência, número de fases) são muito importantes e influenciam no planejamento, modelagem e análise de sistemas de potência.

As distribuidoras atendem uma faixa diversa de cargas, desde áreas rurais com baixa densidade de potência até áreas urbanas residenciais e industriais, que demandam grande potência, com perfis de carga bem diferentes entre si. Além disso, um sistema de distribuição pode alimentar ao mesmo tempo cargas com perfis diferentes, como uma área residencial com um pico de 10 a 20kVA e indústrias com 5 MW de pico [35]. E mesmo durante o período de um dia, o comportamento e os níveis de uma carga se alteram, por exemplo, pela manhã e no fim de tarde ocorrem picos de potência e consumo de energia, assim algumas modalidades tarifárias são diferenciadas nesses horários, demonstrando que a variação das cargas, impacta tecnicamente e economicamente. Uma vantagem é que o perfil das cargas durante um período apresenta comportamento semelhante que pode ser modelado [32], [36].

Os tipos de conexões possíveis dos consumidores ao sistema de distribuição são monofásicas, bifásicas e trifásicas. Nas redes de distribuição primária, a maioria das conexões são trifásicas, mas pode-se encontrar ligações bifásicas em zonas rurais. Já as redes de distribuição secundária contém uma quantidade variada das três conexões, devido à presença de áreas residenciais ligadas com uma ou duas fases. Por isso, as distribuidoras buscam evitar desequilíbrios, dividindo igualmente as cargas entre as fases disponíveis.

As cargas com características semelhantes podem ser classificadas pela localização geográfica, finalidade, dependência da energia, perturbações, tarifação e níveis de tensão de conexão [35].

Portanto, após as seções de geração fotovoltaica e de sistemas de distribuição foi apresentado na próxima seção como a geração distribuída fotovoltaica pode impactar as redes de distribuição.

2.3 IMPACTOS NA REDE OCACIONADOS PELA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTVOLTAICA

Em geral, os estudos de impactos na rede visam avaliar a qualidade da energia e a operação das redes de distribuição, contribuindo com recomendações para o planejamento e manutenção das redes [37]–[39]. Como o número de conexões de sistemas fotovoltaicos vem aumentando significativamente, como contextualizado na introdução, existe uma grande preocupação em realizar estudos de impactos na rede ocasionados por esses sistemas. Por isso, neste trabalho foi enfatizado esse tipo de geração distribuída e nesta seção são demonstrados quais os impactos considerados e como eles podem ser analisados.

Podem ser feitas análises em regime permanente e análises dinâmicas. A primeira, normalmente, é realizada via *softwares* de cálculo de fluxo de potência, que permitem variar as características dos SF's e das redes, para vários períodos de tempo, como horas, dias, meses e anos. E na última, geralmente, são realizadas modelagens mais detalhadas, principalmente dos equipamentos de eletrônica de potência e que possibilitem uma análise de controle para períodos de tempo menores como segundos ou minutos [12].

Nesse estudo serão feitas somente análises de impactos em regime permanente. Os impactos que foram apresentados e analisados foram: fluxo de potência reverso, perfil da tensão, variações na corrente elétrica, alterações no fator de potência, perdas elétricas, desequilíbrio de tensão [12].

A intensidade desses impactos depende da potência instalada dos SF's, de suas localizações ao longo do alimentador, do consumo das cargas, como também das características da rede [12], [39]. Por isso, foram analisados os impactos em uma rede hipotética e também em um alimentador real. Então, sabendo quais são os principais impactos e as variáveis que podem levar a rede a alterações de comportamento, atingindo condições de estresse, podem ser criados cenários em *softwares* de fluxo de potência que explorem essas circunstâncias [12]. A seguir, são apresentados com mais detalhes os impactos avaliados.

2.3.1 Fluxo de potência reverso

Os SF's irão exportar energia para ramificações vizinhas quando estiverem injetando potência na rede, conduzindo a um fluxo de potência reverso. Portanto, muitos estudos estão sendo desenvolvidos propondo estratégias para que as redes de distribuição em conjunto com os SF's operem com segurança e com qualidade de energia atendendo todas as cargas do alimentador. Para isso, é importante considerar a influência das características dos SF's, que durante o dia podem produzir fluxo de potência reverso, mas durante a noite ou em dias que não há muita geração a rede terá que continuar normalmente suprindo as cargas. Portanto, uma análise considerando cenários que representem as características desses períodos, também são relevantes para um estudo de fluxo de potência [12], [13], [38]. Por isso, um dos cenários de análise de fluxo de potência que será abordado neste trabalho é avaliar alguns impactos considerando curvas diárias de consumo de carga e de geração fotovoltaica distribuída, por exemplo, finais de semana, que geralmente apresentam momentos de alta geração fotovoltaica distribuída com baixo consumo de cargas comerciais.

2.3.2 Comportamento do perfil de tensão ao longo do alimentador

Os impactos mais notáveis do aumento de SF's conectados à rede são a elevação dos níveis de tensão e também as flutuações de tensão ao longo do alimentador devido às características específicas de geração desses sistemas, como a intermitência ao longo de um período de tempo. As variáveis que influenciam esse impacto são as características da rede e a potência dos SF's conectados, além da localização dos SF's ao longo do alimentador. Por exemplo, esses problemas são intensificados com o aumento da penetração de SF's e quando SF's com grandes capacidades de geração são conectados no fim de linhas longas e levemente carregadas. [12], [40], [41].

Para melhor compreender as variações no perfil de tensão do alimentador foram demonstradas as equações analisando o fluxo de potência de um sistema de duas barras [42]. A Figura 13 apresenta o sistema de duas barras.

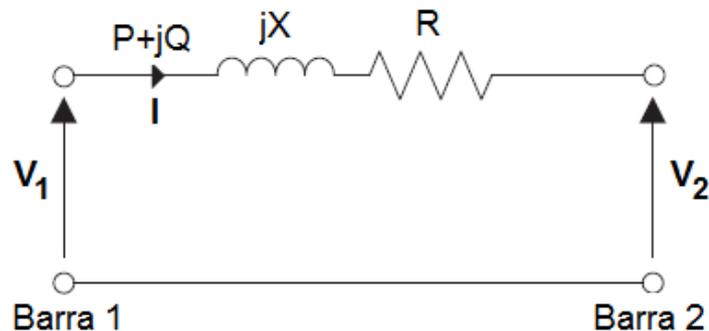


Figura 13. Circuito de duas barras. Adaptado [42].

Assim, a expressão de potência complexa para a barra 1 é expressa pela Equação (3).

$$S = P + jQ = V_1 I^* \quad (3)$$

Então,

$$I = \frac{P - jQ}{V_1^*} \quad (4)$$

A tensão na barra 2 é:

$$\mathbf{V}_2 = \mathbf{V}_1 - \mathbf{I}(R + jX) \quad (5)$$

Então, tendo \mathbf{V}_1 como a tensão de referência ($\mathbf{V}_1 = V_1 \angle 0^\circ$) e combinando as equações (4) e (5):

$$\mathbf{V}_2 = \mathbf{V}_1 - (R + jX) \left[\frac{P - jQ}{V_1} \right] = \mathbf{V}_1 - \left[\frac{RP + XQ}{V_1} \right] - j \left[\frac{XP - RQ}{V_1} \right] \quad (6)$$

Assim, de acordo com a equação (6) e analisando o diagrama de fasores, Figura 14, é obtido uma componente de queda de tensão em fase com V_1 , definida como $|\Delta V|$, apresentada na equação (7) e outra componente da queda de tensão perpendicular a V_1 , definida como $|\delta V|$ e apresentada na equação (8) [42].

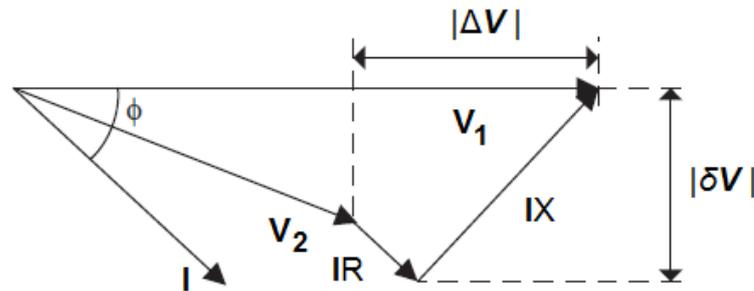


Figura 14. Diagrama fasorial para o sistemas de 2 barras. Adaptado [42].

$$|\Delta V| = \left[\frac{RP + XQ}{V_1} \right] \quad (7)$$

$$|\delta V| = \left[\frac{XP - RQ}{V_1} \right] \quad (8)$$

Para circuitos de redes de distribuição $|\delta V|$ é normalmente negligenciado pois o ângulo entre V_2 e V_1 é geralmente muito pequeno. Essa aproximação permite analisar a queda de tensão entre as duas barras como um simples escalar pela equação (7). Entretanto, esses cálculos diretos são somente possíveis se a tensão e as potências ativas e reativas na barra 1 são conhecidas, senão um processo iterativo pode ser realizado [42].

Assim, de acordo com a equação (7), se houver um gerador distribuído fotovoltaico conectado na barra 2 e injetando potência na rede, decorrente, por exemplo, do fato de que o pico máximo de geração de energia de sistemas fotovoltaicos ocorre em momentos em que a demanda, principalmente de consumidores residenciais, é baixa, esses sistemas injetam energia na rede. Então, o primeiro termo da equação (7) será negativo, pois, P estará fluindo da barra 2 até a barra 1. E então, no caso, de um baixo valor da relação X/R das linhas, o módulo do primeiro termo será maior que o do segundo termo, levando a uma queda de tensão negativa e resultando em uma elevação de tensão na barra 2 [43]. Além disso, é possível observar como o valor da relação X/R , que depende das características das linhas de distribuição pode influenciar na queda de tensão.

Um dos objetivos deste trabalho é aplicar análises de impactos em um alimentador real verificando como se comporta a tensão ao longo do alimentador, considerando a alocação de sistemas fotovoltaicos em diferentes pontos, ou seja, locais com trechos de diferentes valores de X/R que utilizam estruturas e cabos diferentes.

Avaliando algumas análises feitas na literatura, um estudo mostrou que quando a geração distribuída fotovoltaica é maior que a carga e está ocorrendo injeção de excedente de energia para o alimentador acontece um aumento de tensão com uma possível sobrecarga do alimentador, além disso, foi observado que quando o limite de tensão da subestação foi ajustado para $1,05 pu$, a tensão acabou sendo o critério mais restritivo de limite de instalação de sistemas fotovoltaicos [44]. Outro estudo concluiu que é necessário uma investigação detalhada para estabelecer regras gerais para os limites de penetração de SF's em baixa tensão usando diferentes tipos de redes e perfis de geração [45]. Além disso, a distância dos SF's em relação à subestação é um parâmetro que influencia no aumento de tensão [12], mostrando a importância de considerar diferentes localizações dos sistemas fotovoltaicos ao longo da rede.

Portanto, o presente estudo visa reproduzir os impactos na tensão descritos na literatura e nas equações, considerando aumento da potência instalada de geração distribuída fotovoltaica, a alocação dos SF's e diferentes valores de consumo de carga.

2.3.3 Alterações no fator de potência

Com a presença de um SF conectado através de uma unidade consumidora, seguindo as normas de geração distribuída, a potência ativa e reativa consumida pela carga será suprida pelo SF ou pela rede, assim, o fator de potência visto na carga se manterá com o valor exigido pela carga, independentemente se a energia é proveniente do SF ou da rede. Utilizando o triângulo de potência apresentado na Figura 15 pode-se demonstrar a relação do fator de potência que é expresso na equação (8):

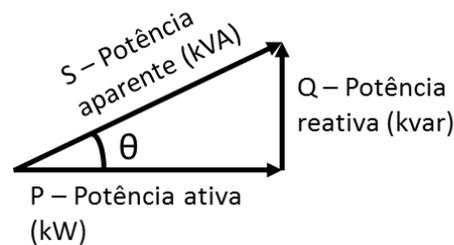


Figura 15. Triângulo de potência

$$FP = \cos(\theta) = \frac{P}{S} = \cos(\arctan(\frac{Q}{P})) \quad (9)$$

Entretanto, o fator de potência visto na medição da residência, no ponto de conexão com a rede, pode ser alterado com a presença de um sistema fotovoltaico. Esse fato pode ocorrer quando SF fornecer potência ativa para carga, então a rede terá de continuar fornecendo a potência reativa necessária mais a potência ativa complementar para atender a carga, assim, conforme a equação (8), sendo a potência reativa Q constante e diminuindo a potência ativa P fornecida pela rede o fator de potência FP irá diminuir, podendo extrapolar os limites de normas e acabar gerando custos extras para o consumidor.

Entretanto, quando o SF já supriu a carga e está injetando potência ativa para a rede, o fator de potência no ponto de conexão também pode ser alterado, pois novamente verificando a equação (8), com uma potência reativa constante, a potência ativa vista no ponto de conexão com a rede irá aumentar e logo o fator de potência irá aumentar [12], [46]–[49].

Um estudo de análise de impactos em rede por SF's verificou a problemática da diminuição do fator de potência no ponto de conexão com a rede no estado da arte do trabalho apresentando uma descrição do problema e estudos que visam minimizar os efeitos. Foi comentado sobre a possibilidade dos SF's também injetarem reativos, mas, para isso é demandado tecnologias de monitoramento, controle e comunicação com a concessionária. Além disso, a injeção de potência reativa pode diminuir a vida útil de inversores, assim foi observado que poderiam ser analisadas políticas que integrassem de forma adequada também o consumidor [46].

2.3.4 Comportamento das perdas ativas e correntes ao longo dos trechos do alimentador

As perdas técnicas são as perdas resultantes do transporte, da distribuição e da transformação de energia elétrica até o consumidor final, que são produto da dissipação de calor nos condutores e equipamentos (efeito *Joule*) e das perdas no núcleo dos transformadores de distribuição. Assim, as perdas técnicas são divididas em perdas ativas, que constituem a maior parte das perdas técnicas, elas são denominadas pelas perdas por efeito *Joule* e estão presentes em todos os condutores e perdas reativas caracterizadas pelos efeitos das reatâncias dos equipamentos e condutores [42].

As perdas ativas podem ser calculadas multiplicando o quadrado da corrente elétrica que flui pelos condutores pela resistência do condutor, conforme a equação (10):

$$PerdasAtivas = RI^2 \quad (10)$$

Como os sistemas fotovoltaicos distribuídos podem alterar o módulo e o sentido da corrente circulando nos condutores, a inserção desses sistemas atua diretamente nas perdas ativas, por isso são as perdas avaliadas com mais ênfase neste trabalho.

As perdas ativas e a corrente elétrica exigida na entrada da unidade consumidora e em trechos ao longo do alimentador podem aumentar ou diminuir de acordo com a localização e com a geração do sistema fotovoltaico conectado à rede,

além da topologia da rede. A diminuição das perdas ativas e correntes pode ocorrer quando as cargas locais são atendidas pelas gerações distribuídas alocadas nas proximidades dessas cargas, pois uma quantidade menor de energia deverá ser transportada por longas distâncias, provindas de grandes geradores, reduzindo as perdas ativas e a corrente. Entretanto, quando a produção de energia pela geração distribuída excede o consumo das cargas locais e necessita percorrer distâncias maiores, o fluxo de potência é invertido e as perdas ativas e a corrente voltam a aumentar. Além disso, aumentos de perdas ativas e de valores de corrente devem ser verificados pois podem extrapolar os valores que os equipamentos e condutores foram dimensionados [12], [50], [51].

Para um estudo que avaliou o comportamento e os limites da tensão e da corrente com o aumento da capacidade instalada de geração distribuída fotovoltaica na rede modelada, quando a tensão na barra da subestação foi regulada para operar com um valor intermediário entre os limites superior e inferior da tensão adequada o critério de tensão não se mostrou mais o fator limitante, o fator responsável limitante foi a capacidade de condução de corrente dos cabos [44]. Diferentes fatores podem influenciar nas perdas elétricas e na corrente. Mas, especificamente sobre as perdas, foi verificado que para uma determinada análise de fluxo de potência de um alimentador com diferentes níveis de penetração de SF's, que a localização dos SF's conectados ao longo alimentador, o consumo das cargas e o dimensionamento dos cabos são fatores que podem alterar as perdas elétricas [13].

2.3.5 Parâmetros e limites de qualidade de energia

Para definir os valores limites de alguns impactos já citados, nesta seção são descritos algumas regulamentações e parâmetros de qualidade de energia utilizados. Também é descrito o impacto no desequilíbrio de tensão.

Para padronizar a conexão de geradores distribuídos nas redes de distribuição, as concessionárias, os órgãos reguladores de energia elétrica e alguns institutos de pesquisa elaboraram normas, que apresentam valores limites relacionados à qualidade da energia elétrica, que impactam na segurança, na confiabilidade, na operação e na proteção do sistema elétrico.

Dentro de diversas regulamentações a norma internacional IEEE Std. 1547-2003, estabelece especificações e requisitos para a interconexão da geração distribuída nos sistemas elétricos de potência, focando principalmente na conexão com a rede primária. O complemento IEEE 1547.6 amplia as recomendações para a conexão em redes secundárias.

Mesmo que essas recomendações internacionais sejam referência para estudos de impactos na qualidade de energia ocasionados pela conexão de geradores distribuídos na rede, será demonstrado e utilizado nas análises de fluxo de potência as recomendações utilizadas no Brasil. As principais referências brasileiras, são encontradas nos Procedimentos de Distribuição (PRODIST), que são documentos elaborados pela ANEEL, que normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas a operação e ao desempenho dos sistemas de distribuição [33].

Sendo que, o módulo 3 estabelece as condições de acesso e define critérios e especificações técnicas e operacionais para a conexão e o uso do sistema de distribuição, aplicando-se a novas conexões bem como às existentes [52] e o módulo 8 estabelece os procedimentos e critérios relacionados à qualidade de energia elétrica, abordando a qualidade do produto e do serviço [53].

Além disso, pode-se utilizar as normas técnicas das concessionárias de cada sistema de distribuição, destinadas aos projetos e a instalação de mini ou microgeradores ao sistema de distribuição e que poderão participar do sistema de compensação de energia, como exemplo a NTC 905200 da Copel [54].

Entende-se como microgeração distribuída a central geradora de energia elétrica com potência instalada menor ou igual a 75 kW e minigeração distribuída com potência maior que 75 kW e menor ou igual a 5 MW, sendo para fontes hídricas o limite superior de 3 MW, conectadas na rede de distribuição por meio de instalações em unidades consumidoras [55].

Embora as recomendações técnicas abordem diversos requisitos, no tópico a seguir serão descritos os critérios de qualidade de energia e seus valores, presentes no módulo 8, que serão utilizados neste trabalho, devido às características específicas dos sistemas fotovoltaicos e de distribuição estudados, além do fato da análise ser em regime permanente.

Para mitigar os impactos ocasionados pela conexão de geradores distribuídos, o módulo 8 destaca que o valor da tensão no ponto de conexão em regime permanente do gerador distribuído com a rede, deve estar dentro de limites

pré-determinados. Assim, na Tabela 1 são apresentados os valores para a classe de tensão superior a 1 kV e inferior a 69 kV e na Tabela 2 são apresentados os valores para a classe de tensão igual ou inferior a 1 kV (220/127).

Tabela 1. Classificação da tensão em regime permanente para a classe de tensão superior a 1 kV e inferior a 69 kV. Fonte: [53].

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de variação da Tensão de Leitura (TL) em relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL < 0,93TR$
Crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,05TR$

Tabela 2. Classificação da tensão em regime permanente para a classe de tensão igual ou inferior a 1 kV (220/127). Fonte: [53].

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)
Adequada	$(202 \leq TL \leq 231) / (117 \leq TL \leq 133)$
Precária	$(191 \leq TL < 202$ ou $231 < TL \leq 233) / (110 \leq TL < 117$ ou $133 < TL \leq 135)$
Crítica	$(TL < 191$ ou $TL > 233) / (TL < 110$ ou $TL > 135)$

Para unidade consumidora ou conexão entre distribuidoras com tensão inferior a 230 kV, é exigido um fator de potência de limite mínimo de 0,92 capacitivo a 0,92 indutivo. Caso o fator de potência esteja fora destes valores, a unidade consumidora responsável será tarifada de acordo com as regulamentações vigentes [53].

Para o cálculo do excedente de reativo ocasionado pelo baixo fator de potência, abaixo de 0,92 é seguido a resolução normativa da ANEEL 414 [56]. O faturamento da energia reativa excedente é apresentada na Equação (11).

$$E_{RE} = \sum_{T=1}^n \left[EEAM \cdot \left(\frac{f_R}{f_T} - 1 \right) \right] \cdot V_{ERE} \quad (11)$$

onde, E_{RE} é valor em reais (R\$) da energia elétrica reativa excedente no período de faturamento, $EEAM_T$ é o montante de energia elétrica em megawatt-hora (MWh) no período de faturamento medido a cada uma hora, f_R é o fator de potência referência, sendo igual a 0,92, f_T é o valor do fator de potência medido a cada uma hora no período de faturamento no ponto de conexão da unidade consumidora, entretanto, deve-se considerar apenas os valores inferiores a 0,92 capacitivo para o período de seis horas consecutivas, compreendido, a critério da distribuidora, entre 23h 30min e 6h 30min. Já no período complementar ao anterior são considerados os valores inferiores a 0,92 indutivo. Por fim, VR_{ERE} é o valor em Reais por megawatt-hora (R\$/MWh) equivalente à tarifa de energia TE da bandeira verde aplicável ao subgrupo B1 [56].

Segundo o módulo 8 do PRODIST, o desequilíbrio de tensão, para um sistema trifásico, é o fenômeno caracterizado por qualquer diferença nas amplitudes e/ou na diferença da defasagem entre as tensões de fase. A equação (12) demonstra como este fenômeno é calculado.

$$FD\% = \frac{V_-}{V_+} \cdot 100 \quad (12)$$

Em (12), FD é o fator de desequilíbrio de tensão em porcentagem, que indica a intensidade deste fenômeno, V_- a magnitude da tensão eficaz de sequência negativa e V_+ a magnitude da tensão eficaz de sequência positiva [53]. Os limites do máximo valor desejável a ser observado num sistema de distribuição são apresentados na Tabela 3, onde FD95% indica que FD% foi superado em apenas 5% das 1008 leituras válidas.

Tabela 3. Limites de desequilíbrio de tensão. Fonte: adaptado [53].

	Tensão Nominal	
	$V_n \leq 1 \text{ kV}$	$1 \text{ kV} < V_n < 230 \text{ kV}$
FD95%	3,0 %	2,0 %

Uma análise de fluxo de potência realizada no sistema 13 barras IEEE, onde foi inserido um SF em uma das barras e aumentado a potência instalada desse sistema, foi verificado que o nível de desequilíbrio de tensão, baseado no módulo 8 do

PRODIST, diminui com o aumento da penetração desse SF nessa rede que é desbalanceada [14].

Portanto, o presente trabalho analisou o desequilíbrio de tensão, para verificar se as particularidades e cenários propostos modificaram o comportamento deste impacto.

2.4 VARIÁVEL ALEATÓRIA E DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE

Com o conceito de variável aleatória é possível passar dos resultados de um experimento para uma função numérica dos resultados, enfocando em aspectos numéricos dos dados como média e desvio padrão. O termo variável é porque pode ser obtido diferentes valores numéricos e o termo aleatória porque pode ser obtido um valor observado que depende dos resultados possíveis do experimento. Portanto uma variável aleatória é qualquer regra que relacione um valor a cada resultado do espaço amostral, o qual é o conjunto de todos os resultados possíveis de um experimento. Em matemática, é uma função que possui o domínio sendo o espaço amostral e o contradomínio um conjunto de números reais [57].

Uma variável aleatória pode ser classificada em discreta e contínua. Uma variável aleatória discreta é aquela que os valores possíveis são um conjunto finito ou uma sequência infinita com um primeiro elemento, um segundo e assim por diante. Exemplo: $D = \{2, 4, 6, 8, \dots\}$. Já uma variável aleatória contínua, que aparece em muitos problemas práticos, é aquela que o conjunto de valores possíveis é um intervalo completo de números, que pode ser subdividido o quanto for pretendido [57].

Assim, a distribuição de probabilidade de uma variável aleatória X indica como a probabilidade total 1 é distribuída entre os valores possíveis de X . A distribuição de probabilidade ou também chamada de função de densidade de probabilidade de X é uma função $f(x)$, tal que, para quaisquer dois números a e b com $a \leq b$:

$$P(a \leq x \leq b) = \int_a^b f(x)dx \quad (13)$$

Então, como pode ser observado pela equação (13), a probabilidade de X ser um valor no intervalo $[a, b]$ é a área contida entre o intervalo e abaixo da curva de distribuição de probabilidade [57]. Entretanto, para que $f(x)$ seja uma distribuição de probabilidade legítima, as seguintes condições devem ser satisfeitas:

1. $f(x) \geq 0$ para todos os valores de x .
2. $\int_{-\infty}^{+\infty} f(x)dx = 1$

Existem muitas formas de distribuição de probabilidade de variáveis contínuas que podem ser utilizadas. Uma delas que foi utilizada neste trabalho é a distribuição de probabilidade uniforme [57], que é apresentada na Figura 16. Nesse caso, para uma variável aleatória contínua X é dita ter distribuição uniforme no intervalo $[A, B]$ se a distribuição de probabilidade de X for:

$$f(x; A, B) = \begin{cases} \frac{1}{B - A} & A \leq x \leq B \\ 0 & \text{outros valores de } x \end{cases} \quad (14)$$

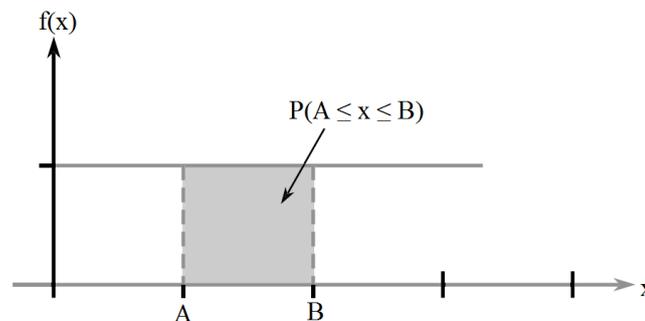


Figura 16. Distribuição de probabilidade uniforme. Adaptado: [57].

Outra distribuição de probabilidade utilizada neste trabalho foi a distribuição normal apresentada na Figura 17. Ela é a distribuição de maior importância em probabilidade e estatística. Muitos exemplos práticos de populações numéricas possuem distribuições que podem ser ajustadas aproximadamente por uma curva normal, como as características físicas dos seres humanos, erros de medida em experimentos científicos, pontuações em testes e indicadores econômicos. E ainda que as variáveis individuais não sejam ajustadas por uma distribuição normal, as

somas e as médias podem ter uma distribuição aproximadamente normal sob determinadas condições [57].

Por definição, uma variável aleatória contínua X possui uma distribuição normal com média μ e desvio padrão σ (ou média μ e variância σ^2), onde $(-\infty < \mu < +\infty)$ e $(0 < \sigma)$, se a distribuição de probabilidade de X for:

$$f(x; \mu, \sigma) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}} \quad -\infty < x < +\infty \quad (15)$$

A Figura 17 apresenta três curvas de distribuição normal com três pares de média e desvio padrão diferentes. Os gráficos possuem um formato de sino e são simétricos, onde o ponto de simetria (ponto máximo da curva) é o valor da média μ , como também o valor da mediana da distribuição. O desvio padrão σ é a distância da média μ até os pontos de inflexão da curva, ou seja, pontos em que a curva muda de direção, indicando a dispersão em torno da média μ [57].

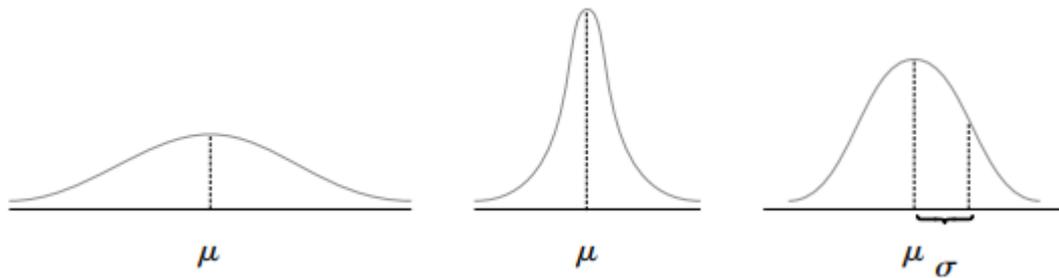


Figura 17. Distribuições de probabilidade normal. Fonte: [57].

É possível observar na figura que valores grandes de desvio padrão σ indicam uma grande dispersão em torno da média implicando em uma boa possibilidade de se encontrar valores de X afastados da média μ . Enquanto que, valores pequenos de desvio padrão σ indicam uma pequena dispersão em torno da média μ , levando a gráficos com picos altos acima de μ e a maior parte da área do gráfico é próxima de μ , implicando em uma pequena possibilidade de se encontrar valores afastados de μ [57].

Então, nos cenários D, E e F foram determinadas três variáveis aleatórias. Para isso, foi utilizada uma distribuição normal para as potências dos sistemas fotovoltaicos, para que elas variassem aleatoriamente, mas seguindo uma média baseada no fator de penetração utilizado para o cálculo do fluxo de potência. Uma

distribuição uniforme para alocação dos sistemas fotovoltaicos para que cada barra com carga tivesse a mesma probabilidade de receber um sistema fotovoltaico. Uma distribuição uniforme para as potências das cargas para que elas variassem com a mesma probabilidade dentro de uma faixa de valores pré-estabelecidos.

3. METODOLOGIA

Neste capítulo, é apresentada a metodologia que descreve como os resultados serão alcançados e analisados para atingir o objetivo principal e os objetivos específicos propostos.

A Figura 18 apresenta o fluxograma dos dois grupos de cenários elaborados para a obtenção e análise dos resultados.

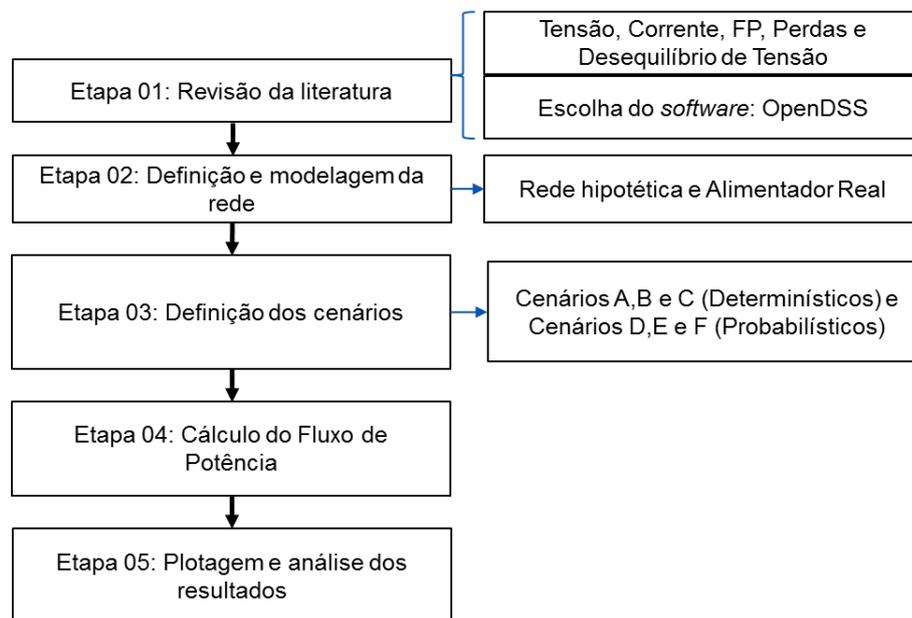


Figura 18. Fluxograma que descreve os passos realizados neste trabalho

Na etapa 01 foi revisado e escolhido os impactos a serem estudados. Foram considerados nesse estudo os impactos na tensão, corrente, perdas, desequilíbrio de tensão e fator de potência. Entretanto, dependendo do cenário, como será descrito na sequência, nem todos os impactos foram avaliados, pois em alguns casos não se mostraram tão significativos. Ainda na etapa 01, foi escolhido o *software* OpenDSS® que é utilizado para realizar os cálculos de fluxo de potência da rede e em alguns casos ele foi utilizado via Matlab® para a implementação de algoritmos.

Na etapa 02, foram definidas e modeladas as redes a serem estudadas. Para os três primeiros cenários (A, B e C) foi utilizada uma rede hipotética brasileira. O objetivo principal de utilizar uma rede hipotética, foi gerar resultados determinísticos para observar o que foi exposto na revisão bibliográfica.

A rede hipotética proposta foi baseada principalmente em uma rede hipotética de outro trabalho, na qual foi realizado um estudo de análise de impactos da geração distribuída fotovoltaica, atendendo os seus objetivos propostos [16], [44]. Para ampliar esse estudo foi inserida na rede hipotética do presente trabalho uma carga de uma universidade no fim da linha do alimentador e foram consideradas informações disponibilizadas pela norma NTC 841001 de projetos de redes de distribuição da concessionária local [58]. Já para o segundo grupo de cenários (D, E e F) foi escolhido e modelado um alimentador real brasileiro, que as informações foram disponibilizadas pela concessionária local. O objetivo foi avaliar como os impactos ocorrem em um caso real.

A modelagem das redes para ambos os grupos de cenários foi realizada no OpenDSS®, que realiza o cálculo do fluxo de potência. Nessa etapa foram transferidas as informações definidas dos circuitos das redes e inseridas conforme os modelos disponíveis no *software*. Foram modeladas as linhas de distribuição, a subestação, as cargas e os sistemas fotovoltaicos.

A etapa 03 foi definir os cenários para calcular o fluxo de potência e analisar os impactos em regime permanente. Os cenários A e B, visaram avaliar quantitativamente os impactos, ou seja, avaliar o quanto cada impacto varia com o aumento da penetração dos sistemas fotovoltaicos. O cenário C objetivou também analisar quantitativamente os impactos, mas foram consideradas curvas diárias típicas de geração e consumo para vários tipos de carga demonstrando em que momentos ao longo de um dia de semana e de final de semana os efeitos dos impactos podem surgir. As variáveis para esses três primeiros cenários foram determinísticas. Assim, foi utilizado somente o OpenDSS® para modelar, calcular o fluxo de potência na etapa 04 e gerar os resultados e analisá-los na etapa 05.

Com o objetivo de expandir as análises da rede hipotética e acompanhar o que vem sendo feito na literatura deixando as análises com mais informações de condições de operação que podem ser encontradas na prática, no alimentador real brasileiro foram realizadas análises probabilísticas baseadas em Monte Carlo nos cenários D, E e F. Para isso, no cenário D foi usado como variável aleatória a potência dos SF's, no cenário E a alocação dos SF's e no cenário F a potência das cargas.

Para esses casos, na etapa 04, foi utilizado também o OpenDSS® para realizar o cálculo do fluxo de potência mas para inserir variáveis aleatórias e o método

estatístico Monte Carlo foi necessário utilizar o OpenDSS® via Matlab®, que proporcionou um número maior de resultados e análises feitas na etapa 05.

Os fluxogramas que demonstram como os cálculos de fluxo de potência foram realizados em todos os cenários deste trabalho, além das premissas operacionais, foram apresentados juntamente com os resultados.

4. RESULTADOS

Após realizadas as modelagens da rede de distribuição brasileira proposta e do alimentador real brasileiro e seguindo os passos descritos na metodologia são apresentados neste capítulo os resultados obtidos e as suas respectivas análises.

4.1 CENÁRIO A: IMPACTOS NA REDE PELO CRESCIMENTO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA CONECTADA NA CARGA UNIVERSIDADE (ANÁLISES DETERMINÍSTICAS)

O cenário A teve como objetivo principal verificar a intensidade dos impactos ocasionados pelo aumento gradual da potência instalada de um sistema fotovoltaico. Esse sistema foi conectado à barra da carga que representa a unidade consumidora de uma universidade. Essa carga está no fim da linha do alimentador e possui o maior valor de potência individual (500 kVA). Nesse cenário, foram analisados os impactos na tensão, corrente, perdas, fator de potência e desequilíbrio de tensão. Para isso foi modelada a rede hipotética no OpenDSS®, foi calculado o fluxo de potência e extraído os resultados.

Este cenário, também visou reproduzir alguns comportamentos de impactos já observados na literatura e verificar se os resultados seguem o previsto nas equações descritas na revisão bibliográfica.

Além disso, juntamente com os resultados dos cenários B e C que são determinísticos foi possível encontrar algumas diferenças em relação aos cenários D, E e F que são probabilísticos, mostrando como esses últimos cenários tornam os resultados mais abrangentes [11].

Então, as premissas operacionais deste cenário são demonstradas a seguir, onde a rede hipotética utilizada é demonstrada na Figura 19.

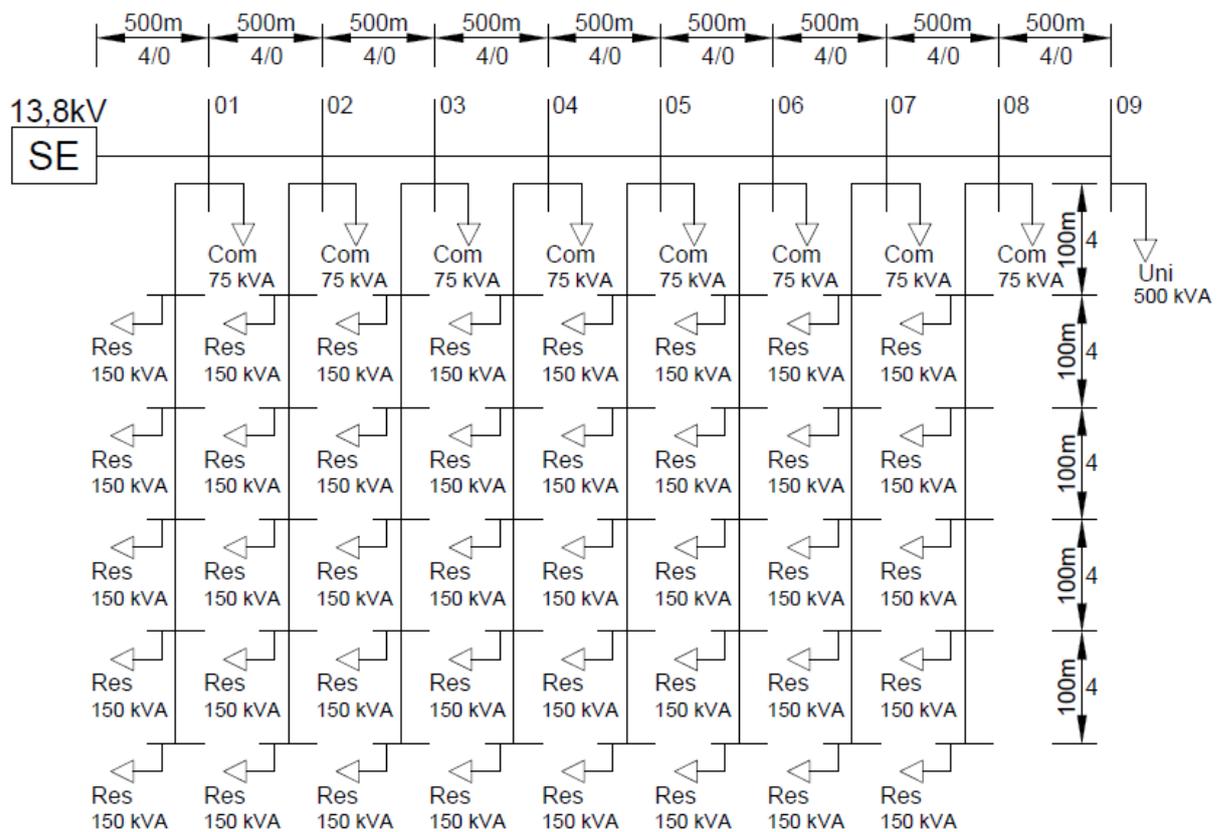


Figura 19. Rede Hipotética Fonte: adaptado [16].

A rede hipotética é trifásica, radial e sem recurso de manobra. SE indica a subestação que é modelada como um circuito equivalente de Thévenin, que irá alimentar a rede, tendo tensão constante de 13,8 kV, que é a tensão de base.

A rede hipotética representa um alimentador que atende um bairro com cargas residenciais, comerciais e ainda no fim da linha principal a carga de uma universidade. Cada carga residencial é representada pela potência aparente (150 kVA) de transformadores de MT/BT comerciais que é um valor de potência permitido pela norma da concessionária local para atender esse tipo de unidades consumidoras. Essa potência de transformador atende duas quadras residenciais hipotéticas, que possuem cada uma ($250 \times 100 = 25.000 \text{ m}^2$) de área, distribuída em 75 lotes de 333 m^2 cada. Assim, foi considerado uma demanda diversificada de 1 kVA/lote. Com um total 150 lotes, multiplicando pela demanda diversificada é atingindo o valor de 150 kVA da potência do transformador. Assim, cada ramificação possui 5 transformadores atendendo a demanda de uma rua hipotética. O valor das cargas comerciais é de 75 kVA que representa a demanda geralmente que um transformador dedicado para áreas comerciais utilizam, distribuídos ao longo de uma rua totalizando 7 cargas. A

carga da universidade é atendida por uma potência de um transformador de 500 kVA. Assim a potência total do alimentador representada pelas potências desses transformadores é de 7,1 MVA [16].

Todas as cargas tem um valor de fator de potência de 0,92 indutivo que é o limite mínimo permitido por norma [56]. No alimentador principal, que atende as barras de 01 até 09, com uma distância de 500 metros até cada barra, foi utilizado um cabo 4/0 AWG CA que possui capacidade de corrente de 314 A, atendendo a carga da rede com uma relação X/R de 1,3572. Já para as ramificações que atendem as cargas residenciais, que possuem uma distância entre cada barra de 100 metros foi utilizado cabos 4 AWG CA com capacidade de corrente de 114 A e uma relação X/R de 0,3083. As estruturas das linhas de distribuição primárias utilizadas foram os arranjos normais tipo N1 [16].

Nesse cenário e em cenários seguintes foi formulado e utilizado o fator de penetração, que é dado pela razão da potência instalada do sistema fotovoltaico pela potência instalada da carga que ele está conectado. Esse fator é apresentado na equação (16). Esse fator pode ser utilizado para uma carga específica, mas também para apresentar a penetração de geração distribuída fotovoltaica de todo o alimentador, dado então pela razão da potência instalada de SF's em todo o alimentador pelo total de carga instalada.

$$\text{Fator de Penetração} = \frac{\text{Potência Instalada SF}}{\text{Potência Instalada Carga}} * 100 \quad (16)$$

Assim, um fator de penetração de 100%, indica que a potência instalada da carga possui o mesmo valor da potência instalada do sistema fotovoltaico.

Para o fator de penetração nesse cenário foi considerado de maneira conservadora que 1/3 do lote seja de área construída com telhado totalizando (1/3 de 333 m² = 111 m²), mas foi utilizado o valor de 100 m² para facilitar os cálculos. Entretanto, foi considerado que somente metade do telhado encontra-se em inclinação favorável para a instalação dos painéis fotovoltaicos, então, ficou determinado que é disponível 50 m² para a instalação dos painéis por lote. Então considerando a irradiação nominal de 1000 W/m² e uma eficiência conservadora das células fotovoltaicas de 10%, sabendo que os painéis já possuem eficiências maiores, cada lote pode comportar um sistema de 5 kWp [16]. Esse cálculo da potência de

sistemas fotovoltaicos ainda é conservador pois tem casas com áreas maiores e estacionamentos que podem ser utilizados também para a instalação de painéis.

Assim, a potência máxima a ser alocada de sistemas fotovoltaicos residenciais considerando fator de potência unitário é de 30 MVA, que é alcançada através da multiplicação do número de unidades consumidoras pelo total de 40 barras com cargas ao longo do alimentador e ainda pela potência que cada unidade pode comportar que é de 5 kWp, portanto $(150 \times 40 \times 5000 = 30 \text{ MWp} = 30 \text{ MVA})$. Assim, tendo a carga instalada total do alimentador de 7,1 MVA, o fator de penetração, considerando esse valor conservativo de potência instalada de sistemas fotovoltaicos, pode atingir $(30\text{M}/7,1\text{M} = 422\%)$, ou seja, 4,22 mais potência que a potência instalada das cargas [16]. Entretanto, como será visto nos gráficos dos impactos foi apresentado um fator de penetração passando por esse valor conservador e chegando até 460%.

Na Figura 20 é apresentado o fluxograma da geração dos resultados dos cenários determinísticos A, B e C.

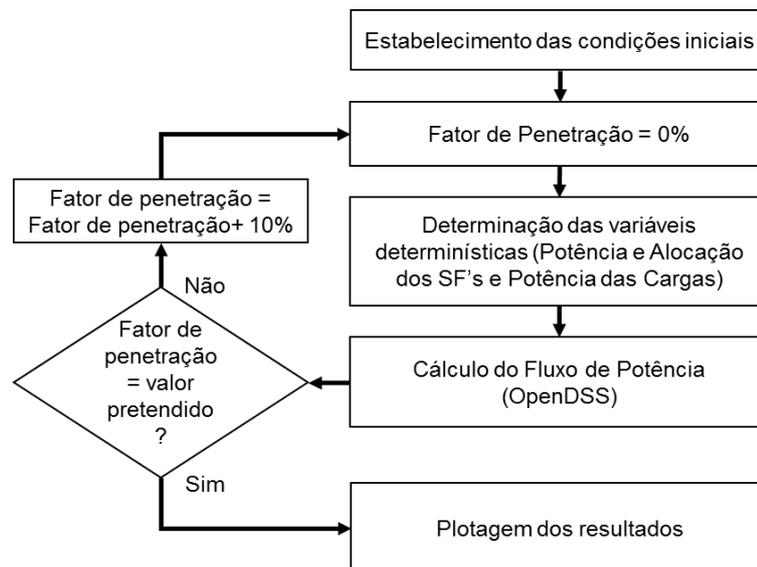


Figura 20. Fluxograma das análises determinísticas dos cenários A, B e C no OpenDSS®

Primeiramente são estabelecidas as condições iniciais da rede modelada no OpenDSS®, em seguida é definido o fator de penetração fotovoltaico como sendo 0%, ou seja, não existe SF instalado. Em seguida são determinados os valores das variáveis determinísticas. No cenário A, a potência inicial de todos os SF's é zero, a alocação será apenas na carga da universidade e a potência das cargas se manterá constante e igual ao valor da potência instalada da carga conforme anteriormente

descrito. Então é calculado o fluxo de potência no OpenDSS®. Em seguida, o fator de penetração é aumentado em 10% e o ciclo se repete até que o valor de fator de penetração pretendido para poder analisar os impactos seja alcançado. Nesse caso o valor pretendido de fator de penetração foi de 460%. Depois disso, os resultados foram plotados e analisados.

4.1.1 Avaliação do impacto na tensão

A tensão analisada foi na barra 09, que é a barra em que a carga que representa a unidade consumidora da universidade foi conectada. O resultado do comportamento da tensão quando aumentada a capacidade instalada da geração fotovoltaica da barra 09 é apresentado na Figura 21.

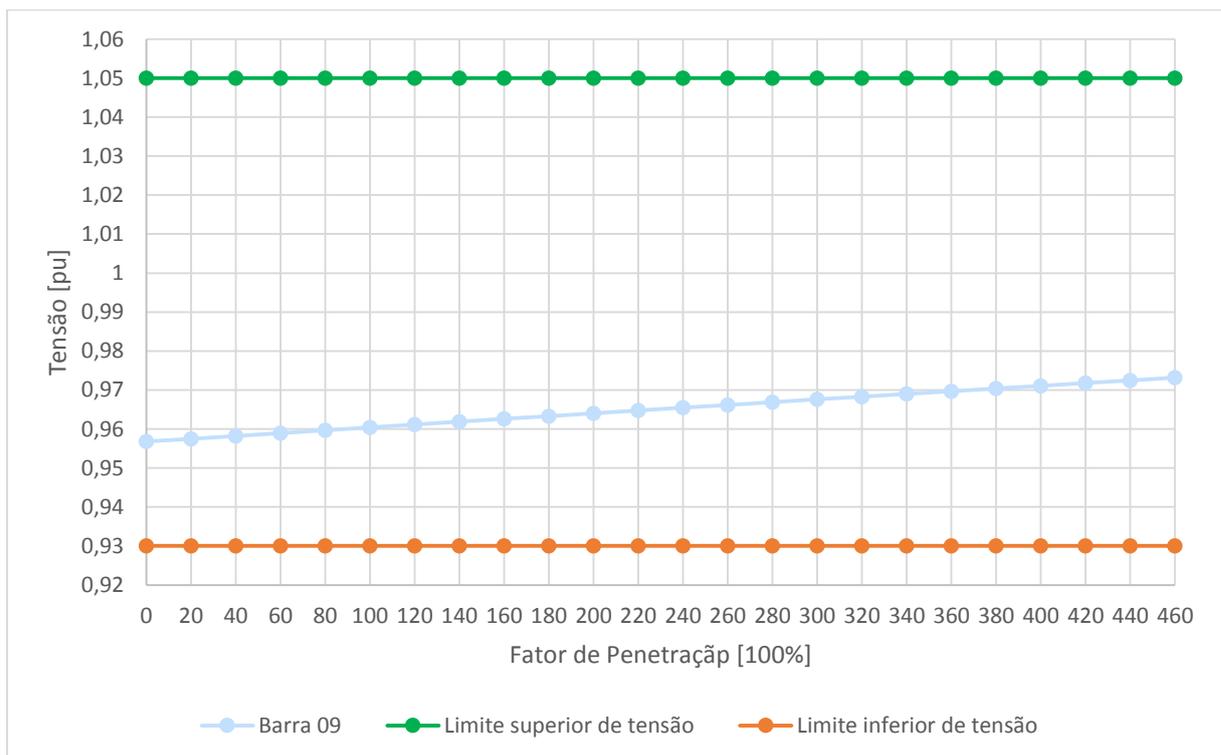


Figura 21. Comportamento da Tensão no Cenário A

Foi possível observar que conforme a potência do sistema fotovoltaico da universidade, que está conectado na mesma barra da carga da universidade aumenta, a tensão na barra também cresce, entretanto, como nesse caso somente essa barra está com uma geração distribuída conectada, mesmo com valores de potência quatro vezes maiores do que a potência instalada nessa carga, a tensão na barra ficou dentro

dos limites estabelecidos [53], ainda com uma margem grande até atingir o valor limite de 1,05 pu. O fato do impacto no critério da tensão não ser significativo ocorre principalmente porque a relação X/R é maior do que 1 no trecho que atende a carga da universidade.

Assim, para esse cenário, foi obtida uma melhora no nível de tensão, deixando o valor mais próximo da unidade. E nas outras barras, mesmo a potência do sistema fotovoltaico sendo menor que o valor da potência total da rede, as barras também tiveram uma elevação na tensão, mas quanto mais distante da barra 09 menor foi essa elevação. Essa elevação de tensão já era esperada conforme observado nas equações descritas na revisão bibliográfica.

4.1.2 Avaliação do impacto na corrente

A corrente analisada foi no trecho SE até 01, que é onde tem a maior corrente no alimentador, porque é o trecho principal que liga a subestação com todos os trechos e cargas, portanto, se ocorrer uma alteração na magnitude da corrente devido a inserção de uma geração distribuída fotovoltaica, nesse trecho será onde poderá ocorrer uma alteração do valor da corrente podendo extrapolar limite de condução dos cabos, conforme pode ser observado nos valores para cada trecho com fator de penetração de 0% apresentados na Figura 22. O resultado é apresentado na Figura 23.

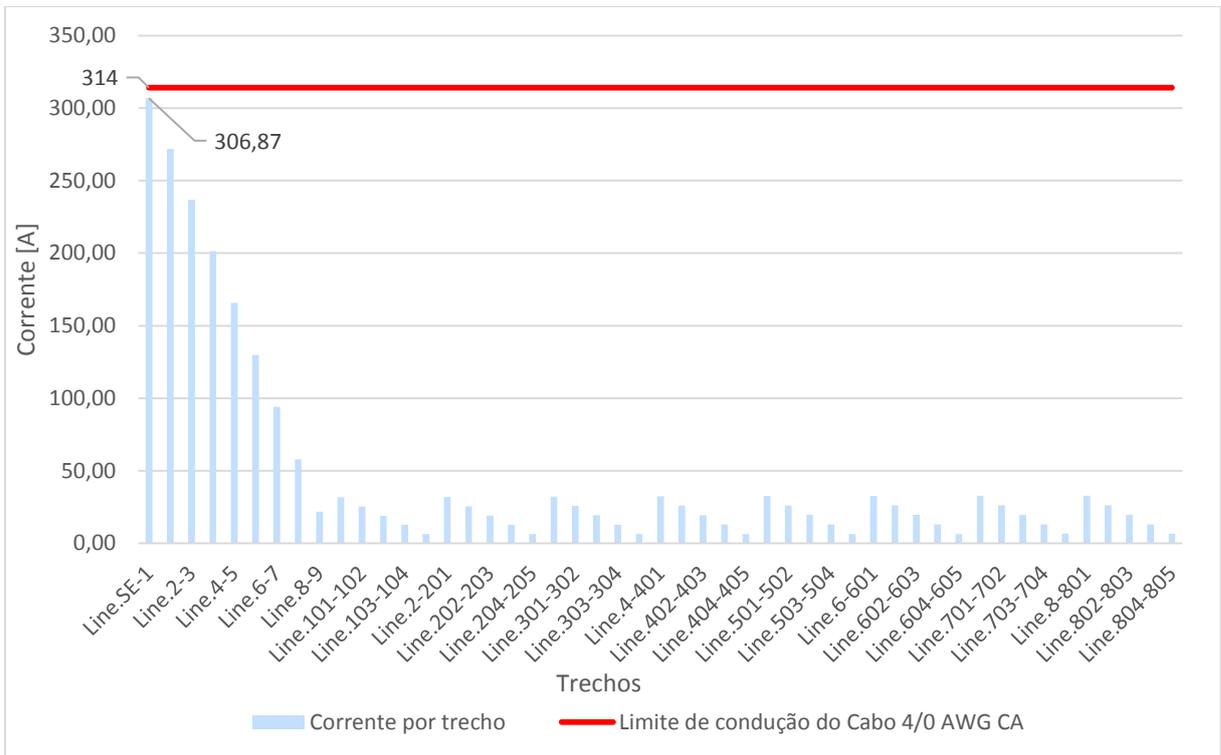


Figura 22. Corrente por trecho da rede hipotética Cenário A com fator de penetração de 0%

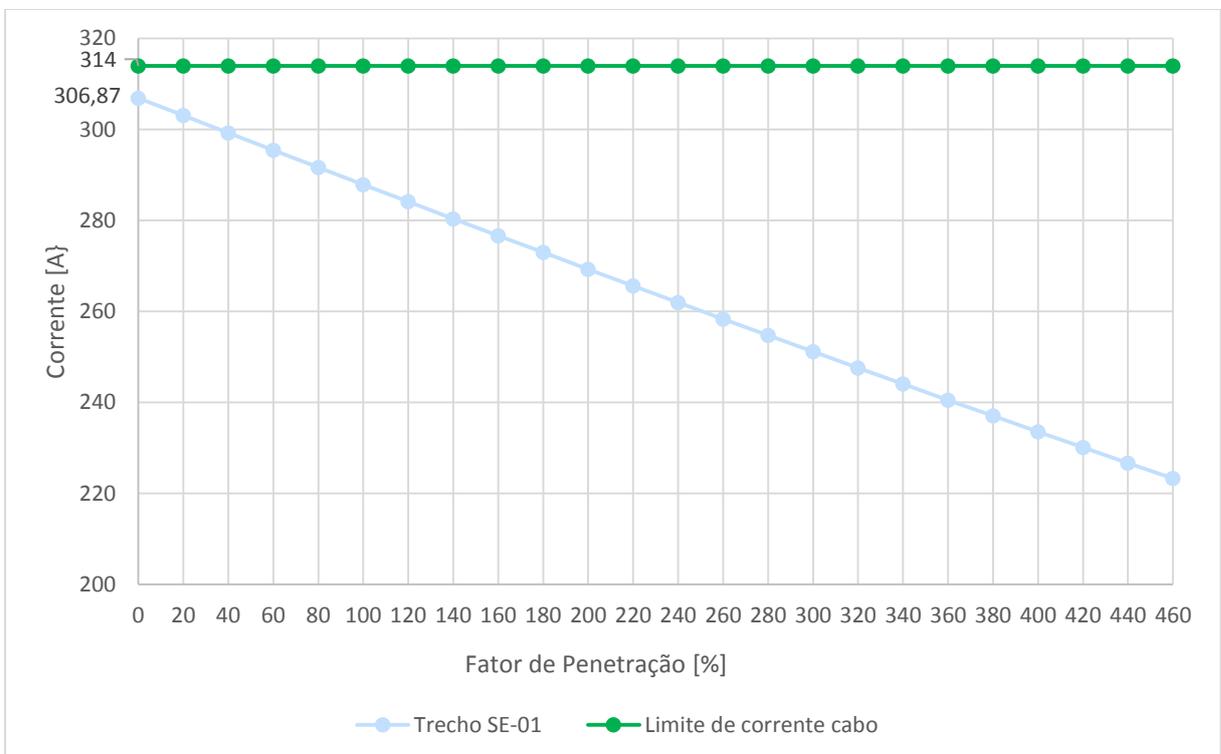


Figura 23. Comportamento da Corrente no Cenário A.

Foi observado que a corrente que está sendo fornecida pela subestação diminui, pois a geração fotovoltaica da barra 09 primeiro supre a carga da universidade

e depois começa a suprir cargas próximas, assim a corrente vindo da subestação reduz, pois irá atender um número menor de cargas atendendo as cargas mais próximas da sua barra.

4.1.3 Avaliação do impacto no desequilíbrio de tensão

Esse circuito é um sistema trifásico equilibrado, portanto existe somente componente simétrica de sequência positiva, as componentes de sequência negativa e zero são nulas, portanto o desequilíbrio de tensão seguindo a equação (12) deve ser zero, então para a rede hipotética não foi considerado esse impacto.

4.1.4 Avaliação do impacto nas perdas

A Figura 24 inclui todas as perdas ativas totais da rede de distribuição hipotética de acordo com o aumento da potência instalada do sistema fotovoltaico da universidade. As perdas encontradas em quilowatt são divididas pela potência instalada total da rede que é de 7,1MW para retornar o valor em porcentagem em relação ao total instalado.

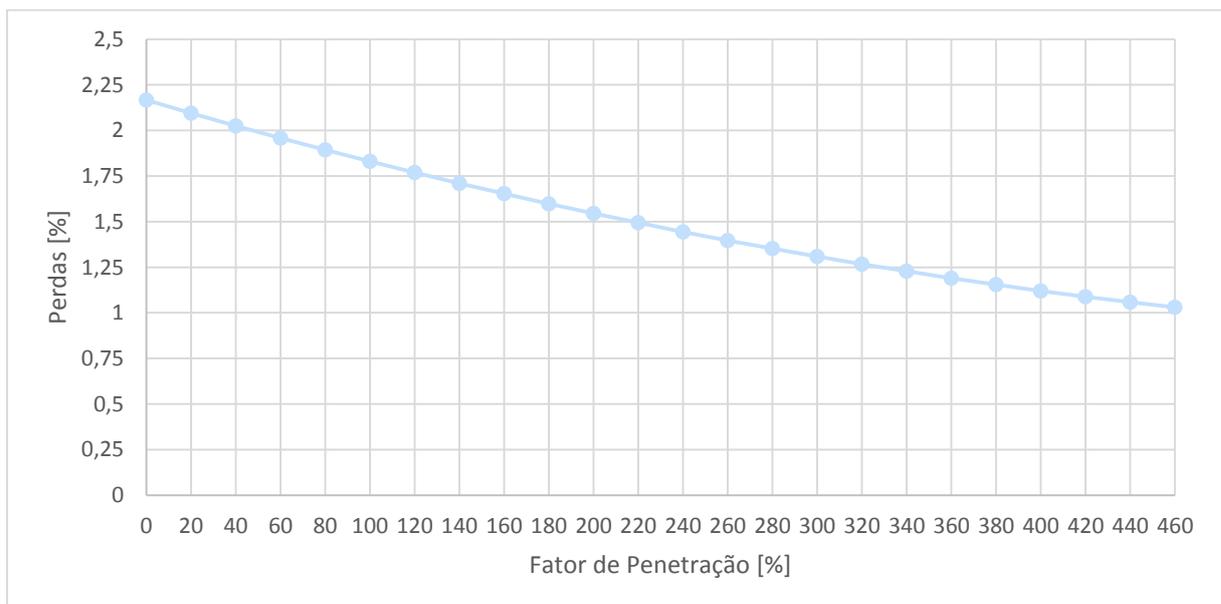


Figura 24. Comportamento das perdas totais em relação a potência total da rede Cenário A

Foi observado que as perdas diminuíram porque a corrente provinda da subestação diminuiu. Mesmo sendo um sistema em uma única barra, as perdas diminuíram em aproximadamente 50%, atingindo um valor de aproximadamente 1% em relação ao total. Portanto para esse cenário, o sistema fotovoltaico colaborou para a diminuição das perdas.

4.1.5 Avaliação do impacto no fator de potência

O sistema fotovoltaico está conectado através da unidade consumidora, seguindo o que é permitido se conectar como geração distribuída [54], [55], [59]. Assim, o SF, que possui fator de potência unitário, fornece potência ativa para a carga que ele está conectado e quando houver excedente de energia ele injeta potência ativa na rede. Os resultados na barra 09 do comportamento do fator de potência quando aumentada a capacidade instalada da geração fotovoltaica da barra 09 são apresentados na Figura 25.

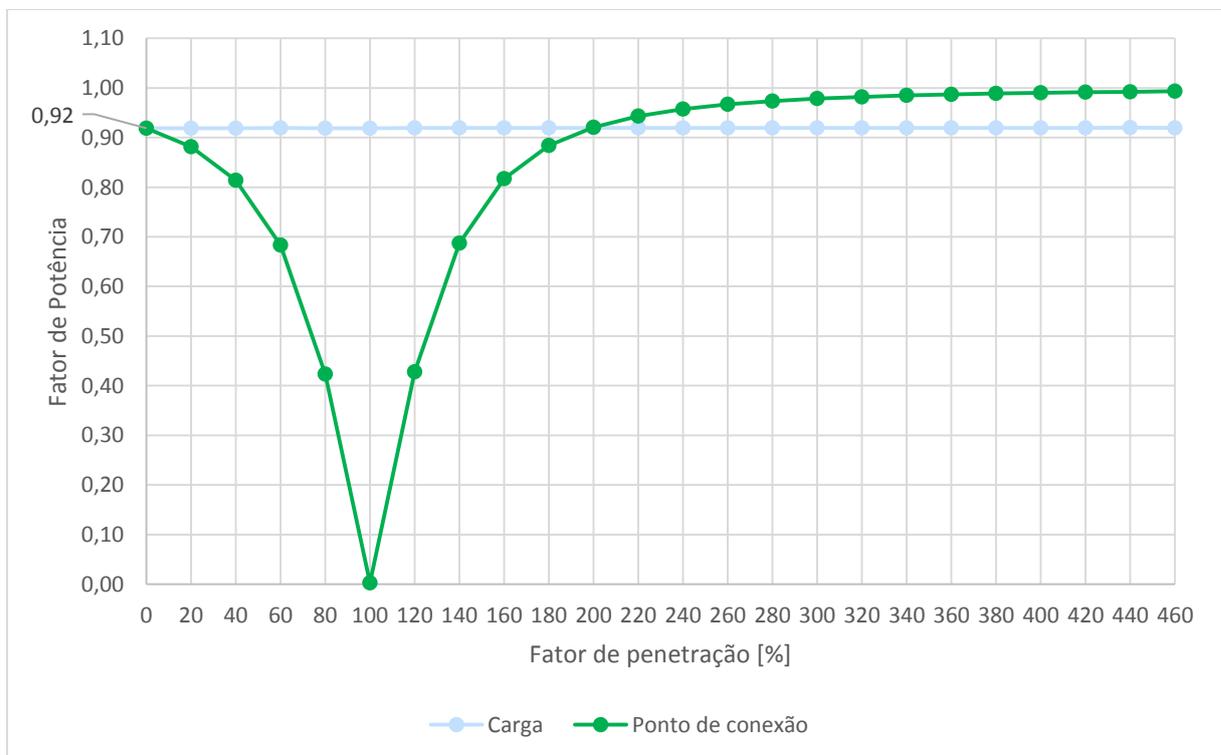


Figura 25. Comportamento do Fator de potência no ponto de conexão da carga da universidade (barra 09) no Cenário A

Por isso, o fator de potência foi avaliado em dois pontos: O FP visto na carga que se manteve com fator de potência constante de 0,92, pois a potência reativa é suprida pela rede e a potência ativa pelo sistemas fotovoltaicos e pela rede dependendo da geração. E o FP visto pelo medidor no ponto de conexão, que conforme o fator de penetração foi aumentando, o SF foi suprindo a potência ativa das cargas e conseqüentemente a rede diminuiu o fornecimento de potência ativa, mas manteve a potência reativa, logo o fator de potência no ponto de conexão diminuiu. Então, o FP atingiu o seu valor mínimo e igual a zero quando o fator de penetração atingiu 100%. Situação em que a rede não forneceria mais potência ativa, somente potência reativa. Entretanto, quando o fator de penetração passou de 100%, o fator de potência voltou a aumentar pois o sistema fotovoltaico começou a injetar potência ativa na rede.

4.2 CENÁRIO B: IMPACTOS NA REDE PELO CRESCIMENTO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA EM TODAS AS CARGAS (ANÁLISES DETERMINÍSTICAS)

O cenário B seguiu as mesmas premissas operacionais que o Cenário A, mas esse cenário representou a situação em que todas as cargas também instalaram sistemas fotovoltaicos. Ou seja, a alocação dos sistemas fotovoltaicos ocorreu em todas as cargas. As cargas também foram mantidas fixas e a potência instalada da geração fotovoltaica em cada barra é aumentada até que o fator de penetração atinja o valor de 460%. Esse cenário visava obter e analisar os impactos em que grande parte ou nesse caso todas as unidades consumidoras aderiram a geração fotovoltaica distribuída. Assim, a concessionária pode verificar em que momento esse crescimento passa a ser crítico e prejudicial, já que no primeiro cenário somente com a usina fotovoltaica na barra 09 da universidade os impactos foram pequenos, mas que demonstraram o comportamento de cada parâmetro. Esse cenário visou fornecer informações para o planejamento das concessionárias para possíveis correções, ampliações ou reforços nas suas redes, além de novamente ter sido importante no desenvolvimento dos cenários D, E e F que analisaram uma rede real mas de maneira

probabilística. Foram avaliados impactos na tensão, corrente, perdas e no fator de potência.

4.2.1 Avaliação do impacto na tensão

A tensão analisada foi na barra 09, que é a barra em que a carga que representa a unidade consumidora da universidade foi conectada. O resultado do comportamento da tensão quando aumentada a capacidade instalada da geração fotovoltaica de todas as barras é apresentado na Figura 26.

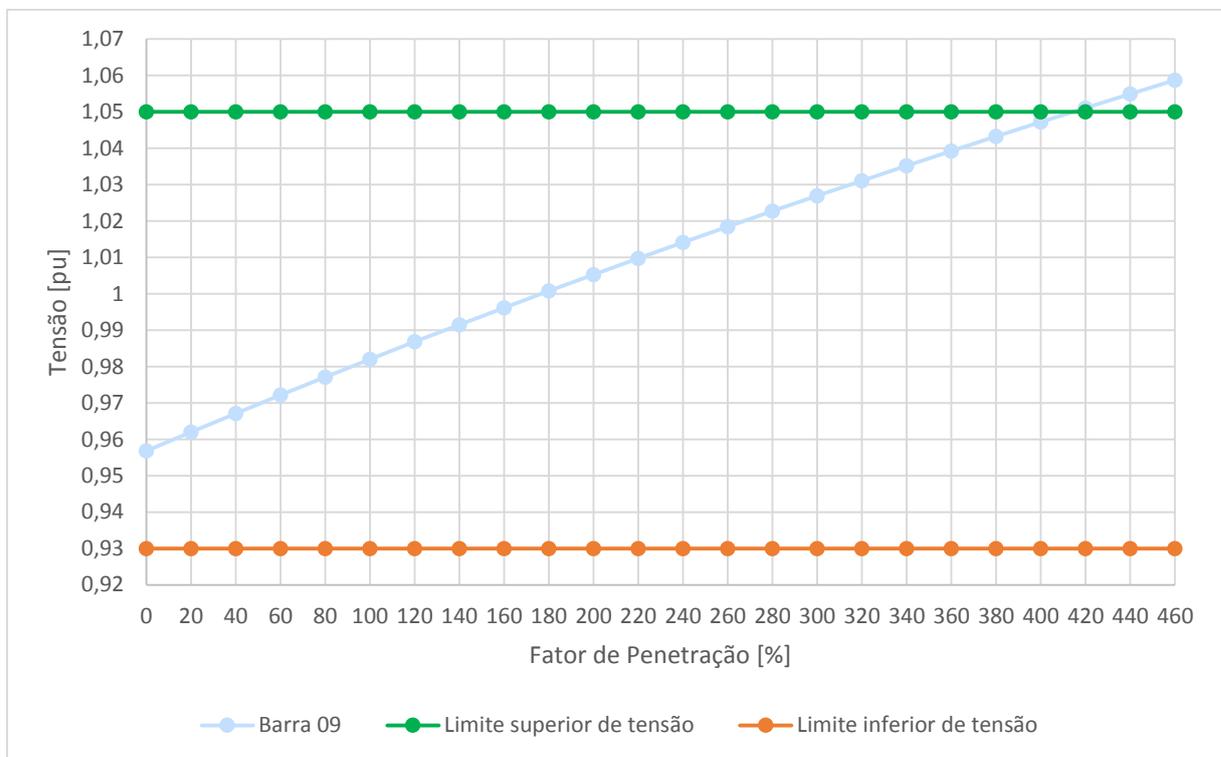


Figura 26. Comportamento da Tensão Cenário B

Na Figura 26 foi possível observar que, conforme a potência instalada dos sistemas fotovoltaicos aumentou, a tensão na barra também aumentou. Além disso, foi observado que a tensão só atingiu o limite de 1,05 pu quando a potência dos sistemas fotovoltaicos é aproximadamente 4,2 vezes maior que a potência das cargas instaladas, ou seja, fator de penetração de aproximadamente 420%. Mesmo nesse cenário, com todas as unidades consumidoras também gerando energia, foi possível

acrescentar SF's com uma potência instalada maior que a sua carga instalada, sem atingir os limites de tensão.

Entretanto, diferentemente do primeiro cenário, no cenário B a tensão na barra 09 atingiu o limite antes que no cenário A, mostrando que em uma rede que muitas vezes já tenha níveis de tensões já próximos do limite superior, esse crescimento de geração fotovoltaica distribuída por muitas unidades consumidoras pode extrapolar o limite de tensão, prejudicando a rede e fazendo atuar reguladores de tensão quando presentes.

Essa rede hipotética utilizada, mesmo não passando por esse momento crítico de extrapolar o limite de tensão com sistemas fotovoltaicos da mesma potência da carga instalada pôde demonstrar o comportamento da tensão. Essa elevação de tensão já era esperada conforme observado nas equações descritas na revisão bibliográfica.

4.2.2 Avaliação do impacto na corrente

A corrente analisada também foi no trecho SE até 01, conforme o descrito no cenário anterior. O resultado é apresentado na Figura 27.

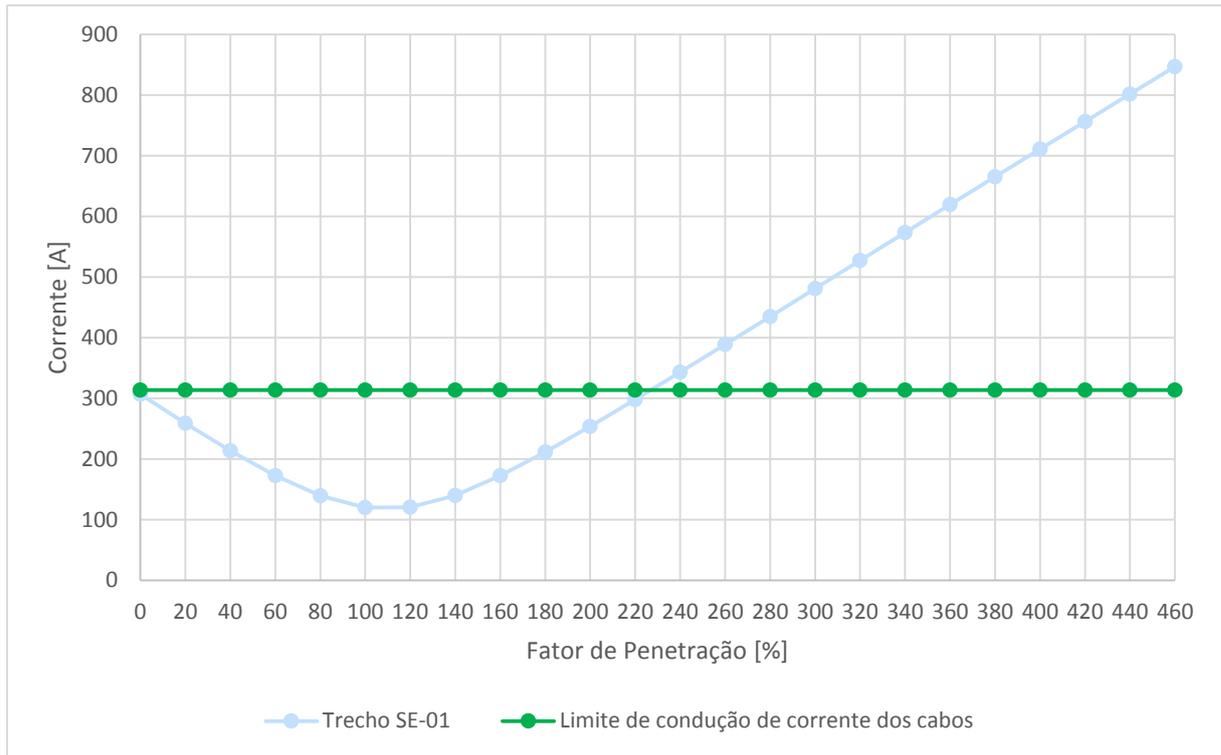


Figura 27. Comportamento da Corrente no Cenário B

A corrente no trecho SE-01, com o aumento da potência instalada dos sistemas fotovoltaicos, apresentou uma diminuição, atingindo um valor mínimo de corrente, isso se deve ao fato de que os sistemas suprem as cargas locais não necessitando de potência ativa da subestação, somente reativa, ou seja, fator de penetração 100%. Entretanto, depois que as cargas são supridas, a corrente começa a aumentar, pois a potência ativa excedente passa a ser enviada para a subestação. E quando a potência dos sistemas fotovoltaicos atinge um pouco mais que duas vezes a potência das cargas instaladas, a corrente atinge o limite de capacidade dos condutores e conseqüentemente dos transformadores e elementos de proteção que são dimensionados para atender os condutores. Mas, novamente é apresentado que os sistemas podem ser inseridos para potências maiores que as das unidades consumidoras, um fator de penetração de 200%.

Um ponto importante é que a potência instalada da geração distribuída fotovoltaica que extrapolou o limite foi menor do que no limite da tensão, assim deve ser sempre considerado mais de um limite, pois se fosse levado em conta somente a tensão a rede teria sido prejudicada.

4.2.3 Avaliação do impacto no desequilíbrio de tensão

O impacto no desequilíbrio de tensão não foi analisado por ainda estar sendo considerada uma rede equilibrada como no cenário anterior.

4.2.4 Avaliação do impacto nas perdas

A Figura 28 inclui todas as perdas da rede de distribuição hipotética de acordo com o aumento do fator de penetração.

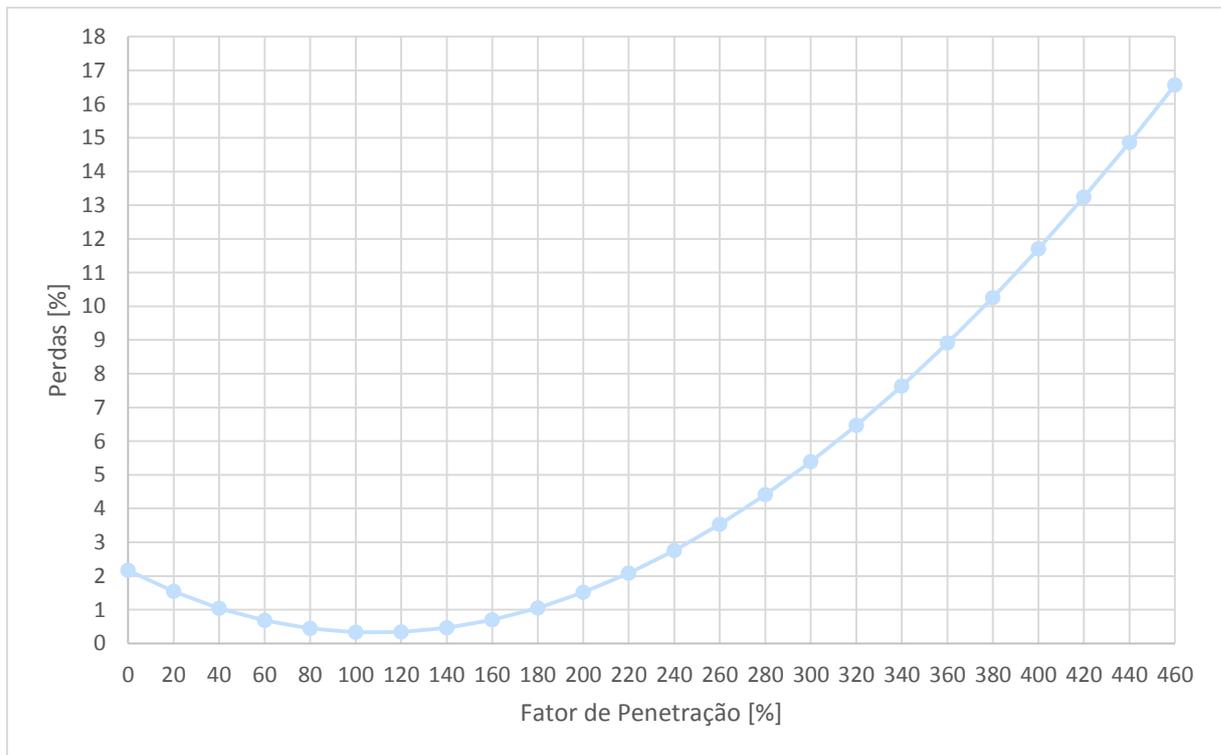


Figura 28. Comportamento das perdas totais em relação a potência total da rede no Cenário B

Seguindo o comportamento da corrente, as perdas diminuem até um limite mínimo quando a potência fotovoltaica atinge o mesmo valor das cargas e na sequência segue a aumentar. Entretanto, é possível observar que até o limite da capacidade de corrente dos condutores, as perdas foram menores em relação a situação inicial sem geração distribuída. A justificativa do comportamento da curva de perdas, foi que no momento em que as cargas são supridas pelo sistema fotovoltaico

a rede envia uma menor corrente e conseqüentemente as perdas diminuem, mas quando os sistemas fotovoltaicos suprem as cargas locais que estão conectadas e começam a enviar energia para à rede, as perdas voltam a aumentar.

4.2.5 Fator de potência

Novamente neste cenário o sistema fotovoltaico foi conectado na mesma barra que a carga através da unidade consumidora [54], [55], [59]. Ou seja, o sistema fotovoltaico juntamente com a carga estão dentro do ponto de conexão. Os resultados do comportamento do fator de potência no ponto de conexão da carga da universidade (Barra 09) quando aumentada a capacidade instalada da geração fotovoltaica de todas as barras são apresentados na Figura 29.

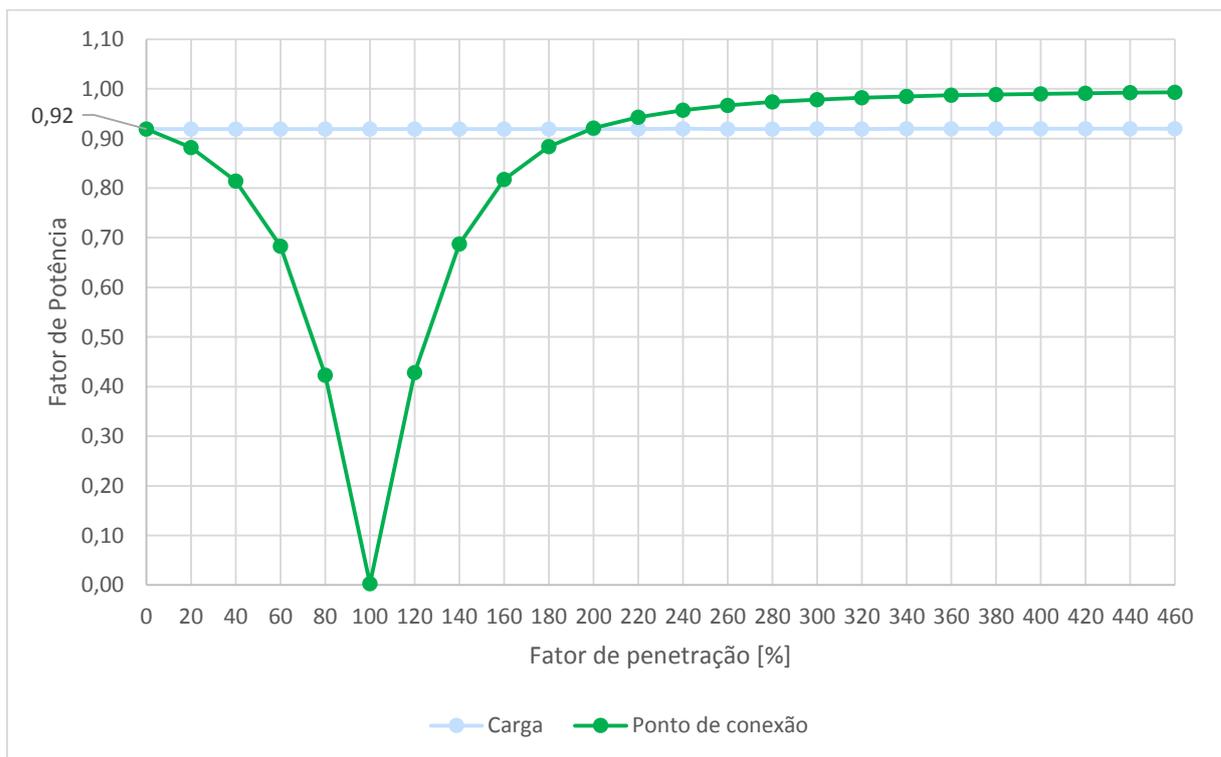


Figura 29. Comportamento do Fator de potência no ponto de conexão da carga da universidade (Barra 09) no Cenário B

Novamente, dois fatores de potência foram avaliados, o da carga e o do ponto de conexão da carga da universidade com a rede (Barra 09). O FP da carga

novamente se manteve constante em 0,92. Já o fator de potência no ponto de conexão da carga da universidade com a rede diminui até um valor mínimo e igual a zero quando os sistemas fotovoltaicos atingem o mesmo valor da carga, fator de penetração de 100%. Depois o FP voltou a aumentar pois o medidor considera no cálculo a potência ativa excedente e atingiu valores dentro dos limites. Entretanto, essa diminuição pode ocasionar custos extras para o consumidor.

4.3 CENÁRIO C - IMPACTOS NA REDE PELO CRESCIMENTO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA EM TODAS AS BARRAS CONSIDERANDO CURVAS DE CARGA DIÁRIAS (ANÁLISES DETERMINÍSTICAS)

A partir desses ensaios foi possível verificar que com o crescimento da geração distribuída por sistemas fotovoltaicos podem ocorrer alguns impactos. Entretanto, os cenários anteriores mostram uma análise sem considerar as variações de carga. Mas, as análises foram importantes porque mostraram a intensidade dos impactos dependendo da relação entre geração e consumo das cargas. E mesmo sendo variada apenas a geração com as cargas fixas, foi possível observar os impactos conforme varia essa relação, não necessitando variar as cargas.

No cenário C, foram realizadas análises na mesma rede utilizada no cenário A e no cenário B, seguindo o mesmo fluxograma da Figura 20, mas com curvas de cargas diárias comerciais, residenciais e da universidade ao determinar a potência instalada das cargas. Além disso, nesse caso não foi aumentado o fator de penetração no mesmo passo de 10% conforme foi realizado nos cenários A e B. Nesse caso foram utilizadas quatro situações que serão descritas em seguida. As curvas de carga e geração são demonstradas na Figura 30, Figura 31 e Figura 32. As curvas residenciais, comerciais e de geração foram baseadas em outros estudos [16], [17], [41], [60]. A curva da universidade baseada nos dados de consumo disponibilizados pela própria UTFPR – Pato Branco, através dos valores armazenados na memória de massa do medidor de energia elétrica da universidade. O objetivo do cenário C é expandir as análises quantitativas do cenário A e B considerando o comportamento diário das cargas e da geração fotovoltaica.

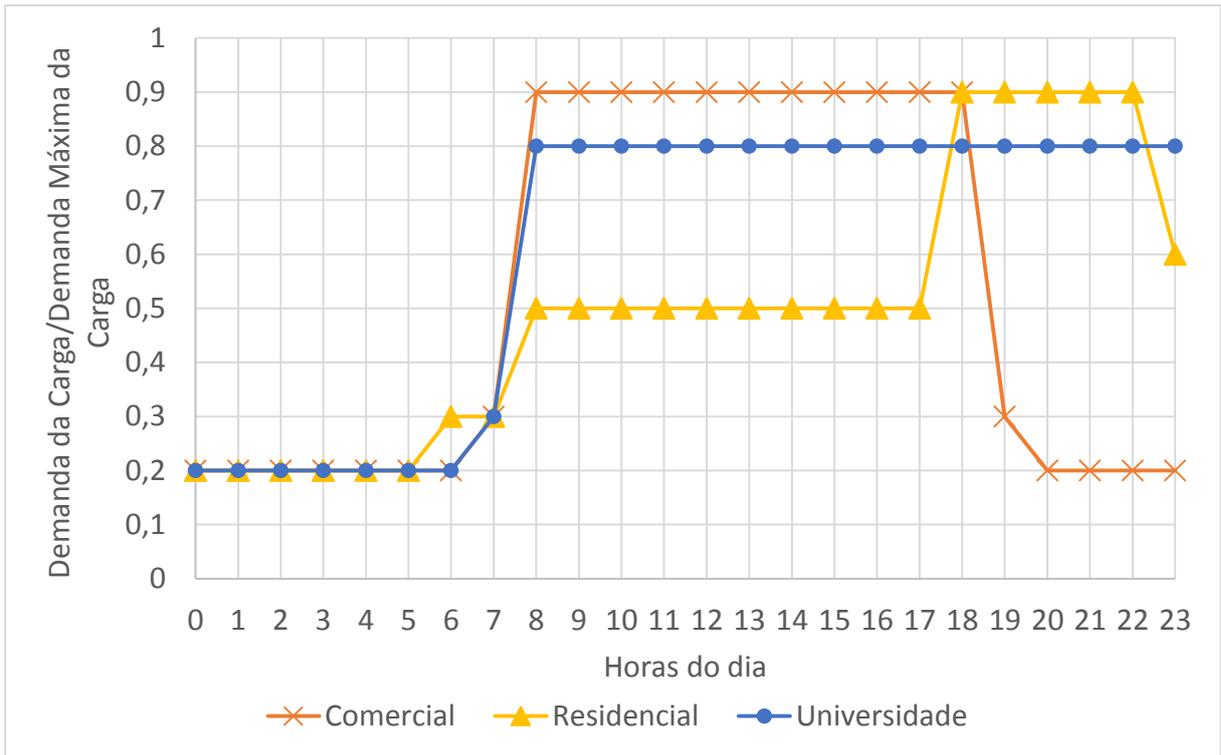


Figura 30. Curvas de cargas COM, RES e UNI para dias de semana. Fonte: adaptado [16], [60].

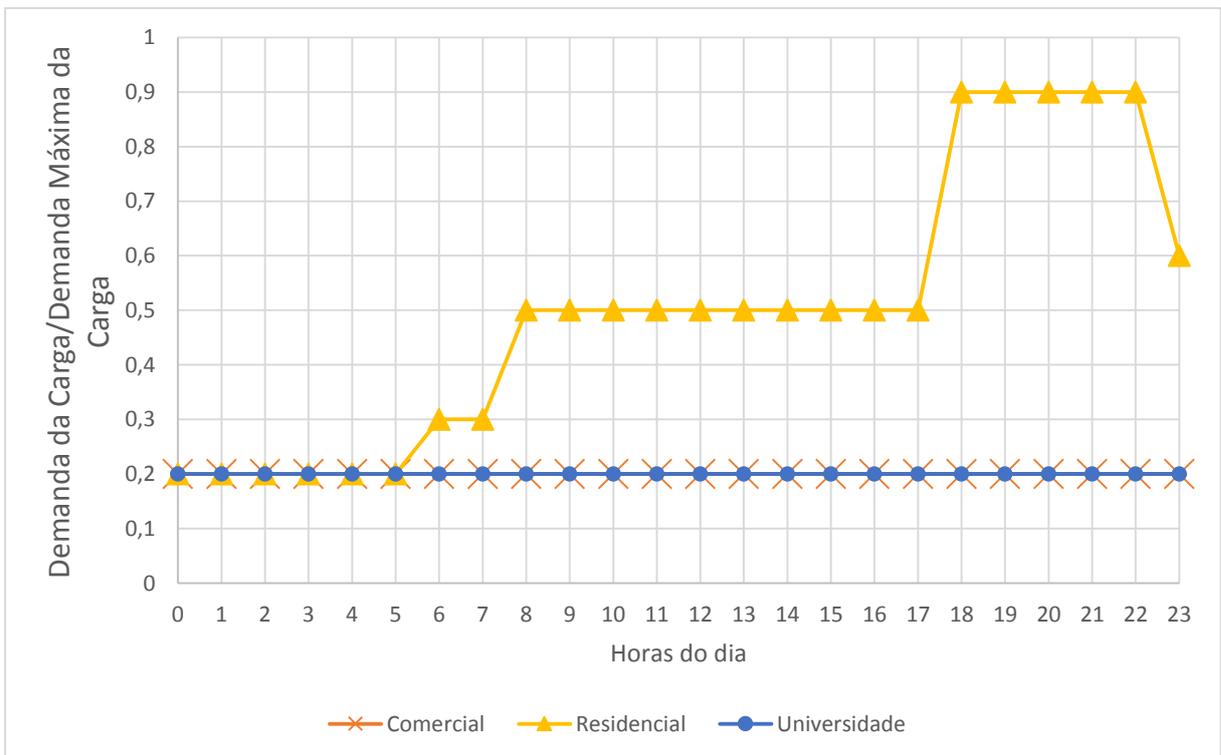


Figura 31. Curvas de cargas COM, RES e UNI para dias de final de semana [16], [60].

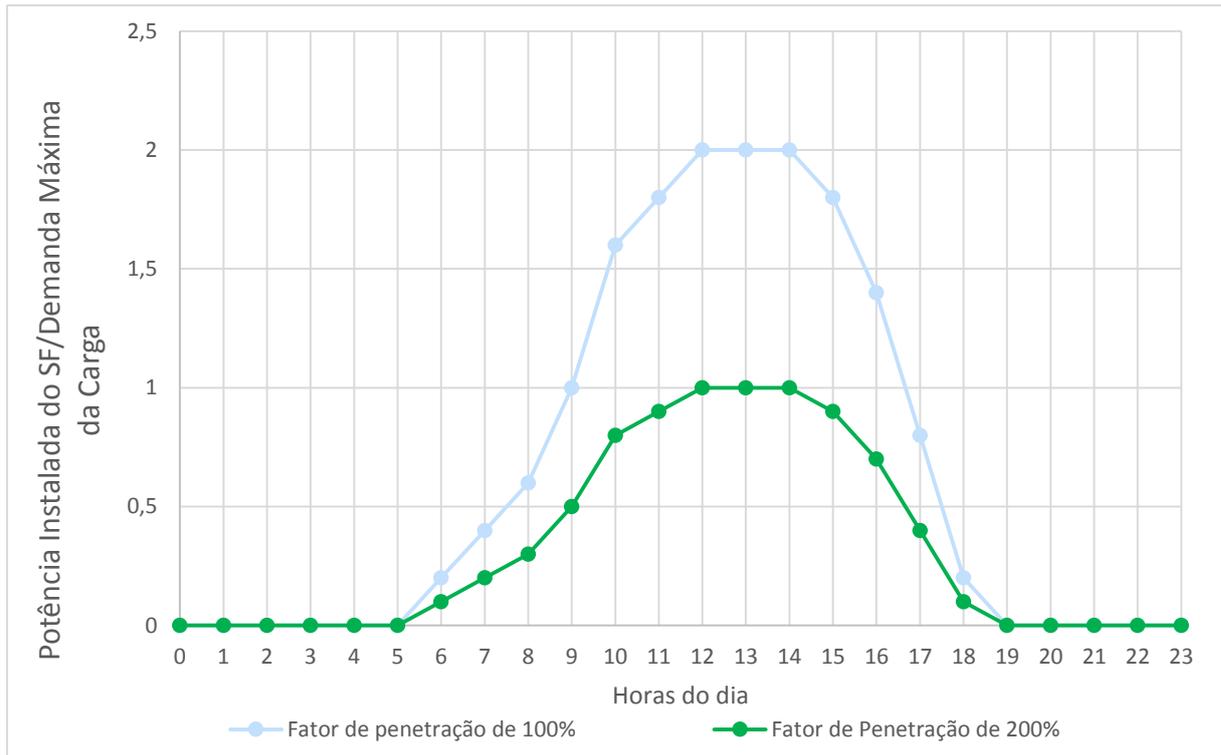


Figura 32. Curvas de potência da geração fotovoltaica Fonte: adaptado [17], [41].

Foram analisadas 4 situações: a primeira com cargas residenciais, comerciais e da universidade em dias da semana e fator de penetração de 100%. Em um segundo momento foram consideradas as cargas no fim de semana, quando as cargas comerciais estão baixas, mas as cargas residenciais e a geração fotovoltaica se mantiveram as mesmas. Num terceiro momento depois de verificado que nos fins de semana por possuírem uma carga menor e mantendo a mesma geração é um caso mais crítico foram considerados fatores de penetração de 200% e 400%, respectivamente. Foram analisados nesse cenário tensão, corrente, perdas e fator de potência.

4.3.1 Tensão

Novamente, a tensão analisada foi na barra 09, barra com a carga da universidade. Os resultados são apresentados na Figura 33.

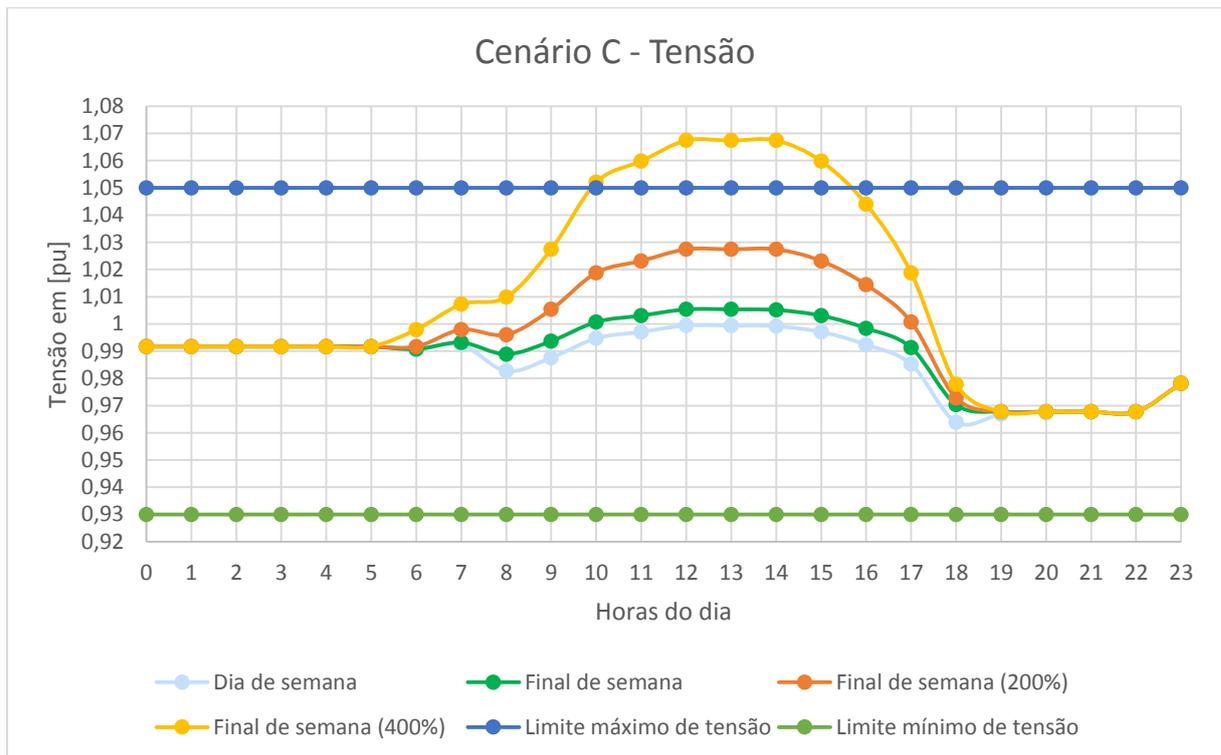


Figura 33. Comportamento da Tensão Cenário C

Foi observado que a tensão da barra 09 da universidade apresentou um comportamento mais crítico aos finais de semana no período entre 08h e 18h. Já para a situação que representa dias de semana que apresentam consumo maior das cargas da universidade, os níveis de tensão se mantiveram levemente menores. Entretanto, para ambos os casos o limite de tensão não foi atingido. A elevação de tensão já era esperada conforme observado nas equações descritas na revisão bibliográfica.

Para demonstrar uma situação em que o limite poderia ser excedido, conforme observado nos cenários A e B, foi considerado fator de penetração de 200% (Final de semana 200%) e depois fator de penetração de 400% (Final de semana

400%). Então, foi observado que para a potência dos sistemas fotovoltaicos 4 vezes maiores, ou seja fator de penetração 400%, os níveis de tensão ultrapassaram o limite de 1,05 pu.

Novamente vale salientar que caso o sistema já estivesse operando com níveis altos de tensão mesmo com a potência instalada da geração fotovoltaica igual a potência da carga instalada, a tensão poderia exceder os limites, principalmente em finais de semana em que o consumo das cargas comerciais e da universidade são menores. Nesse cenários foi necessário uma potência instalada 4 vezes maior que a demanda da carga porque a rede já opera normalmente com baixos níveis de tensão, mas acima do limite inferior. Portanto, é possível concluir que a concessionária deve analisar os casos mais críticos para cada alimentador que está recebendo conexões de sistemas fotovoltaicos, pois redes que apresentam uma participação significativa de cargas comerciais e de universidades, nos finais de semana, que geralmente apresentam baixo consumo por essas cargas e em dias de alta irradiação, os limites poderão ser extrapolados.

4.3.2 Corrente

A corrente analisada foi no trecho SE até 01, como nos cenários anteriores. O resultado é apresentado na Figura 34.

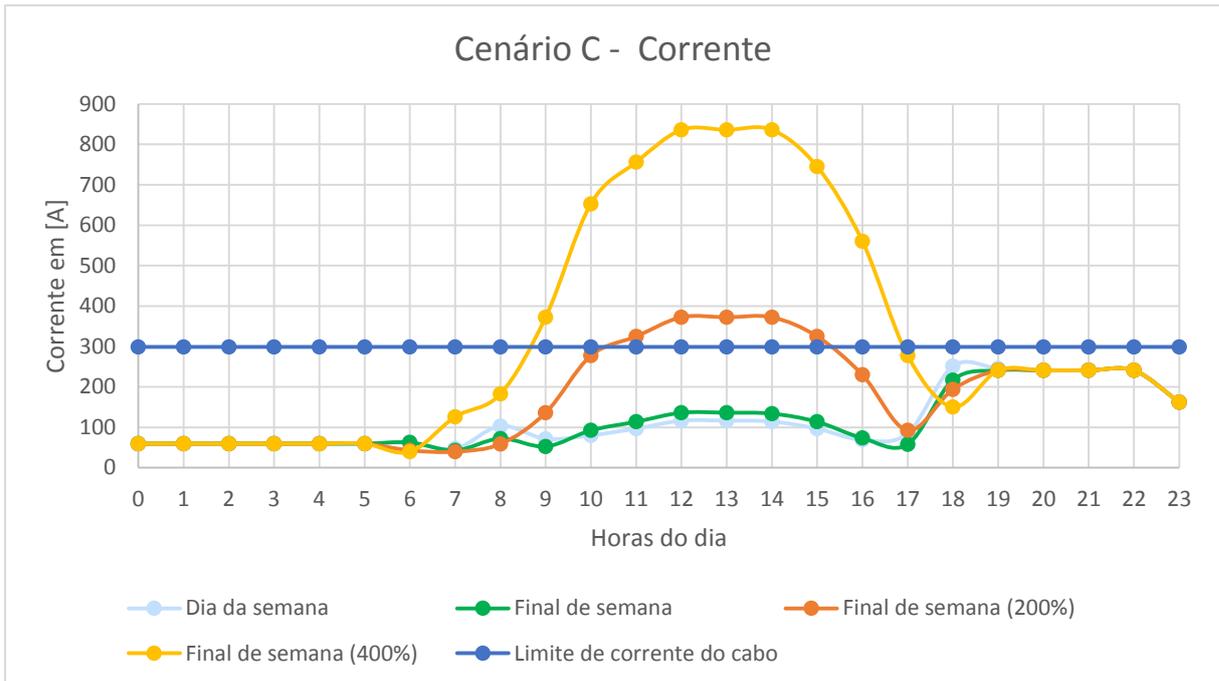


Figura 34. Comportamento da Corrente Cenário C

A corrente seguiu o mesmo comportamento do que ocorreu para a tensão. Para os dias da semana foi o menor nível de corrente nos momentos de maior geração fotovoltaica diária compreendidos entre 11h e 17h. Para os finais de semana em que cargas comerciais e a da universidade são menores, a corrente foi levemente maior, pois elas suprem antes as cargas por serem menores e passam a serem enviadas para a subestação. E para verificar um cenário em que ocorreu uma ultrapassagem dos limites, foram aumentadas as potências instaladas dos sistemas fotovoltaicos para as cargas do final de semana, então, como esperado de acordo com o visto nos cenários A e B, a corrente ultrapassou o limite de condução do condutor que é de 314 A para uma potência instalada dos sistemas fotovoltaicos 2 vezes maiores que a carga instalada das cargas.

Portanto essa análise reforçou o observado na tensão que para fins de semana que apresentam cargas menores e nos momentos de maiores geração poderá ocorrer ultrapassagem também dos limites de corrente.

4.3.3 Fator de Potência

Também para o cenário C, os sistemas fotovoltaicos juntamente com as cargas estão dentro do ponto de conexão [54], [55], [59]. Os resultados na barra 09 do comportamento do fator de potência quando aumentada a capacidade instalada da geração fotovoltaica de todas as barras de acordo com as curvas diárias de geração e consumo são apresentados na Figura 35.

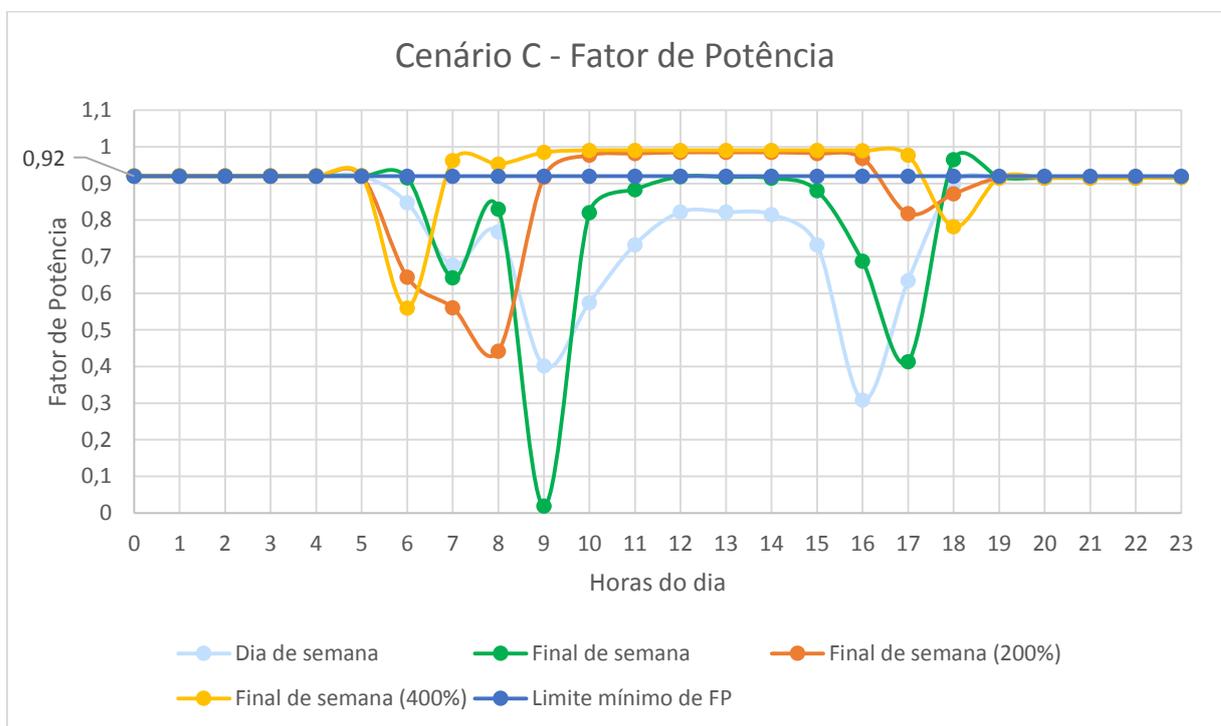


Figura 35. Comportamento do Fator de Potência no Cenário C

Como nos primeiros ensaios, como o fator de potência do SF é unitário, quando os geradores começam a suprir as cargas com potência ativa, a subestação terá de suprir a mesma potência reativa para uma menor potência ativa, logo o fator de potência será menor para a subestação e nesses momentos a concessionária pode ser prejudicada.

Como o observado na Figura 35 para todos os casos quando a geração fotovoltaica começou a gerar o fator de potência diminuiu, esse fato já é esperado conforme visto nos cenários A e B. Entretanto, no cenário C agora com as curvas diárias é possível observar em que momentos esse fato ocorre e como ele se altera

de dias da semana para fins de semana e quando a potência instalada fotovoltaica é alterada.

Um fator importante é que a relação de geração e consumo ao longo do dia é fundamental para a alteração do fator de potência. Para esse cenário, em todos os casos o fator de potência diminuiu até o horário em que a carga local foi totalmente suprida. Além disso, por causa do valor da geração se manter mais tempo ao longo do dia próximo do valor do consumo, nos casos de dia de semana e fim de semana, eles apresentaram mais valores de fator de potência visto no ponto de conexão abaixo do limite estabelecido por norma de 0,92 e mais excedentes de reativo poderiam ser cobrados.

Portanto, para se entender melhor e quantificar o impacto financeiro do fator de potência deve-se utilizar valores reais de potência ativa e reativa de uma carga e avaliar quais os impactos financeiros que ela pode trazer tanto para quem consome assim como para quem distribui.

Entretanto, o baixo fator de potência geralmente está relacionado com transformadores trabalhando a vazio ou subcarregados, motores operando em regime de baixo carregamento e excesso de motores de pequena potência. Essas condições apresentam uma parcela significativa de potência reativa em relação a potência ativa causando um baixo fator de potência conforme pode ser observado pela equação (8).

Mas, para o caso da geração distribuída fotovoltaica com fator de potência unitário é a potência ativa vista no ponto de conexão que diminui, diminuindo o fator de potência e reduzindo a corrente. Então, as concessionárias devem verificar se a cobrança das taxas por baixo fator de potência devem ser cobradas da mesma forma para essas diferentes condições já que a causa e algumas consequências são diferentes. O comportamento da corrente no trecho SE-01 e o fator de potência no ponto de conexão da carga da universidade (Barra 09) para esse cenário são demonstrados na Figura 36.

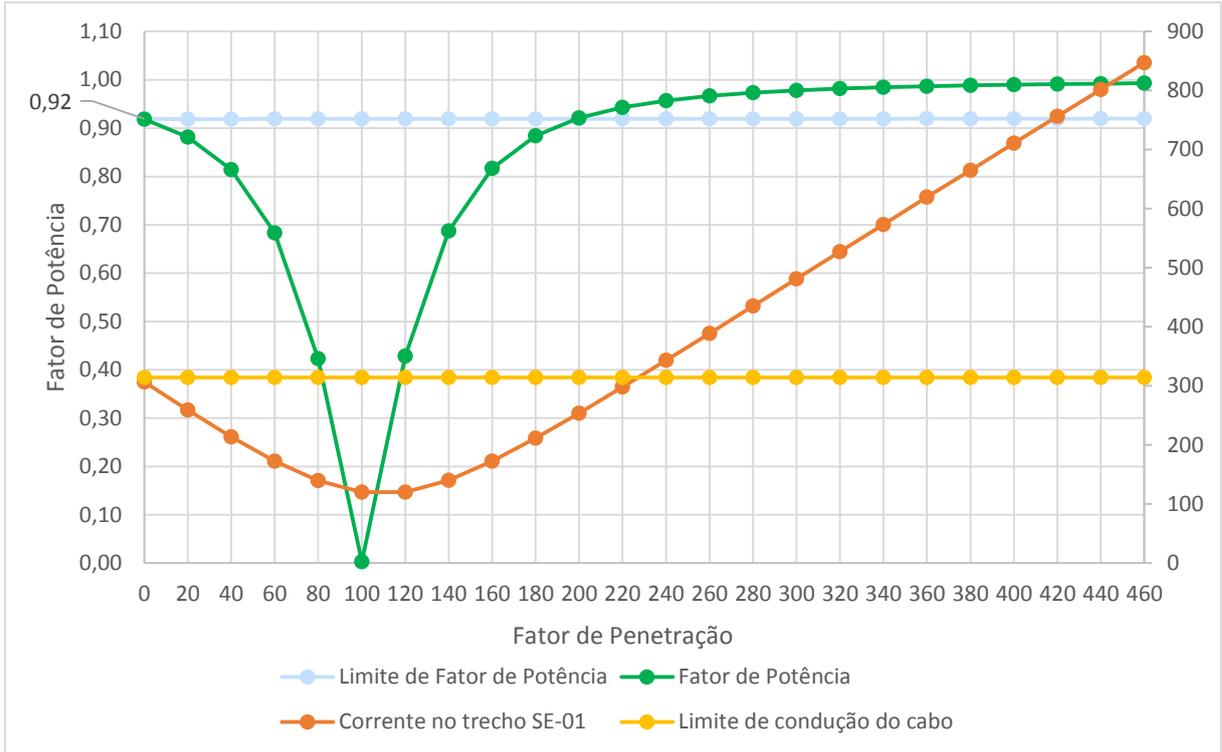


Figura 36. Comportamento do Fator de Potência no ponto de conexão da carga da universidade (Barra 09) e da Corrente no trecho SE-01 no Cenário C

4.3.4 Perdas

A Figura 37 inclui todas as perdas da rede de distribuição hipotética de acordo com o aumento da potência instalada do sistema fotovoltaico da universidade.

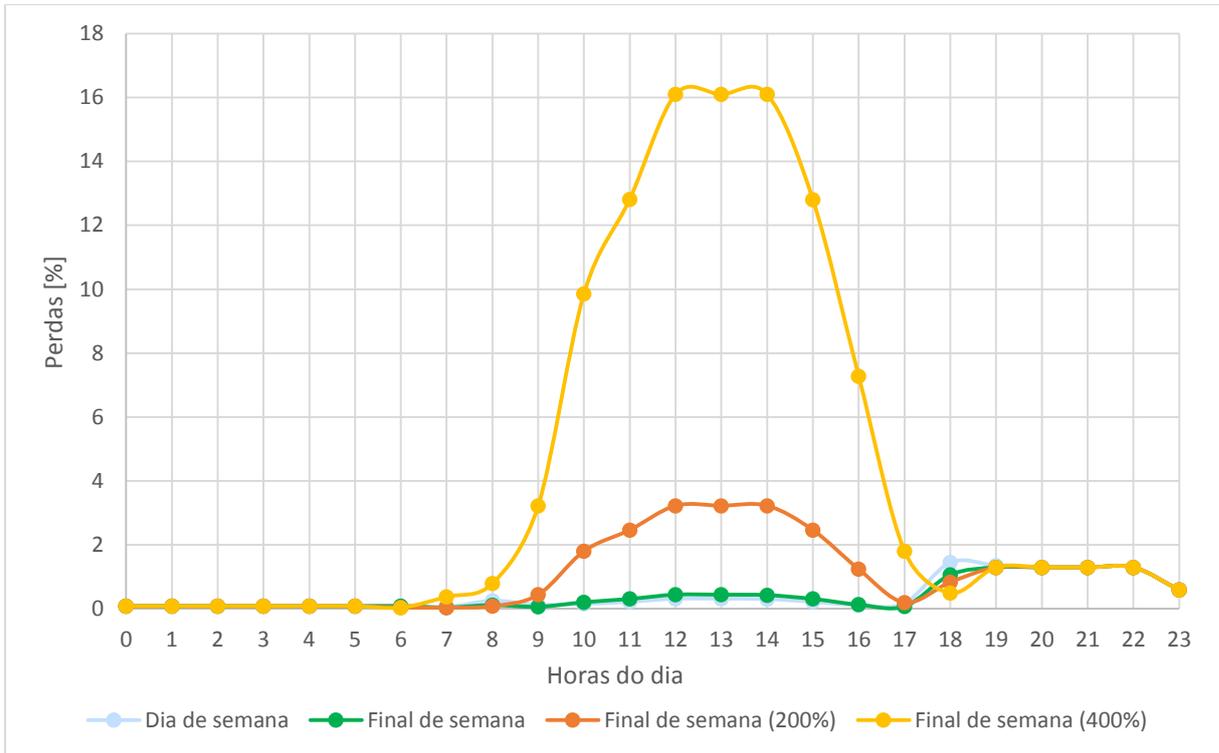


Figura 37. Comportamento das perdas totais em relação a potência total da rede hipotética no Cenário C

Seguindo o mesmo comportamento da corrente, as perdas com os sistemas fotovoltaicos podem ser reduzidas, entretanto quando se inicia injeção elas aumentam.

4.4 CENÁRIO D: IMPACTOS NA REDE EM UM ALIMENTADOR REAL (ANÁLISES PROBABILÍSTICAS BASEADAS EM MONTE CARLO)

Até o presente cenário as análises foram determinísticas, demonstrando um conjunto de resultados para um grupo determinado de dados de entrada de potência das cargas, alocação e potências dos sistemas fotovoltaicos. Eles foram resultados importantes pois demonstraram o comportamento dos impactos de acordo com a literatura (apresentada na revisão bibliográfica) e trouxeram análises importantes que ajudaram a entender como os impactos se comportam com o aumento do fator de penetração. Entretanto, estudos mais recentes vem realizando análises probabilísticas usando o método Monte Carlo, onde algumas das variáveis seguem uma distribuição de probabilidade, deixando as análises mais realísticas.

Ele consiste na amostragem massiva de variáveis aleatórias de um determinando processo probabilístico para obter resultados numéricos. O método Monte Carlo é muito utilizado em diversas áreas das ciências naturais, como física, matemática e biologia, além de aplicações em diversos ramos da engenharia. É muito adequado, independente da área, para obter aproximações numéricas de problemas complexos com elevado número de variáveis aleatórias e com uma grande dificuldade na obtenção de soluções analíticas ou determinísticas [43], [61].

O problema apresentado neste trabalho de análises de impactos na rede ocasionados pelo crescimento de sistemas fotovoltaicos é complexo e apresenta variáveis que podem seguir distribuições de probabilidade. Então, para as análises foi utilizado o método de Monte Carlo de modo similar ao realizado na literatura [11], [43], [62], [63].

Para tanto, foram elaborados 3 cenários que avaliaram os impactos. Um considerando a variável aleatória como a potência dos SF's (Cenário D), outro a alocação dos SF's (Cenário E) e por fim, a potência das cargas (Cenário F). Para isso, foi escolhido e modelado um alimentador real no OpenDSS® disponibilizado pela concessionária local tornando as análises mais realísticas.

O fator de alocação é dado pela razão entre o número de barras de carga que receberam um sistema fotovoltaico pelo número total de barras de cargas. Esse fator é apresentado na equação (17):

$$\text{Fator de Alocação} = \frac{\text{N}^\circ \text{ de Barras de Carga com SF}}{\text{N}^\circ \text{ Total de Barras de Carga}} * 100 \quad (17)$$

Um fator de alocação de 100% indica que todas as barras com cargas receberam um sistemas fotovoltaico.

O alimentador real possui uma subestação representada no OpenDSS® com uma tensão de 1,05 pu. O alimentador possui uma tensão de base de 13,8 kV. Ele é composto por 171 barras, das quais 75 barras possuem cargas trifásicas e bifásicas conectadas. O valor da potência das cargas foi determinado de acordo com o valor de demanda dos transformadores MT/BT que atendem as unidades consumidoras disponibilizadas pelas concessionária local. Foi utilizado o valor da demanda e não da potência instalada pois os sistemas fotovoltaicos em geral são projetados para atender a demanda das cargas. Cada transformador atende um grupo de unidades consumidoras ou uma unidade consumidora somente, dependendo da característica e tamanho da carga. Esse alimentador atende cargas residenciais, comerciais, universitárias e industriais. Por isso, podem ser encontradas cargas com uma demanda de dezenas de kVA até centenas de kVA.

Assim, a potência total do alimentador representada pelas demandas desses transformadores é de 3,701 MVA. Todas as cargas tem um valor de fator de potência de 0,92, para considerar o pior caso, que é o limite mínimo permitido por norma [73].

As linhas de distribuição são formadas por cinco diferentes tipos de cabos e dois tipos de estrutura projetados para atender as cargas conectadas em média tensão, no caso 13,8 kV. Cabos de 2 AWG CA, com capacidade de corrente de 152 A, estrutura convencional tipo normal N1 e uma relação X/R de 0,4119. Cabos de 4 AWG CAA, com capacidade de corrente de 130 A, estrutura convencional tipo normal N1 e uma relação X/R de 0,2641. Cabos de 336,400 MCM CA, com capacidade de corrente de 495 A, estrutura convencional tipo normal N1 e uma relação X/R de 1,7885. Cabos de 35 mm², com capacidade de corrente de 187 A, estrutura compacta C1 de espaçador losangular e uma relação X/R de 0,3146. Cabos de 185 mm², com capacidade de corrente de 525 A, estrutura compacta C1 de espaçador losangular e uma relação X/R de 1,3707.

A determinação do fator de penetração seguiu o mesmo raciocínio utilizado para a rede hipotética. Quando o fator de penetração for 100% significa que a potência fotovoltaica instalada é igual ao valor da demanda da carga. Assim, um fator de

penetração de 200% significa que a potência instalada é duas vezes maior que a demanda da carga. Pois, como visto na rede hipotética é possível que uma unidade consumidora instale uma potência do sistema fotovoltaico maior do que sua demanda.

A análise probabilística baseada em Monte Carlo seguiu o fluxograma da Figura 38.

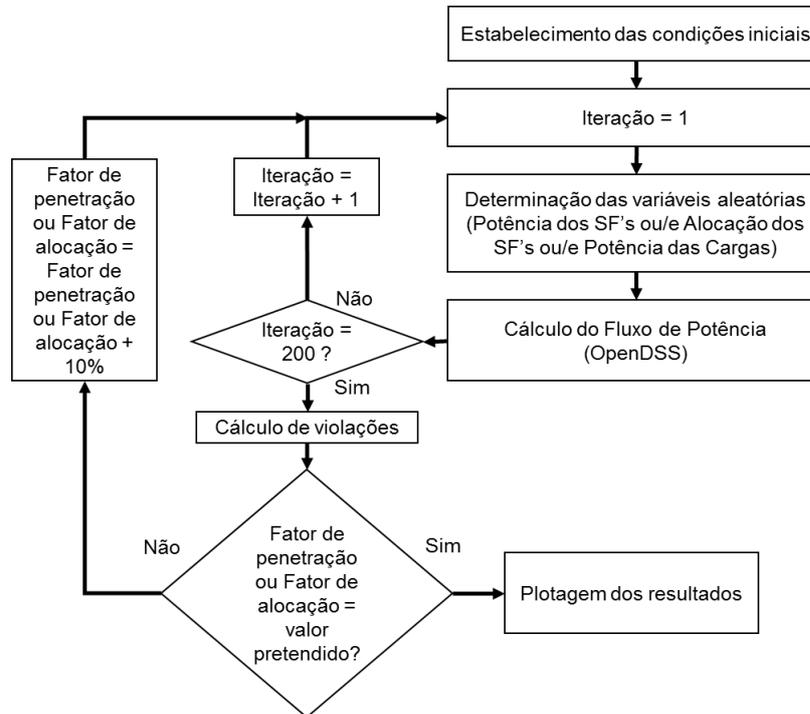


Figura 38. Fluxograma Monte Carlo Cenários D, E F

São estabelecidas as condições iniciais da rede modelada no OpenDSS® via Matlab®. No último *software* são determinadas as variáveis aleatórias. Nesse caso as cargas ficaram fixas no valor de demanda e a variável aleatória foi a potência dos sistemas fotovoltaicos em cada barra que variou aleatoriamente seguindo uma distribuição normal com um desvio padrão σ de 10% e uma média μ que é igual ao valor da potência do SF em cada barra proporcional ao fator de penetração da iteração e é encontrada pela equação (16), pois são conhecidos o fator de penetração e a potência da carga que recebe o SF. O Fator de alocação dos sistemas fotovoltaicos ficou em 100%, ou seja, todas as barras com cargas receberam SF's. Então é calculado no OpenDSS® o fluxo de potência.

O *loop* realizou um conjunto de 200 iterações para cada fator de penetração que foi aumentado de 0% até o valor pretendido para demonstrar o comportamento de cada impacto. O valor de 200 iterações foi escolhido empiricamente ao ser

verificado que para valores acima os resultados se mantinham praticamente iguais e o tempo de execução do algoritmo aumentava.

Então, para cada 200 iterações é obtida a média de violações para os impactos. A média é encontrada pela razão da soma do número de violações de todas as iterações para um fator de penetração ou fator de alocação pelo número total de iterações desse mesmo fator de penetração ou fator de alocação. Por fim, os resultados foram plotados e analisados.

Em seguida são apresentados e analisados os resultados obtidos dos impactos na tensão, corrente, perdas, fator de potência e desequilíbrio de tensão e as violações de tensão, corrente e fator de potência. Para o desequilíbrio de tensão não foi elaborado violações pois visualmente nos gráficos que analisam o comportamento desse impacto foi verificado que mesmo no pior caso, ele nunca extrapola o limite estabelecido em norma. E, as perdas seguiram o mesmo comportamento da corrente, por isso só foram demonstradas as violações na corrente.

Os resultados começam pela tensão que é analisada na Figura 39, que mostra os valores da tensão em cada barra de acordo com a distância da subestação e conforme o fator de penetração aumenta de 0% até 120% com um passo de 10% indicado na legenda da figura. Cada fator de penetração sofre 200 iterações e foram apresentados na mesma figura para demonstrar o comportamento com o aumento do fator de penetração com uma variável aleatória seguindo uma distribuição normal:

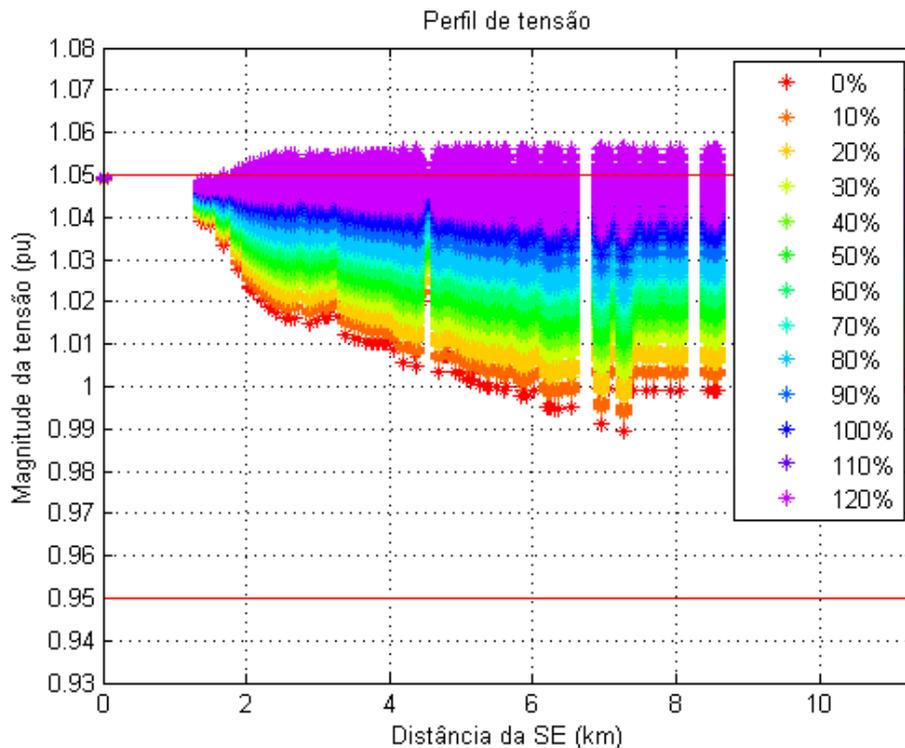


Figura 39. Perfil de tensão ao longo do Alimentador real com Monte Carlo para vários níveis de penetração fotovoltaica

Conforme observado no gráfico, com o aumento do fator de penetração fotovoltaica o nível de tensão ao longo do alimentador aumentou, como já havia sido observado nas análises com a rede hipotética e nas equações na revisão bibliográfica.

Com o método Monte Carlo foi possível obter uma faixa de valores de tensão para cada fator de penetração. Caso só tivesse sido feita uma iteração, teria sido obtido somente um dos perfis de tensão para cada fator de penetração, assim, só seria mostrado um caso que não representa as variações que na prática podem existir, podendo omitir violações de tensão que podem acontecer se for considerado mais iterações. Por isso, foi obtida a média das violações para as 200 iterações para cada fator de penetração.

A Figura 40, Figura 41, Figura 42, apresentam o comportamento da média das violações de sobretensão, subtensão e tensões totais (Sobre + Sub), respectivamente. No eixo vertical está a média do número de violações de todas as barras do alimentador para as três fases e no eixo horizontal o fator de penetração fotovoltaica.

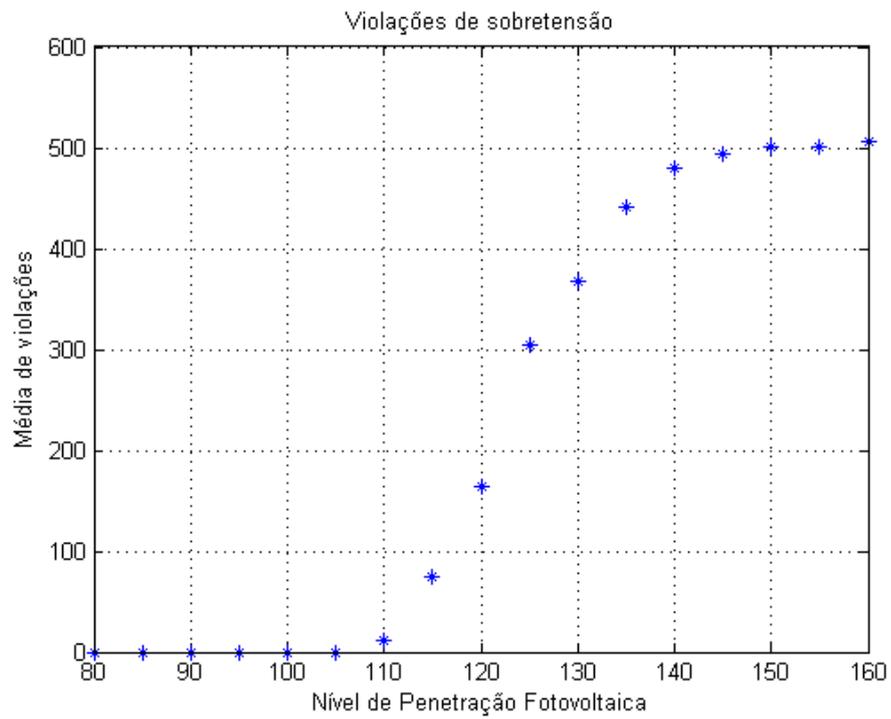


Figura 40. Média de violações de sobretensão ao longo do Alimentador real com Monte Carlo para vários níveis de penetração fotovoltaica.

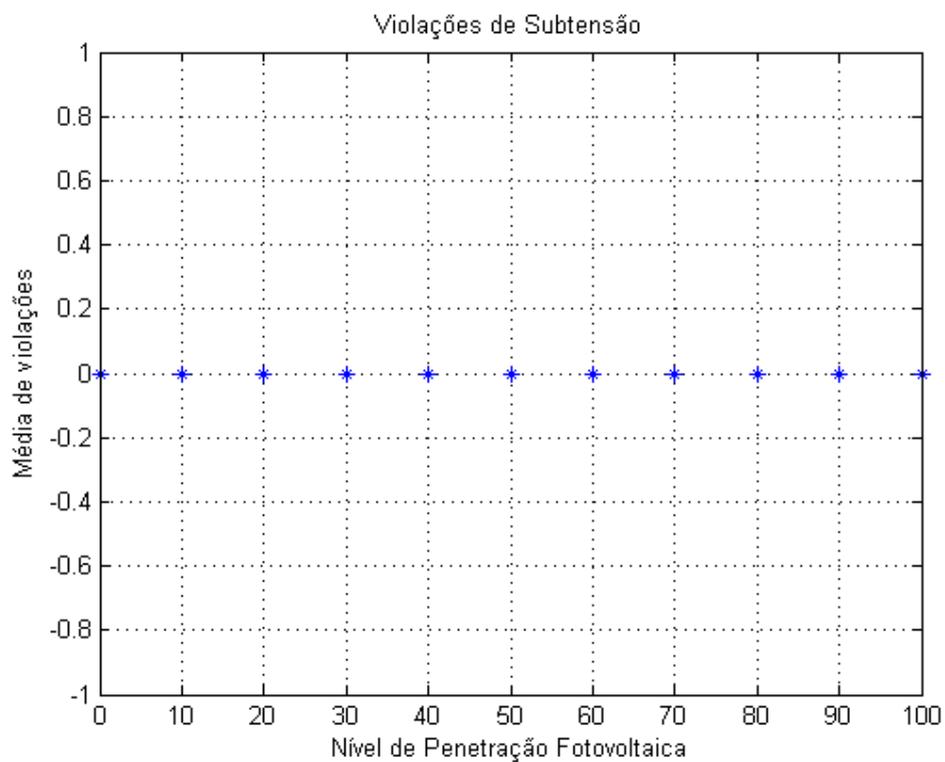


Figura 41. Média de violações de subtensão ao longo do Alimentador real com Monte Carlo para vários níveis de penetração fotovoltaica.

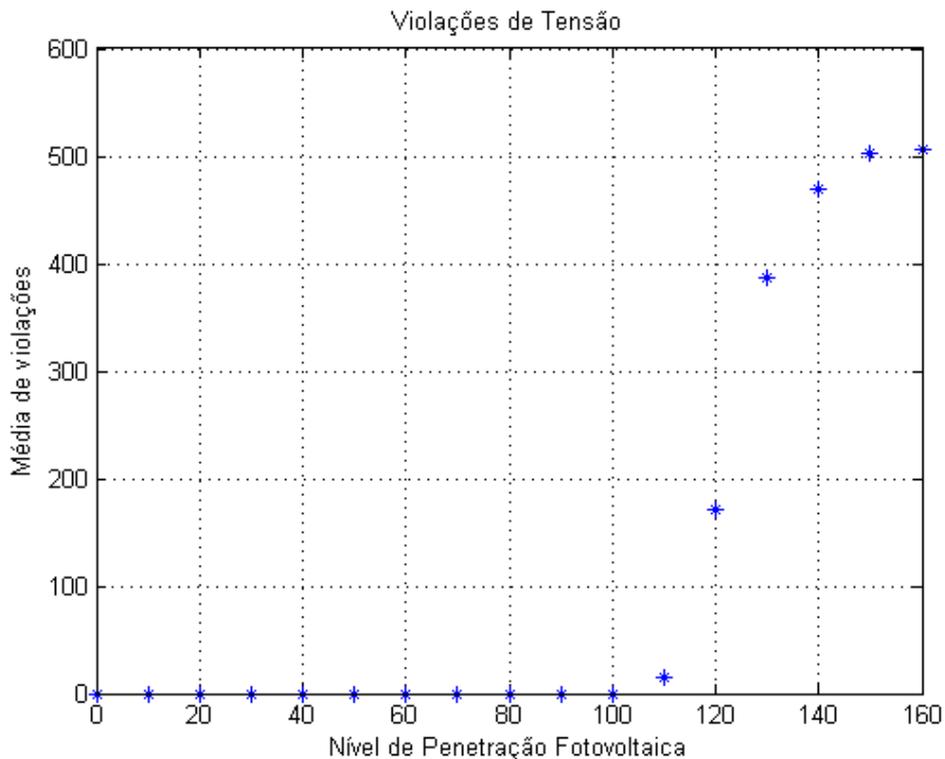


Figura 42. Média de violações de sobretensão e subtensão ao longo do Alimentador real com Monte Carlo para vários níveis de penetração fotovoltaica

Analisando a Figura 40, Figura 41 e Figura 42 fica evidente que este alimentador operando com um fator de penetração de 0%, ou seja, sem sistemas fotovoltaicos, já opera dentro dos limites mínimo e máximo de tensão. Mas, a partir de 100% a média de violações possui um valor diferente de zero que aumenta com o aumento do fator de penetração. No caso, são violações somente de sobretensões, ou seja, do limite máximo.

Até que, a partir de 150% a média de violações, chega no seu máximo, mantendo o mesmo valor de 510 violações. Isso significa que para as três fases todas as tensões nas barras, exceto a barra da SE que é fixada em 1,05, estão acima do limite máximo de 1,05.

Assim, como para um fator de penetração de 100%, para esse cenário, a média de violações começa a aumentar, esse valor de penetração é de interesse da distribuidora, pois seria o momento em que os níveis de tensões podem prejudicar o alimentador e as unidades consumidoras.

A Figura 43 apresenta o perfil da corrente ao longo dos trechos do alimentador, no eixo vertical são dados os valores de corrente e no eixo horizontal os trechos partindo do mais próximo da subestação até o mais afastado.

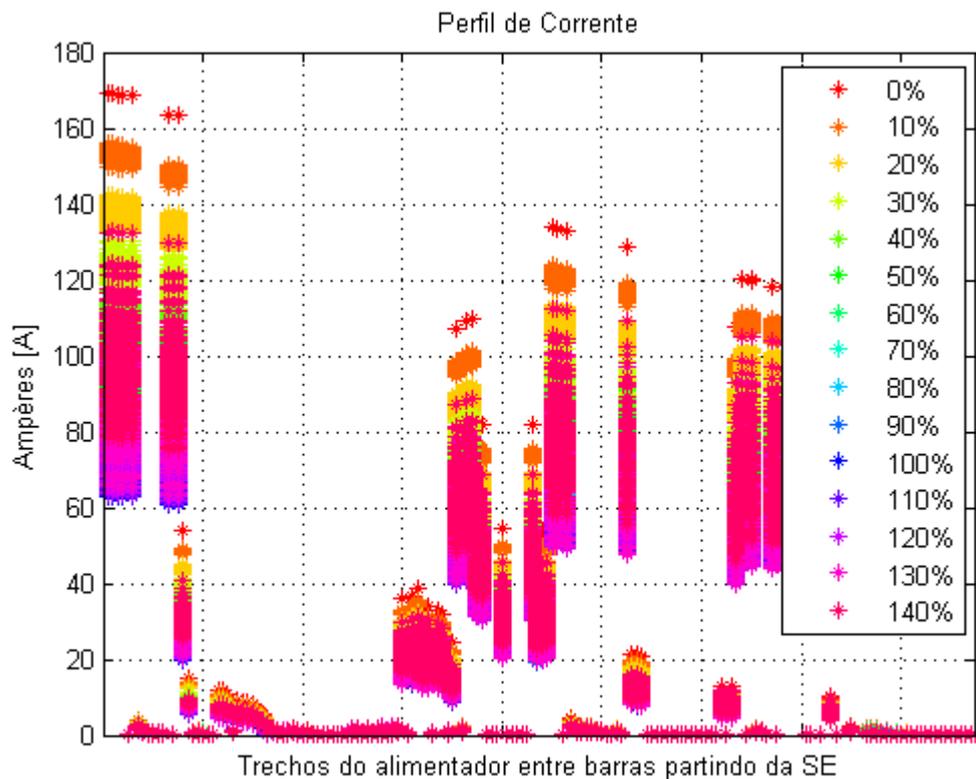


Figura 43. Perfil da corrente ao longo do Alimentador real com Monte Carlo para vários níveis de penetração fotovoltaica

Na Figura 43 é possível observar o perfil de corrente ao longo dos trechos do alimentador conforme o aumento dos níveis de penetração. A corrente ao longo dos trechos foi diminuindo conforme o aumento do fator de penetração. Quando o fator de penetração atingiu 100%, a corrente teve um valor mínimo. Então, a partir disso, os valores médios começam a aumentar, pois os sistemas fotovoltaicos estão injetando potência ativa na rede. No gráfico para o fator de penetração de 140%, a média dos valores de corrente é maior do que para fator de penetração de 100%.

A média de violações de corrente com o aumento da penetração de sistemas fotovoltaicos é demonstrado na Figura 44, onde o eixo vertical apresenta a média de violações de corrente para uma das fases, pois as outras fases seguiram o mesmo comportamento e o eixo horizontal o fator de penetração. As violações são registradas quando a corrente no trecho excede o valor da corrente nominal dos cabos daquele trecho.

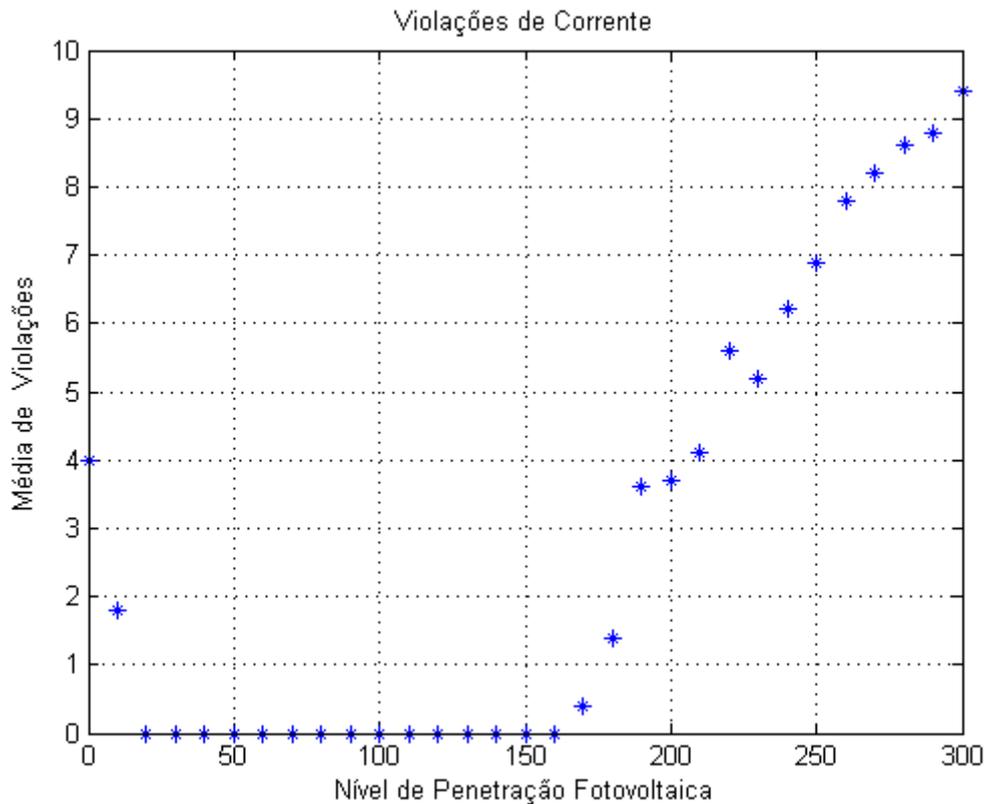


Figura 44. Média de violações de corrente ao longo do Alimentador real com Monte Carlo

Na Figura 44, é possível observar que para 0% de fator de penetração já existem 4 violações. Elas ocorrem em 4 trechos do alimentador pois as cargas conectadas nesses trechos apresentam uma demanda que exige uma corrente acima do limite de condução dos cabos destes trechos. Então, logo que é aumentado o fator de penetração a média de violações chega a zero e se mantém até aproximadamente um fator de penetração de 160%, valor em que média de violações é diferente de zero e aumenta com o aumento do fator de penetração. Para a concessionária, assim que o alimentador começa a ter violações a sua rede pode ser prejudicada.

O próximo gráfico é das perdas apresentado na Figura 45. O eixo vertical é a soma das perdas em porcentagem em relação ao total da potência instalada de cargas nesse alimentador.

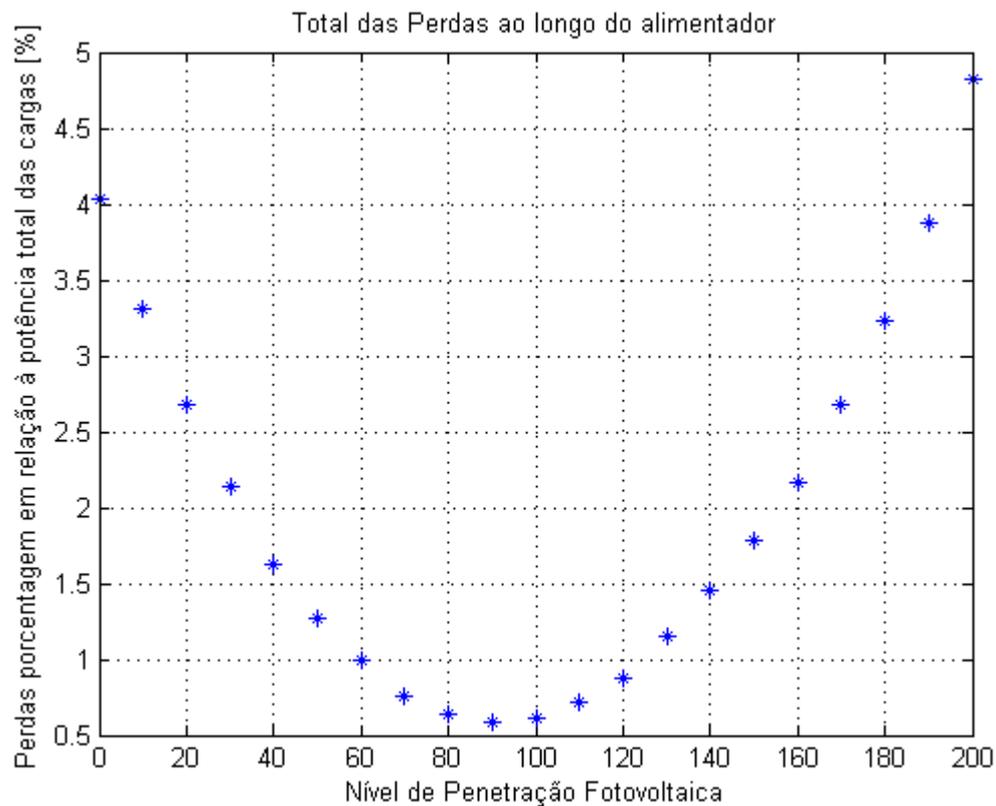


Figura 45. Comportamento das perdas totais ao longo do Alimentador real com Monte Carlo

É possível observar na Figura 45, que como as perdas são proporcionais à I^2r , quando a corrente foi diminuindo por causa do aumento do fator de penetração, as perdas diminuíram. Então, no momento que os sistemas fotovoltaicos começam a injetar potência na rede, ou seja, há corrente circulando no sentido reverso, então, as perdas aumentam. Esse resultado já era esperado conforme observado nas equações descritas na revisão bibliográfica e na rede hipotética.

Outro impacto avaliado é o fator de potência ao longo do alimentador apresentado na Figura 46. No eixo vertical estão os valores do FP e no eixo horizontal as barras do alimentador partindo da subestação para vários níveis de penetração. Só foi mostrado até 70% pois a partir disto o gráfico fica muito poluído e a intenção é apresentar o comportamento.

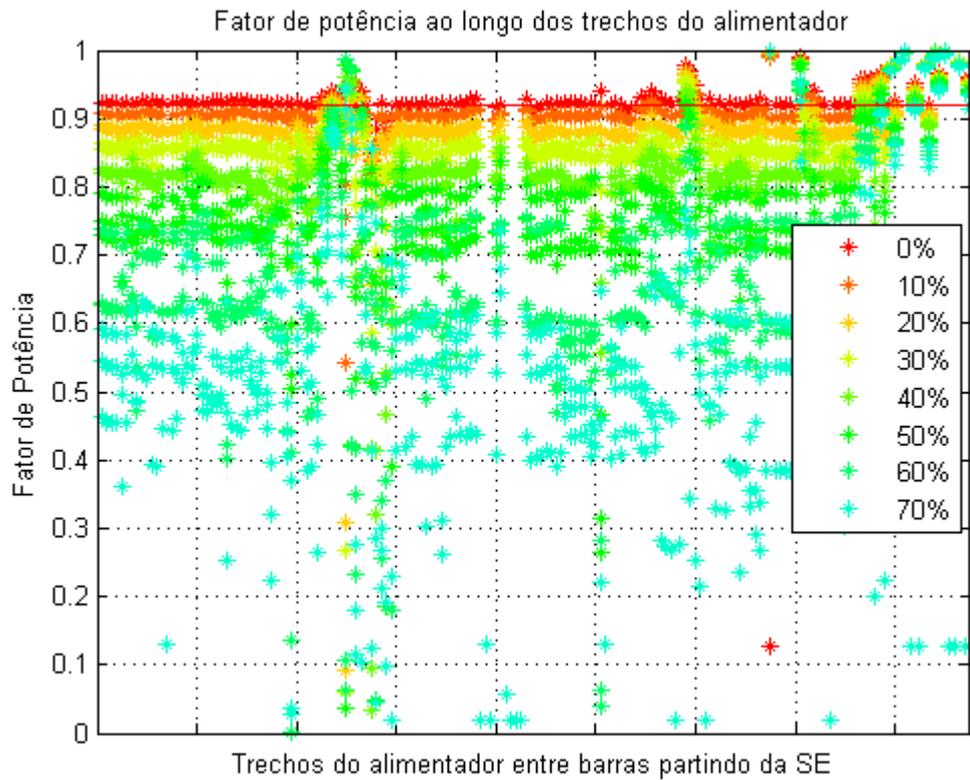


Figura 46. Fator de potência ao longo do Alimentador real com Monte Carlo

Na Figura 46 é possível observar que conforme o fator de penetração aumenta o número de valores que ficam abaixo do limite mínimo de 0,92 vai aumentando, ou seja, como havia sido observado nas análises da rede hipotética e das equações quando a potência dos sistemas fotovoltaicos está atendendo a demanda da carga se tem valores mais baixos de fator de potência. Até que quando começa a ocorrer injeção de potência, os valores médios do fator de potência no ponto de conexão voltam a aumentar.

Para visualizar o comportamento das violações do fator de potência a Figura 47 apresenta a média de violações do fator de potência em todas as barras para o aumento do fator de penetração.

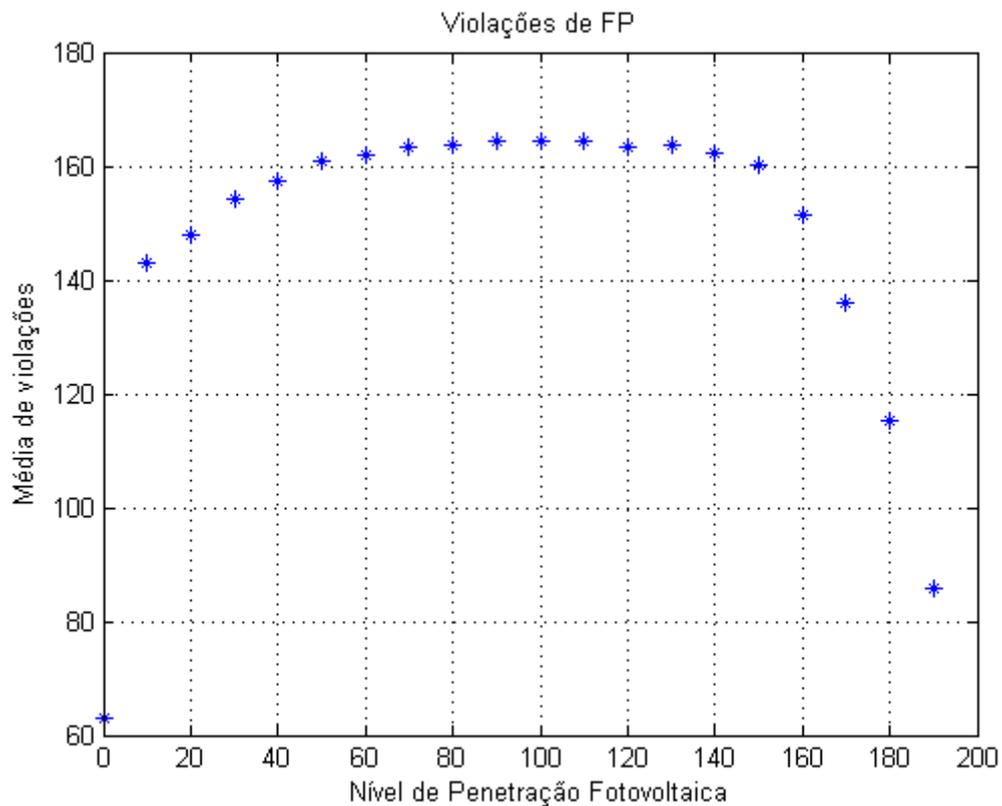


Figura 47. Comportamento do fator de potência considerando Monte Carlo

Então, como observado na Figura 47, conforme o fator de penetração aumenta até 100% a média de violações chega num valor máximo e depois volta a diminuir com a injeção de potência no alimentador pelos SF's.

Para verificar se existe desequilíbrio de tensão mesmo com a concessionária buscando manter as unidades consumidoras com distribuição aproximadamente iguais, a Figura 48 apresenta o desequilíbrio de tensão ao longo do alimentador para vários níveis de penetração, ou seja, no eixo vertical temos o valor em porcentagem do desequilíbrio de tensão e no outro as barras partindo da mais próxima até a mais afastada da subestação.

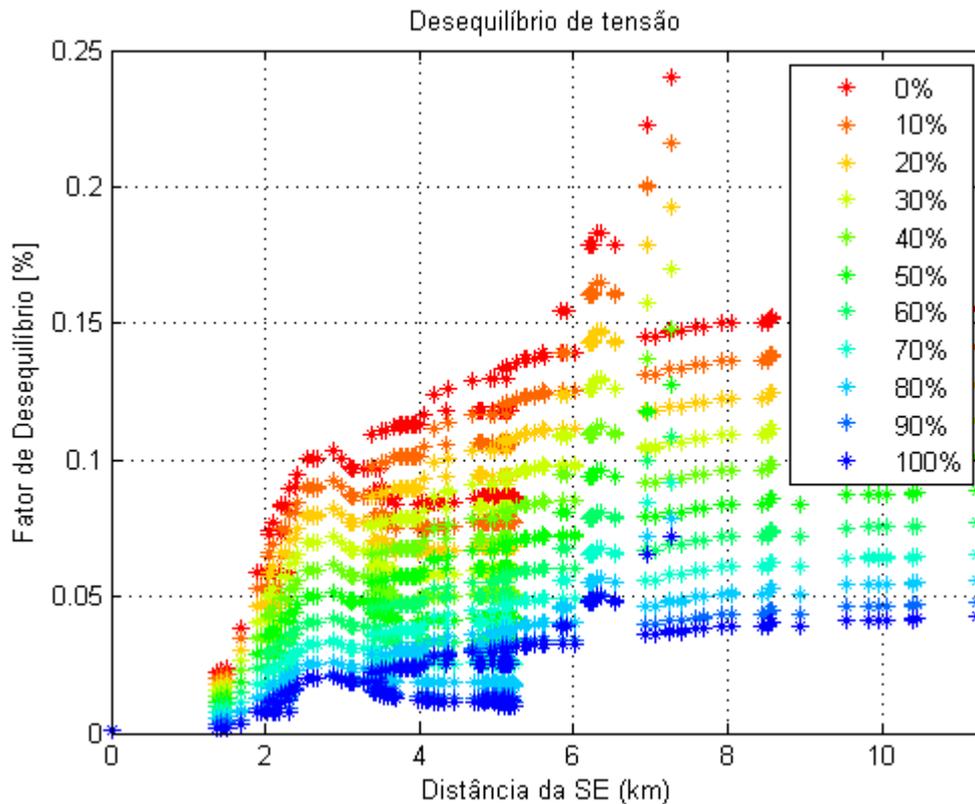


Figura 48. Desequilíbrio de tensão ao longo do Alimentador real com Monte Carlo

Na Figura 48, é possível observar que conforme o fator de penetração aumenta o desequilíbrio de tensão diminui, entretanto, os valores de desequilíbrio de tensão ficam muito abaixo do valor limite máximo estabelecido por norma, por isso para o desequilíbrio de tensão só é apresentado desta forma e não o comportamento das violações, pois seria sempre zero, ou seja, não teriam violações. Para a concessionária é importante este resultado, pois mostra que o seu alimentador já possui um desequilíbrio de tensão em todas as barras bem abaixo do limite máximo que praticamente não é afetado pela presença dos sistemas fotovoltaicos.

4.1 CENÁRIO E: IMPACTOS NA REDE EM UM ALIMENTADOR REAL (ANÁLISES PROBABILÍSTICAS BASEADAS EM MONTE CARLO)

No cenário E foram analisados os impactos para um fator fixo de fator de penetração mas variando o fator de alocação dos sistemas fotovoltaicos ao longo das barras que possuem cargas conectadas. Esse cenário seguiu o mesmo fluxograma do cenário D, mantendo também as potências das cargas fixas, que são representadas pelas demandas fornecidas pela concessionária local e a potência instalada dos sistemas fotovoltaicos variou seguindo a mesma distribuição normal do cenário D. Entretanto, o fator de penetração foi fixado em 100%, impactando no valor da média dessa variável. Ou seja, sempre que um SF for alocado ele deve atender 100% daquela demanda com um desvio padrão seguindo a distribuição normal. A diferença está na alocação dos sistemas fotovoltaicos que também se tornou uma variável aleatória no presente cenário.

Portanto, a alocação de SF's nas barras com cargas conectadas (total de 75 barras) seguiu uma distribuição uniforme entre essas barras. Por exemplo, para um fator de alocação de 50%, significa que todas as 75 barras possuem a mesma probabilidade de alocar um SF mas somente 50% delas recebem efetivamente a conexão de SF's para cada iteração. Novamente foram utilizadas 200 iterações de Monte Carlo.

Para esse cenário serão analisados novamente os impactos na tensão, corrente, perdas, fator de potência e desequilíbrio de tensão, além do comportamento da média das violações de tensão, corrente e fator de potência. A Figura 49 apresenta o perfil de tensão ao longo das barras de acordo com a distância da subestação para os níveis de alocação de sistemas fotovoltaicos.

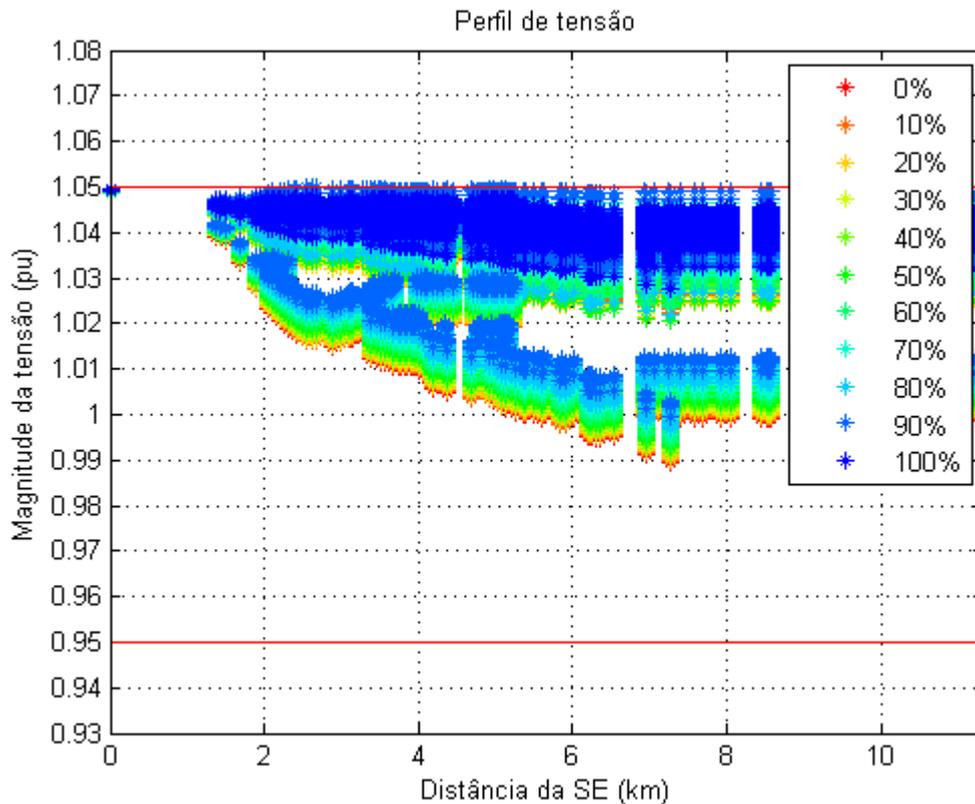


Figura 49. Perfil de tensão com o aumento do fator de alocação fotovoltaica com Monte Carlo

Na Figura 49 é possível observar que os níveis de tensão ao longo das barras aumentam com o aumento dos níveis de alocação, entretanto, diferentemente de quando foi aumentado somente o fator de penetração, agora para cada fator de alocação existem duas faixas concentradas de perfis de tensão. Isso ocorre, pois existem diferentes posições em que os SF's são alocados para o mesmo fator de alocação. Quando os sistemas fotovoltaicos são alocados em cargas que estão mais no final do alimentador o nível do perfil de tensão do alimentador fica em valores maiores para que o fluxo de potência seja mantido, pois nesses casos existem menos ou nenhuma barra com tensões menores que elas, aumentando o perfil de tensão de todo o alimentador. A menor faixa de valores dos perfis de tensão, ocorre quando os sistemas fotovoltaicos estão sendo alocados mais próximos da subestação e nesses casos ainda existem muitas barras com tensões menores.

Entretanto, o fator de alocação 0% apresentou uma única faixa de valores que foi a mínima e para fator de alocação 100% apresentou uma única faixa de valores que foi a máxima. Pois em ambos os casos, a localização dos SF's ao longo do

alimentador é mantida constante, ou nenhuma ou todas as barras cargas receberam sistema fotovoltaico ao mesmo tempo.

Além disso, esse alimentador possui trechos com diferentes relações X/R, que conforme observada na equação (7) na revisão bibliográfica, dependendo do valor de X/R a variação na queda de tensão pode ser maior ou menor.

Especificamente, neste alimentador existem cargas elevadas no final da linha então quando a alocação ocorre nessas cargas esse efeito ocorre também. O que já era esperado observando os cenários da rede hipotética e na equação (7) onde a potência ativa é diretamente proporcional a queda de tensão. É importante observar novamente a importância da utilização de Monte Carlo, quando foi feita a mesma análise, mas somente com uma iteração, no caso de um fator de penetração de 50% por exemplo, foi obtido um perfil de tensão abaixo dos limites e depois de mais algumas tentativas ele poderia aparecer acima do limite, portanto não mostrando um perfil coerente. Com o Monte Carlo foi possível mostrar a tendência das faixas em que o perfil pode estar. Deixando o número de violações mais coerente que é apresentado no gráfico da Figura 50, que apresenta os resultados de sobre e subtensão.

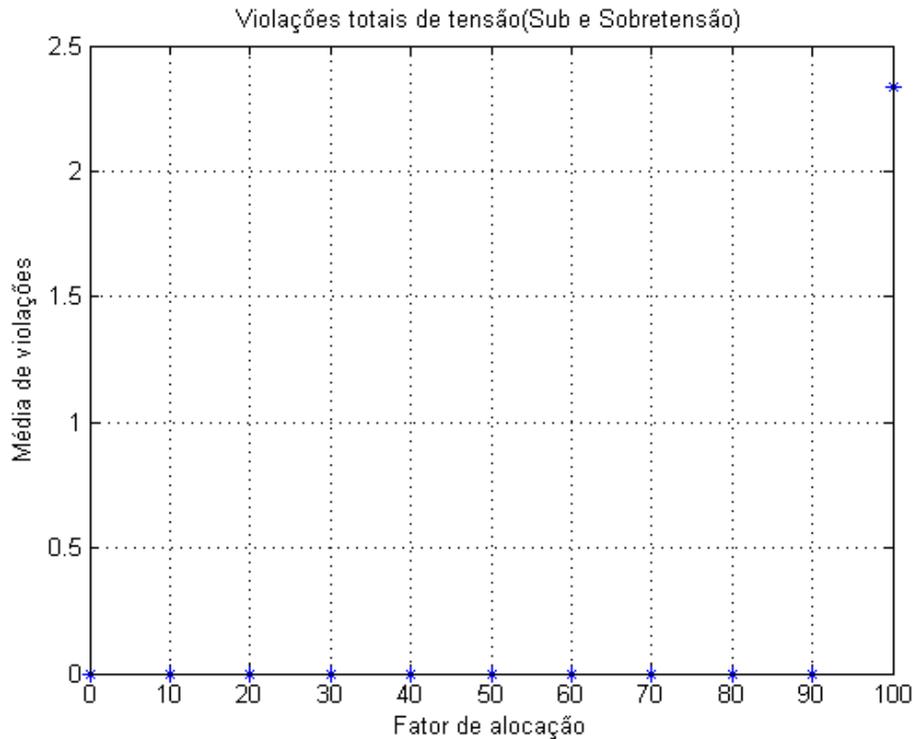


Figura 50. Média de violações de sobretensão e subtensão ao longo do Alimentador real com Monte Carlo para vários níveis de alocação de sistemas fotovoltaicos

Na Figura 50, foi possível observar que somente com 100% de alocação a média de violações foi diferente de zero e foi um valor pequeno. Ainda assim é um número importante pois mostra que para essas condições deste cenário, esse alimentador tem uma margem grande para que sejam alocados sistemas fotovoltaicos sem que ocorra alguma violação na tensão.

Outro ponto importante é que para esse caso o fator de penetração foi fixado em 100%. Se o fator de penetração fosse maior que 100%, o valor do fator de alocação que começaria a gerar violações seria menor. A Figura 51 apresenta como a média de violações começou a aumentar em 50% de alocação no caso de 120% de fator de penetração. Além disso, variações na carga também afetariam essa curva e por isso foram abordadas no próximo cenário.

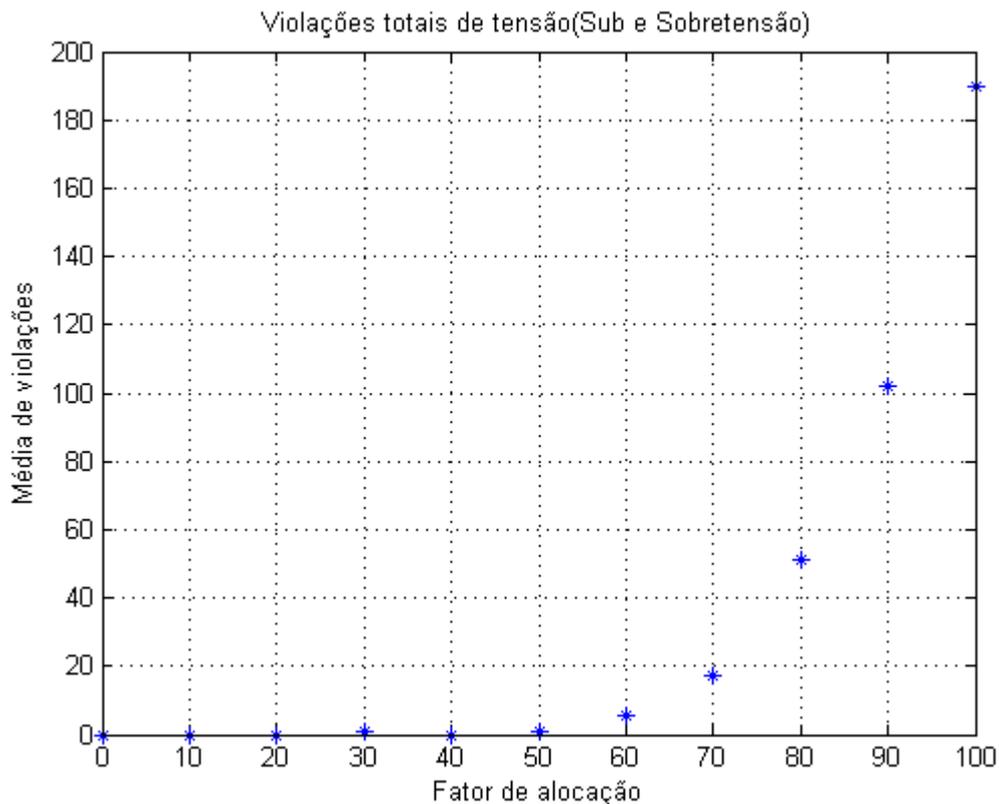


Figura 51. Média de violações para 120% de fator de penetração para alocação variando

Em seguida, são apresentados na Figura 52 o perfil da corrente ao longo dos trechos do alimentador, no eixo vertical são dados os valores de corrente e no eixo horizontal os trechos partindo do mais próximo da subestação até o mais afastado.

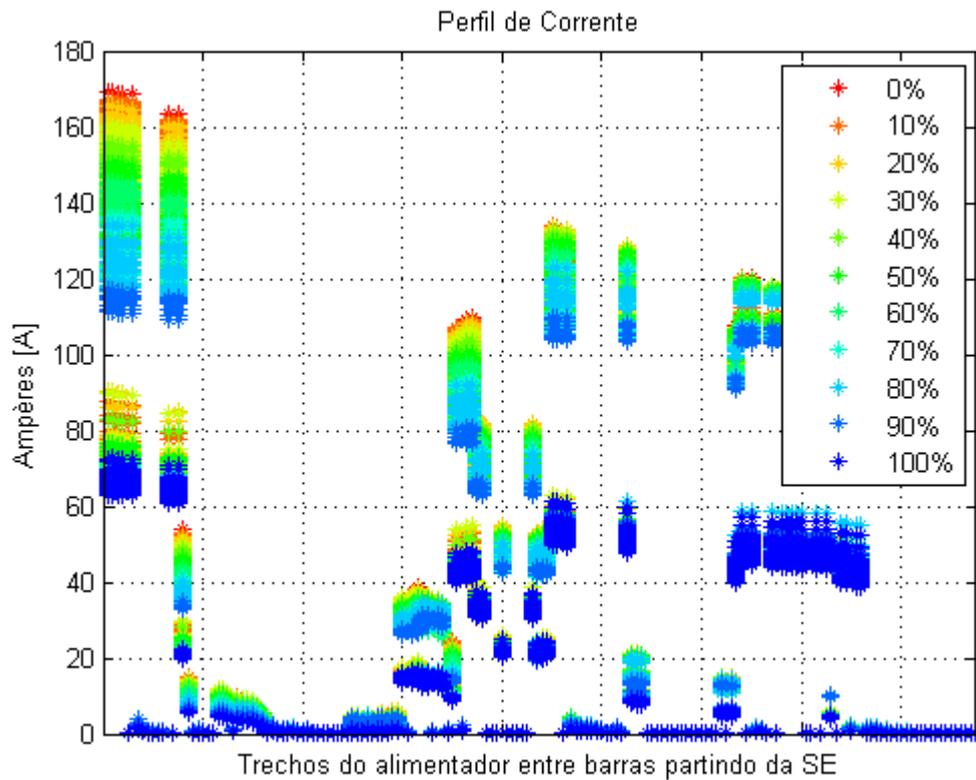


Figura 52. Perfil de corrente com o aumento do fator de alocação

Na Figura 52, igualmente como no perfil de tensão, foi possível ter duas faixas concentradas de valor de corrente para o mesmo fator de alocação. Isso ocorreu, porque caso ocorram alocações nas maiores cargas a subestação terá que fornecer menos potência em relação ao total para o alimentador. Ou seja, quando são instalados SF's em cargas maiores, como indústrias e universidades, em alguns momentos ao longo do dia a SE pode enviar menos corrente.

Em seguida, na Figura 53 é apresentada a média de violações de corrente para o aumento de alocações. O eixo vertical apresenta a média de violações de corrente de uma fase e o eixo horizontal o fator de penetração fotovoltaica. As violações são dadas quando a corrente no trecho excedem o valor da corrente nominal dos cabos daquele trecho.

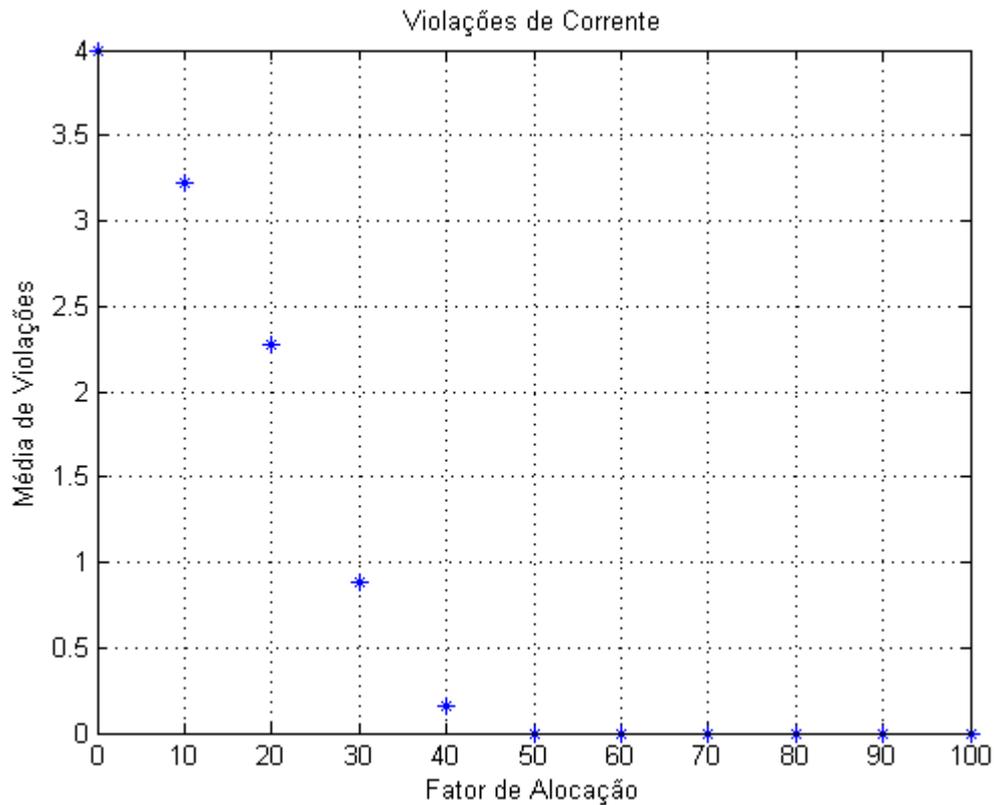


Figura 53. Média de violações de corrente ao longo do Alimentador real com Monte Carlo para vários níveis de alocação de sistemas fotovoltaicos

Na Figura 53 é possível observar novamente que a média de violações diminui conforme ocorre um aumento do fator de alocação, conforme era esperado observando os resultados dos cenários da rede hipotética, do previsto nas equações e das análises do cenário D. Caso o fator de penetração escolhido fosse maior que 100%, a média de violações iniciais pode diminuir com um fator de alocação menor. Mas, pode se voltar a ter violações com um fator de alocação menor que 100%.

Em seguida é apresentado na Figura 54 o comportamento em porcentagem das perdas em relação a potência instalada total do alimentador, que é a demanda total das cargas nesse caso, pelo aumento no fator de alocação até 100% com um fator de penetração fixo em 100%.

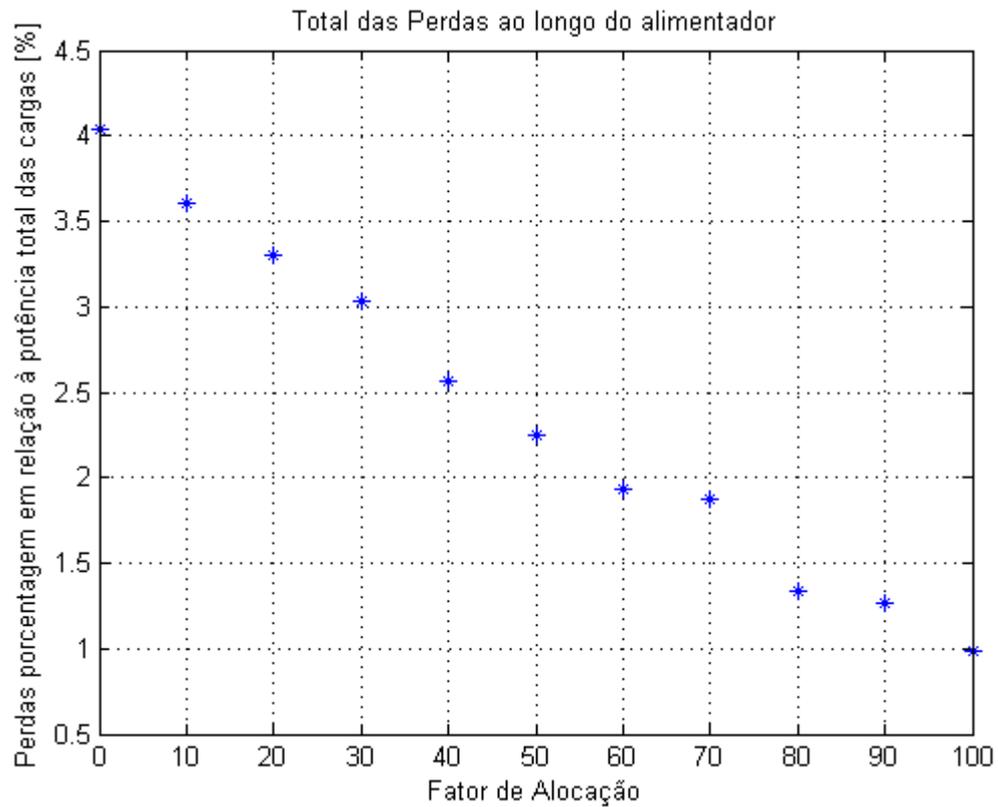


Figura 54. Perdas com variação da alocação

Na Figura 54, é possível observar como as perdas diminuem com o aumento da alocação seguindo o que era previsto através dos ensaios da rede hipotética e nas equações já que a corrente ao longo do alimentador diminui, mas novamente caso o fator de penetração seja maior para cada alocação as perdas podem começar a diminuir e voltar a aumentar antes de 100% de alocação.

A Figura 55 apresenta os valores de fator de potência ao longo das barras do alimentador para um valor fixo de fator de penetração de 60%, que foi escolhido para melhor visualizar no gráfico o comportamento do fator de potência. O fator de alocação foi variado de 0 a 100%.

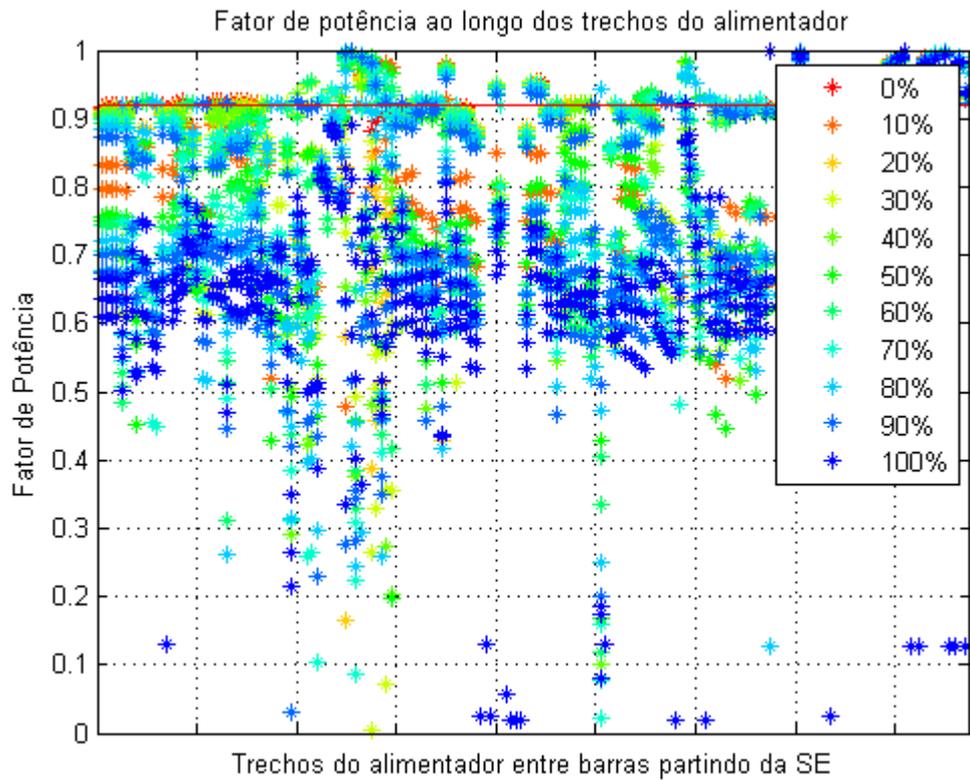


Figura 55. Fator de potência para fator de penetração de 60% com o aumento do fator de alocação

Na Figura 55 é possível observar que o fator de potência diminui com o aumento da alocação. A média de violações no fator de potência aumenta até o máximo quando todas as cargas recebem sistemas fotovoltaicos, com fator de alocação de 100%. Para demonstrar esse comportamento é apresentado o gráfico da média de violações do fator de potência na Figura 56 com um fator de penetração fixo de 60% para demonstrar o apresentado na figura anterior. O eixo vertical é a média de violações de fator de potência abaixo do limite de 0,92 e o eixo horizontal é o fator de alocação.

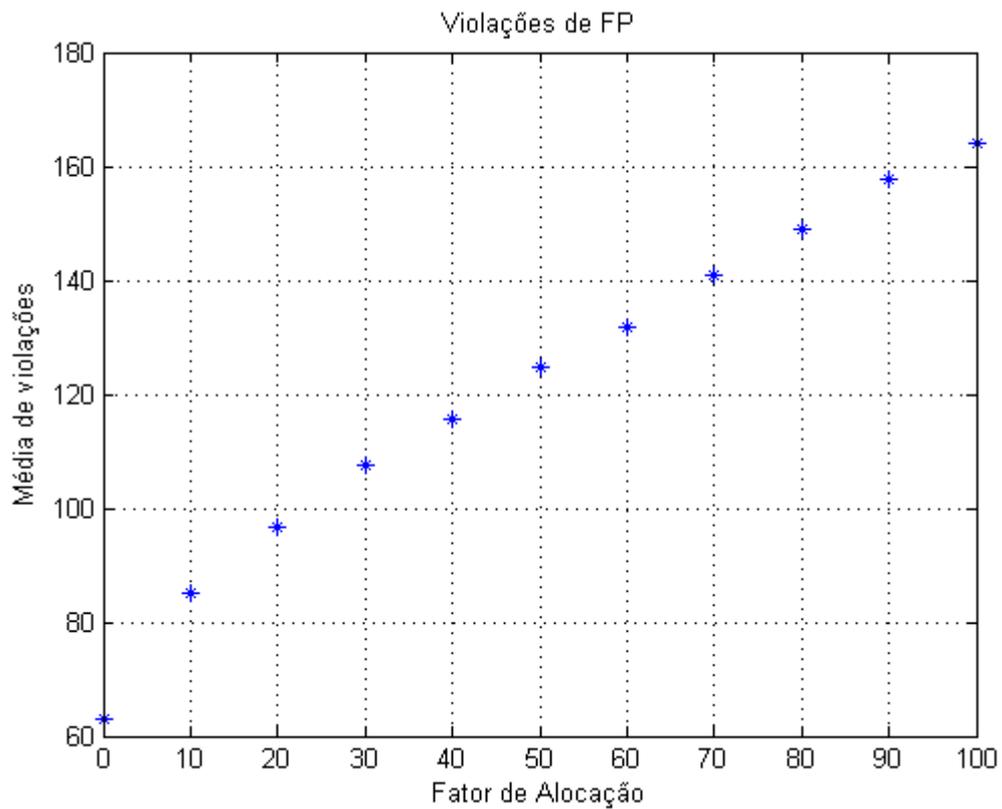


Figura 56. Média de violações de Fator de Potência ao longo do Alimentador real com Monte Carlo para fator de penetração de 60% com o aumento do fator de alocação

A Figura 57 apresenta o desequilíbrio de tensão ao longo do alimentador para vários níveis de alocação. No eixo vertical temos o valor em porcentagem do desequilíbrio de tensão e no outro as barras partindo da mais próxima até a mais afastada da subestação.

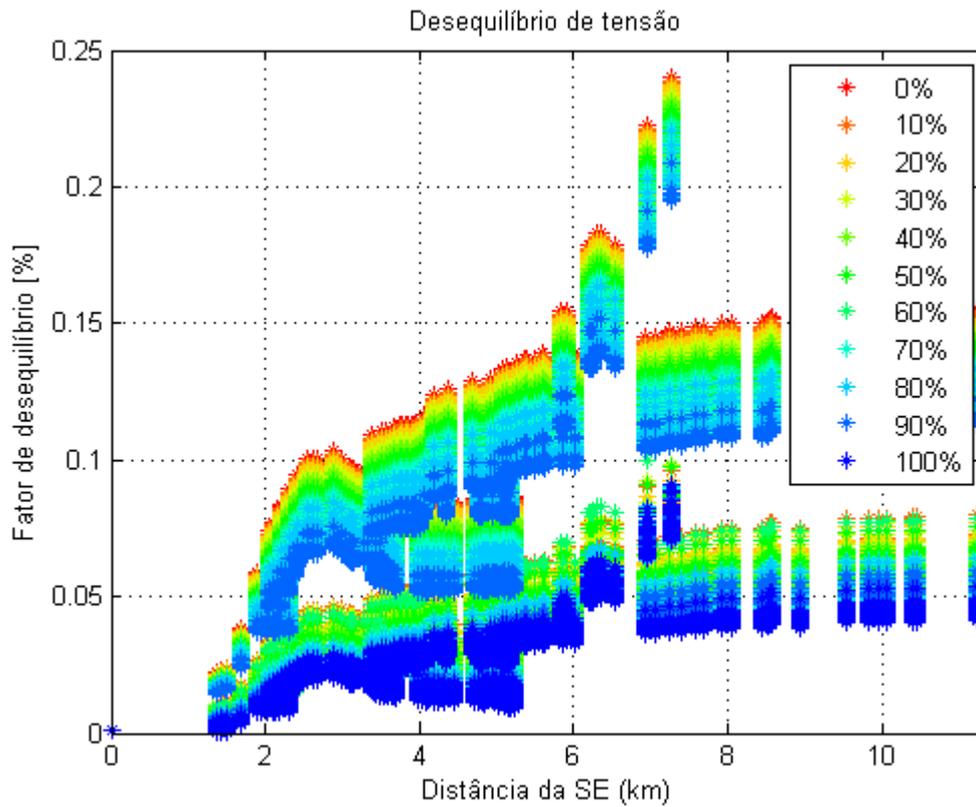


Figura 57. Desequilíbrio de tensão com o aumento do fator de alocação fotovoltaica com Monte Carlo

Na Figura 57 é possível observar que seguindo o comportamento da rede hipotética e do cenário D o desequilíbrio também diminui. Entretanto, como observado para os outros impactos do presente ensaio quando é considerado diferentes níveis de alocação é obtido duas faixas de valores de desequilíbrio ocasionado pela alocação em cargas mais afastadas da SE sendo que 0% de alocação é única e máxima faixa e 100% é única e mínima faixa.

4.2 CENÁRIO F: IMPACTOS NA REDE EM UM ALIMENTADOR REAL (ANÁLISES PROBABILÍSTICAS BASEADAS EM MONTE CARLO)

No cenário F foram analisados os impactos para um fator fixo de penetração mas variando o fator de alocação e a potência das cargas. E visou também analisar os impactos para uma variação de fator de penetração e potência das cargas com fator de alocação fixo.

Esse cenário seguiu o mesmo fluxograma do cenário D, entretanto foram feitas duas análises separadas. Uma para o fator de penetração variável, alocação de 100% e carga variável. Uma segunda para fator de penetração de 100%, mas alocação e carga variando. Portanto, a variável aleatória adicionada neste cenário é a potência das cargas.

A variável aleatória da potência das cargas segue uma distribuição uniforme entre o intervalo 50% e 100% do valor de demanda fornecido pela concessionária local. Ou seja, uma carga terá a mesma probabilidade de ter um valor de potência entre o intervalo 50% e 100% do valor de demanda fornecido pela concessionária local e qualquer valor fora dessa faixa a probabilidade é de 0%. Esse intervalo de 50-100%, foi obtido a partir das curvas de cargas diárias da região Sul disponibilizadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), que apresentam uma diminuição da demanda ao longo do dia em relação à demanda máxima diária seguindo aproximadamente essa faixa e dependendo ainda da época do ano [64]. O limite máximo de 100% significa que aquela carga está com a demanda máxima dela e a 50% com metade da demanda. E novamente foram realizadas 200 iterações de Monte Carlo.

Para esse cenário serão analisados os impactos na tensão e na corrente. A Figura 58 e Figura 59, mostram o perfil de tensão de acordo com a distância da subestação variando o fator de penetração e o fator de alocação, respectivamente.

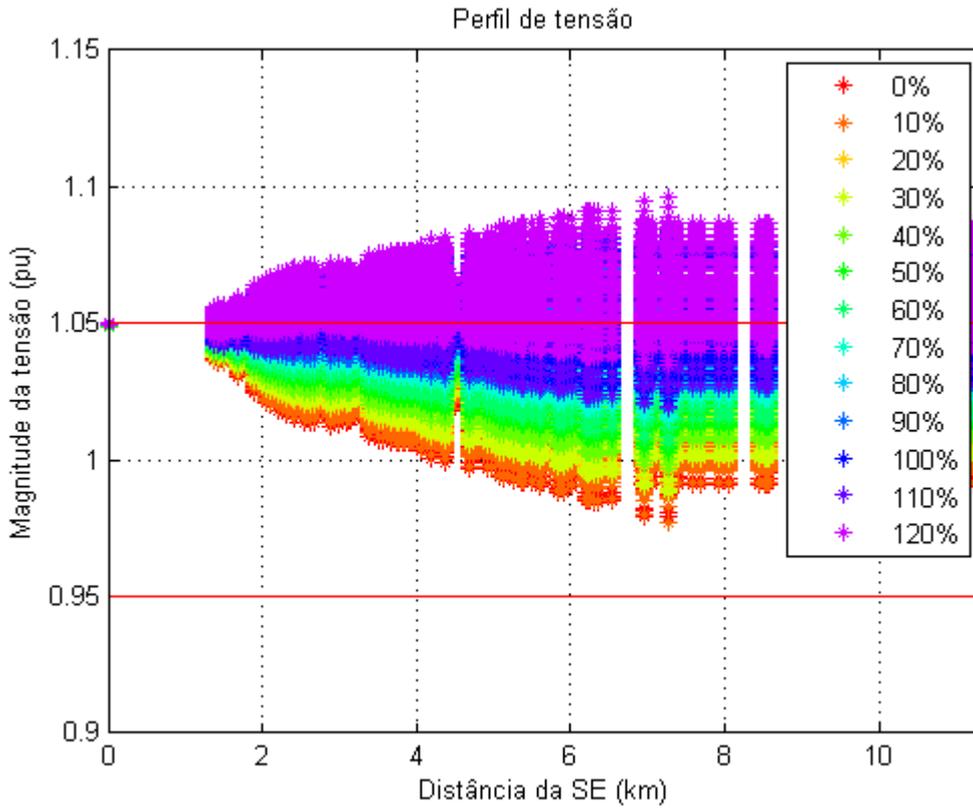


Figura 58. Perfil de tensão p/ fator de alocação (100%) e a potência das cargas como variável aleatória

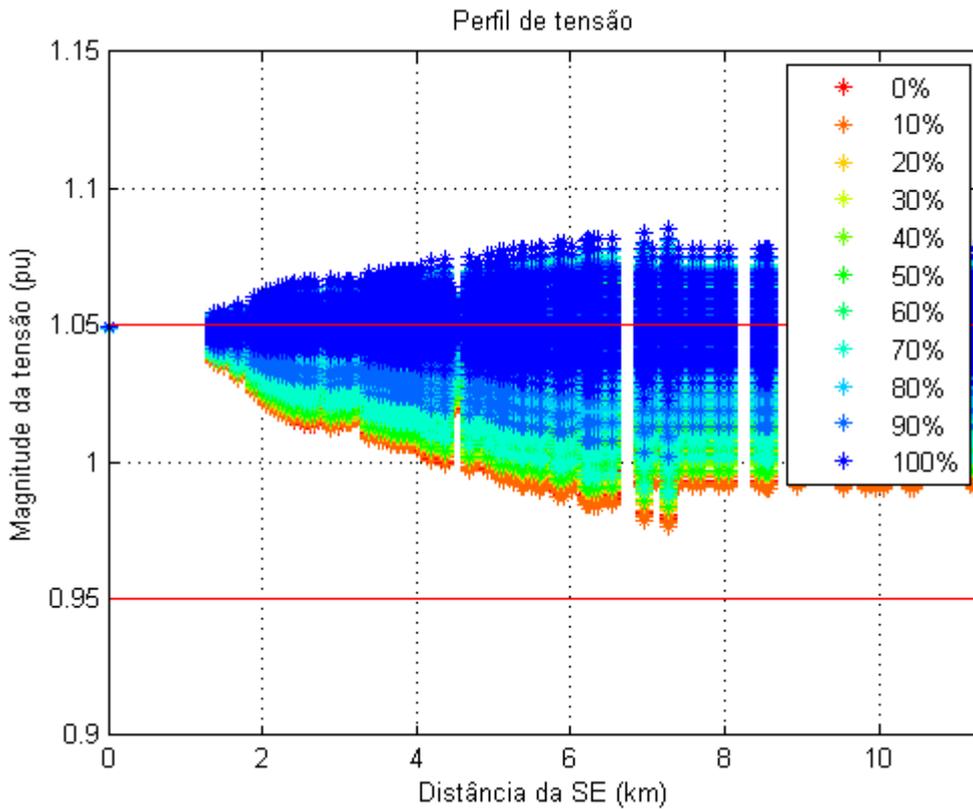


Figura 59. Perfil de tensão p/ fator de penetração (100%) e a potência das cargas como variável aleatória

Para ambos os casos com o aumento do fator de penetração ou com o fator de alocação, variando a carga aleatoriamente ao longo de 200 iterações, foi possível observar que os perfis de tensão aumentam e quando comparado com os cenários D e E que a carga era fixa, a faixa de valores de tensão para cada fator é maior, fazendo com que as violações de tensão ocorram para valores menores seja para o fator de penetração ou o fator de alocação variando alocação. Para melhor visualizar esse efeito é apresentado a média de violações comparando cada caso.

Entretanto para melhor visualizar a comparação com carga fixa e com carga como variável aleatória, foram extraídas uma das curvas de cada gráfico anterior e comparado com os que apresentavam carga fixa. A Figura 60 apresenta o perfil de tensão para um fator de penetração fixo de 70% e alocação de 100% e a Figura 61 apresenta o perfil de tensão para um fator de penetração fixo de 100% e alocação a 70%.

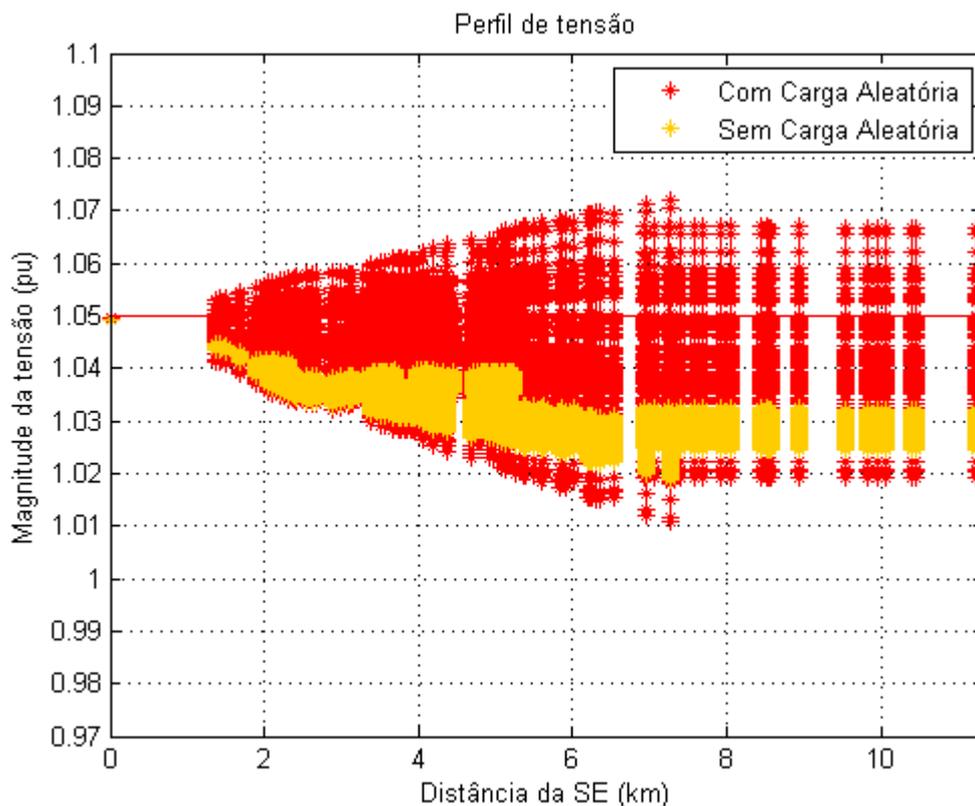


Figura 60. Perfil de tensão para um fator de penetração fixo de 70% e alocação de 100% com e sem carga como varável aleatória

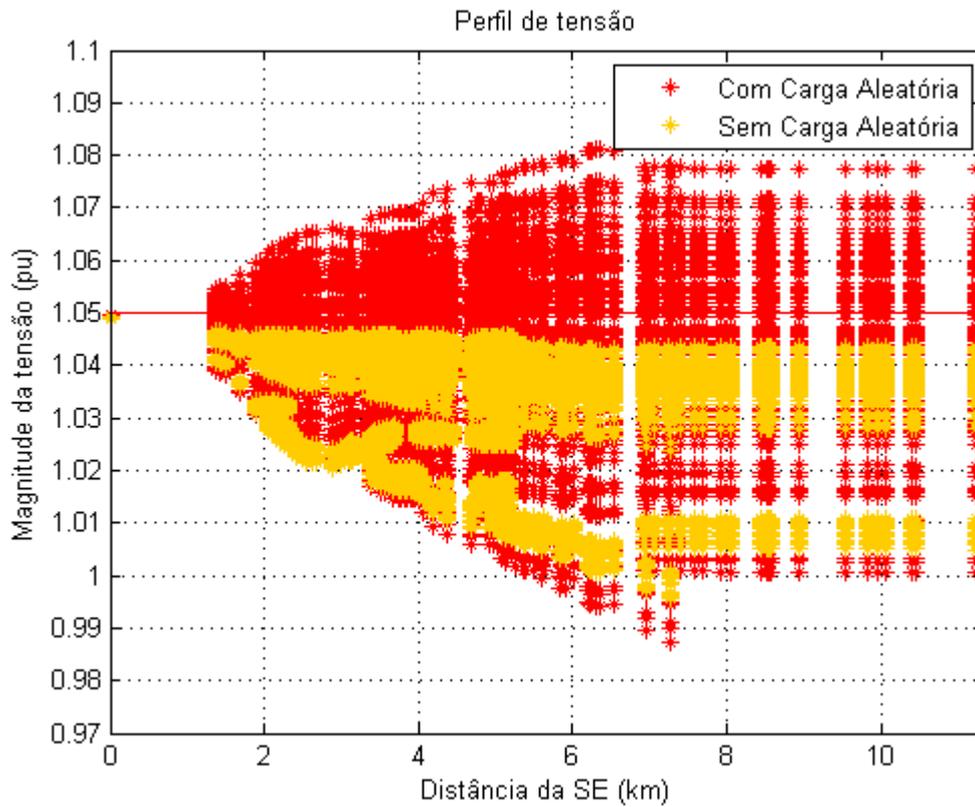


Figura 61. Perfil de tensão para um fator de penetração fixo de 100% e alocação a 70% com e sem carga como varável aleatória

Com a Figura 60 e Figura 61, foi observado que considerado a carga como aleatória, a faixa de valores de tensão aumentou, devido aos momentos em que a potência da carga era pequena e a potência do sistema fotovoltaico maior. Para reforçar as análises tornando os resultados mais visíveis a Figura 62 e Figura 63 apresentam o comportamento da média de violações de tensão com cargas fixas e com cargas variáveis.

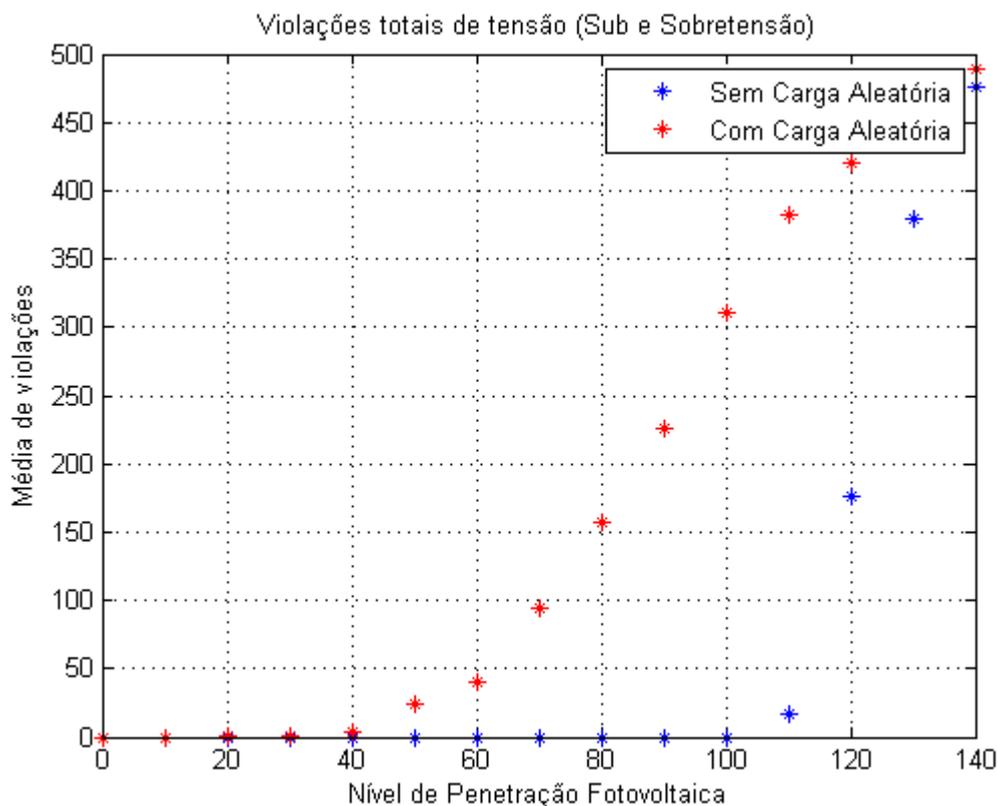


Figura 62. Média de violações de tensão com e sem a variável aleatória para um crescimento de fator de penetração

Na Figura 62 é observado que com cargas aleatórias o primeiro fator de penetração que apresenta média de violações de tensão diferente de zero cai para 30%. Isso ocorre, como já foi analisado anteriormente, porque a faixa de tensão aumentou. Os pontos de tensão próximos ou ultrapassando o limite máximo começam a ocorrer para valores de fator de penetração menores quando comparado a situação com carga fixa.

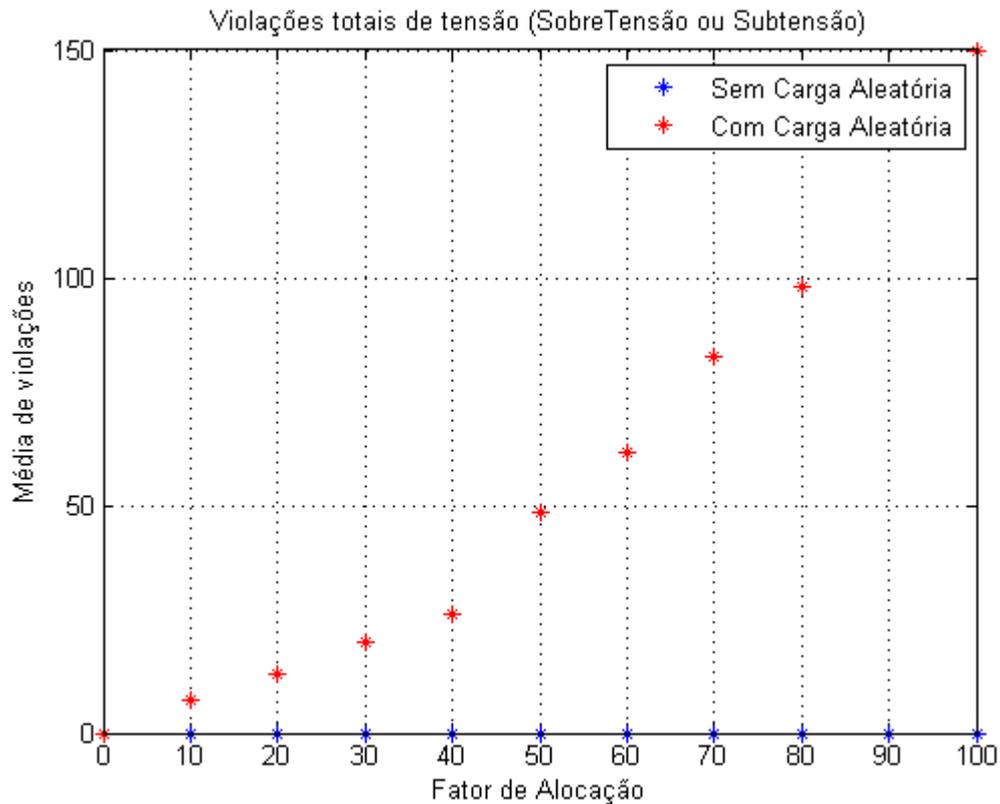


Figura 63. Média de violações de tensão com e sem a variável aleatória para um crescimento de fator de alocação

Na Figura 63, a média de violação de tensão quando consideradas as cargas aleatórias para um fator de alocação variável é diferente de zero com 10% de fator alocação e segue aumentando com o aumento do fator de alocação. Isso ocorre pois se a alocação estiver mais concentrada no final da linha e somado aos efeitos da carga variável que amplia a faixa de tensão, fazendo com que alguns pontos de tensão já ultrapassem o limite superior de tensão para valores de baixo fator de alocação. No caso de cargas fixas a média violações começa somente em 100%, mas ele é muito pequeno que acaba nem sendo notado no gráfico.

Para as concessionárias é uma análise que deve ser levada em consideração, já que o crescimento de conexões de sistemas fotovoltaicos vem aumentando e como percebido dependendo de onde elas forem alocadas existe probabilidade de ocorrerem violações na tensão que podem afetar os consumidores e o próprio alimentador. Por isso, é importante que as concessionárias nas suas análises considerem no mínimo a potência das cargas, a alocação e a potência dos

sistemas fotovoltaicos como variáveis aleatórias, para ajudar no planejamento de suas redes com uma abrangência considerável de resultados.

Também foi realizado na Figura 64 a análise da média de violações de corrente variando o fator de penetração fotovoltaica com carga fixa e com carga aleatória.

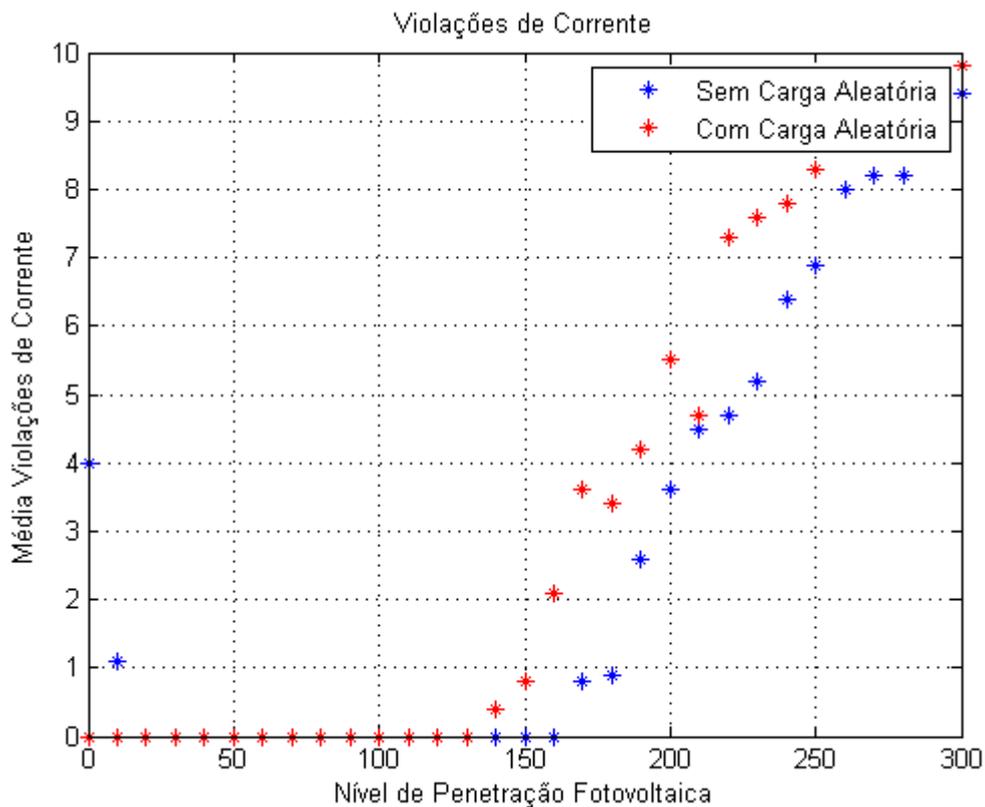


Figura 64. Média de violações de corrente com e sem a variável aleatória para um crescimento de fator de penetração

Na Figura 64 é possível perceber que ocorreu uma leve mudança com as cargas variáveis. Para esse caso, começaram a ocorrer violações com um fator de penetração menor, pois agora, como as cargas estão variando de 50% até 100% do valor da demanda, existem cargas que são compensadas antes e os sistemas fotovoltaicos começam a injetar potência atingindo os valores limites de condução dos cabos. Assim, foi observado que a tensão, analisada anteriormente se mostrou muito

O restante dos impactos não foi considerado pois as mudanças não foram significativas ou estavam fora do escopo do trabalho.

5. CONCLUSÃO

Neste trabalho foram revisados e selecionados os principais impactos em regime permanente nas redes de distribuição de energia elétrica ocasionados pelo aumento da conexão de sistemas fotovoltaicos conectados na rede. Foram modelados uma rede de distribuição de energia elétrica hipotética e um alimentador real brasileiro baseado em informações disponibilizadas pela concessionária local. As redes modeladas foram satisfatórias para as análises de fluxo de potência.

Foram elaborados cenários para análises quantitativas determinísticas para a rede hipotética e probabilísticas baseada em Monte Carlo para o alimentador real. Foram realizadas as análises de fluxo de potência da rede hipotética no OpenDSS® e para o alimentador real foi utilizado o OpenDSS® via Matlab® para a implementação de algoritmos.

Para as análises da rede hipotética foi possível concluir que somente com o sistema fotovoltaico conectado na carga que representa uma unidade consumidora de uma universidade a maioria dos impactos avaliados foram significativos, mas como a rede já operava com níveis de tensões baixos e com um bom dimensionamento dos condutores, eles foram sutis, mesmo quando a potência instalada dos geradores foi aumentada acima do permitido por norma. Entretanto, o impacto no fator de potência foi alterado e o limite mínimo de fator de potência foi excedido. Foi observado que para qualquer sistema fotovoltaico conectado à rede, o valor do fator de potência diminui no ponto de conexão com a rede, chegando num valor mínimo e igual a zero quando o fator de penetração é igual a 100%.

Quando todas as unidades consumidoras no cenário B receberam geração distribuída fotovoltaica para representar o atual crescimento da energia solar fotovoltaica no Brasil, os impactos foram mais significativos. Sendo que, alguns limites foram extrapolados para valores menores de fator de penetração do que no primeiro cenário.

Também foram realizadas análises em um cenário que foi considerado o comportamento diário das cargas e de geração para verificar em que momento a magnitude dos impactos poderia ser mais crítica. Considerando todas as cargas com sistemas fotovoltaicos, como a rede operava com níveis de tensão baixos, longe do limite superior e dimensionada corretamente, os impactos seguiram as mesmas

conclusões anteriores. Entretanto, vale salientar que nos dias de final semana em que o consumo de energia da universidade e das cargas comerciais é menor a magnitude dos impactos na tensão foram maiores. Portanto, se um alimentador possuir uma participação de cargas comerciais e de universidades significativa, que são cargas que geralmente reduzem o consumo nos finais de semana, o impacto na tensão é pode ser maior.

Então, depois de terem sido realizadas análises determinísticas dos impactos ocasionados pelo aumento da geração distribuída fotovoltaica em uma rede de distribuição hipotética, foram realizadas análises probabilísticas dos impactos baseadas em Monte Carlo em um alimentador real brasileiro.

As análises no cenário D, que consideraram a variável aleatória como sendo a potência dos sistemas fotovoltaicos, apresentaram os primeiros valores de média de violações diferente de zero para um fator de penetração de 100% para a tensão e de 160% para a corrente. Com esses resultados os alimentadores teriam uma margem bem grande até começarem a ter impactos saindo dos limites. O Cenário E, que foi considerado a alocação mais a potência dos sistemas fotovoltaicos como variáveis aleatórias seguiu resultados de violações muito parecidos com os do cenário D. Mas no cenário F, quando foi considerado potência e alocação dos sistemas fotovoltaicos e a potência das cargas variando aleatoriamente, foi observado que quando o fator de penetração foi variado, os primeiros valores de média de violações diferente de zero ocorreram para um fator de penetração de 30% para a tensão e quando o fator de alocação foi variado os primeiros valores de média de violações diferente de zero ocorreram para um fator de alocação de 10%.

Portanto, foi possível aplicar variáveis aleatórias e análises probabilísticas baseadas no método Monte Carlo para estudar impactos na rede ocasionados pela geração distribuída fotovoltaica com base nos dados de um alimentador real brasileiro.

Os resultados obtidos neste trabalho são válidos para a rede hipotética e o alimentador real brasileiro utilizados, que possuem características e valores de X/R específicos. Assim, as conclusões não podem ser aplicadas diretamente para outras redes com características diferentes. Entretanto, futuros trabalhos poderão se embasar neste trabalho para realizar estudos de sensibilidade e empregar outros conjuntos de variáveis em alimentadores reais.

6. REFERÊNCIAS

- [1] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, “Key World Energy Statistics”, 2017.
- [2] U. S. Energy Information Administration, “International Energy Outlook 2017 Overview”. 2017.
- [3] A. Ferreira, S. S. Kunh, K. C. Fagnani, T. A. De Souza, C. Tonezer, G. R. Dos Santos, e C. H. Coimbra-Araújo, “Economic overview of the use and production of photovoltaic solar energy in brazil”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 81, n° February 2017, p. 181–191, 2018.
- [4] M. A. dos Santos, L. P. Rosa, B. Sikar, E. Sikar, e E. O. dos Santos, “Gross greenhouse gas fluxes from hydro-power reservoir compared to thermo-power plants”, *Energy Policy*, vol. 34, n° 4, p. 481–488, 2006.
- [5] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, “Brazilian Energy Balance”. 2017.
- [6] REN21, “Renewables 2017: global status report”. 2017.
- [7] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, “Energia Solar”. 2005.
- [8] M. de M. e Energia, “Boletim mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro Julho/2017”, 2017.
- [9] P. a Lynn, L. Name, F. Name, O. Training, P. Training, C. Darin, R. O. Training, M. Kimberly, G. Deepa, E. Board, E. Principal, I. Primary, F. Systems, E. B. Study, N. Co-investigator, C. Tiba, Epe, K. Mertens, E. Bash, S. Kalogirou, e A. Walker, “Wiley: Electricity from Sunlight: An Introduction to Photovoltaics - Paul A. Lynn”, *PhD Propos.*, vol. 1, n° 1, p. 1–5, 2013.
- [10] ONS, “O Sistema Interligado Nacional”, 2017. [Online]. Available at: <http://ons.org.br/pt/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>. [Acessado: 10-nov-2016].
- [11] R. Torquato, D. Salles, C. O. Pereira, P. C. M. Meira, e W. Freitas, “A Comprehensive Assessment of PV Hosting Capacity on Low-Voltage Distribution Systems”, *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 33, n° 2, p. 1002–1012, 2018.

- [12] F. Katiraei e J. R. Aguero, “Solar PV Integration Challenges”, *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 9, nº 3, p. 62–71, 2011.
- [13] S. K. Solanki, V. Ramachandran, e J. Solanki, “Steady State Analysis of High Penetration PV on Utility Distribution Feeder”, *Transm. Distrib. Conf. Expo.*, p. 1–6, 2012.
- [14] J. Aramizu e J. C. M. Vieira, “Analysis of PV generation impacts on voltage imbalance and on voltage regulation in distribution networks”, *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, 2013.
- [15] J. W. Smith, R. Dugan, e W. Sunderman, “Distribution modeling and analysis of high penetration PV”, *2011 IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, p. 1–7, 2011.
- [16] R. A. Shayani, “Método para determinação do limite de penetração da geração distribuída fotovoltaica em redes radiais de distribuição”, 2010.
- [17] F. Breu, S. Guggenbichler, e J. Wollmann, “Wind and Solar Power Systems: Design, Analysis, and Operation”, 2008.
- [18] P. G. V. Sampaio e M. O. A. González, “Photovoltaic solar energy: Conceptual framework”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 74, p. 590–601, 2017.
- [19] X. Ju, C. Xu, Y. Hu, X. Han, G. Wei, e X. Du, “A review on the development of photovoltaic/concentrated solar power (PV-CSP) hybrid systems”, *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 161, p. 305–327, 2017.
- [20] S. Chatterjee, P. Kumar, e S. Chatterjee, “A techno-commercial review on grid connected photovoltaic system”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, nº October 2016, p. 1–27, 2017.
- [21] O. P. Mahela e A. G. Shaik, “Comprehensive overview of grid interfaced solar photovoltaic systems”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 68, p. 316–332, 2017.
- [22] F. A. Farret e M. G. Simões, *Integration of Alternative Sources of Energy*. Hoboken: John Wiley & Sons, 2006.
- [23] CANADIAN SOLAR INC., “Manual Cs6p-260| 265p”. 2015.
- [24] S. A. Rahman, T. Vanderheide, e R. K. Varma, “Generalised model of a photovoltaic panel”, *IET Renew. Power Gener.*, vol. 8, nº 3, p. 217–229, 2014.

- [25] L. Hassaine, E. Olias, J. Quintero, e V. Salas, “Overview of power inverter topologies and control structures for grid connected photovoltaic systems”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 30, p. 796–807, 2014.
- [26] Y. L. Zhu, J. G. Yao, e D. Wu, “Comparative study of two stages and single stage topologies for grid-tie photovoltaic generation by PSCAD/EMTDC”, *APAP 2011 - Proc. 2011 Int. Conf. Adv. Power Syst. Autom. Prot.*, vol. 2, p. 1304–1309, 2011.
- [27] F. Marangoni e P. Branco, “Inversores monofásicos para conexão de sistemas fotovoltaicos à rede”, 2012.
- [28] F. L. Tofoli, D. D. C. Pereira, e W. J. De Paula, “Comparative Study of Maximum Power Point Tracking Techniques for Photovoltaic Systems”, vol. 2015, n° i, p. 163–171, 2015.
- [29] A. Gupta, Y. K. Chauhan, e R. K. Pachauri, “A comparative investigation of maximum power point tracking methods for solar PV system”, *Sol. Energy*, vol. 136, p. 236–253, 2016.
- [30] P. Kundur, *Power System Stability and Control*. Toronto: McGraw-Hill Inc., 1994.
- [31] N. Kagan, C. C. B. De Oliveira, e E. J. Robba, *Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica*, 2[1] N. Ka. São Paulo: Blucher, 2010.
- [32] L. L. Grigsby, *Electric Power Generation, Transmission, and Distribution*, 3° ed. Nova Iorque: CRC Press, 2012.
- [33] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, “Prodist Módulo 1: Introdução”, 2015.
- [34] A. J. Monticelli, *Introdução a Sistemas de Energia Elétrica*. Campinas: UNICAMP, 2003.
- [35] T. A. Short, *Electric Power Distribution Handbook*. Nova Iorque: CRC Press, 2004.
- [36] W. H. Kersting, *Distribution System Modeling and Analysis*. Nova Iorque: CRC Press, 2007.
- [37] A. Canova, L. Giaccone, F. Spertino, e M. Tartaglia, “Electrical impact of

- photovoltaic plant in distributed network”, *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 45, n° 1, p. 341–347, 2009.
- [38] M. Thomson e D. G. Infield, “Impact of widespread photovoltaics generation on distribution systems”, p. 33–40.
- [39] M. M. Haque e P. Wolfs, “A review of high PV penetrations in LV distribution networks : Present status , impacts and mitigation measures”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 62, p. 1195–1208, 2016.
- [40] A. Woyte, V. Van Thong, R. Belmans, e J. Nijs, “Voltage fluctuations on distribution level introduced by photovoltaic systems”, *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 21, n° 1, p. 202–209, 2006.
- [41] G. G. Pillai, S. Member, G. A. Putrus, e N. M. Pearsall, “Impact of Distribution Network Voltage Rise on PV System Energy Yield”, p. 0–4, 2013.
- [42] N. Jenkins, J. B. Ekanayake, e G. Strbac, *Distributed generation*. 2010.
- [43] V. C. da Cunha, “Aplicação de sistemas de armazenamento de energia em redes de distribuição com elevada penetração de geração fotovoltaica e veículos elétricos”, Campinas, SP, 2017.
- [44] R. A. Shayani e M. A. G. De Oliveira, “Photovoltaic generation penetration limits in radial distribution systems”, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, n° 3, p. 1625–1631, 2011.
- [45] T. Aziz e N. Ketjoy, “PV Penetration Limits in Low Voltage Networks and Voltage Variations”, *IEEE Access*, vol. 5, p. 16784–16792, 2017.
- [46] E. Ailson e D. F. Nunes, “Análise de Impactos na Rede de Distribuição de Energia Elétrica Decorrentes da Inserção de Sistemas de Geração Fotovoltaicos Evandro Ailson de Freitas Nunes”, 2017.
- [47] R. da S. Benedito, “Análise de um Mecanismo de Compensação de Reativos Incorporado aos Inversores de um Sistema Fotovoltaico conectado à Rede Elétrica”, 2014.
- [48] A. Pinto, R. Zilles, e I. Bet, “Excedente de reativos em sistemas fotovoltaicos conectados à rede”, *IV Congr. Bras. Energ. Sol. e V Conferência Latino-Americana da ISES*, p. 1–8, 2012.

- [49] D. Al-baik e V. Khadkikar, “Effect of Variable PV Power on the Grid Power Factor under Different Load Conditions”, *2011 2nd Int. Conf. Electr. Power Energy Convers. Syst.*, nº 1, p. 1–5, 2011.
- [50] A. Hoke, R. Butler, J. Hambrick, e B. Kroposki, “Steady-state analysis of maximum photovoltaic penetration levels on typical distribution feeders”, *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 4, nº 2, p. 350–357, 2013.
- [51] K. Balamurugan, D. Srinivasan, e T. Reindl, “Impact of distributed generation on power distribution systems”, *Energy Procedia*, vol. 25, p. 93–100, 2012.
- [52] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, “Prodist Módulo 3 - Acesso ao Sistema de Distribuição”, 2015.
- [53] ANEEL, “Prodist Módulo 8: Qualidade da Energia Elétrica”, 2015.
- [54] D. Ao, S. Da, A. L. Zeni, C. E. L. D. E. Souza, F. Meier, J. S. Omori, L. F. Colla, M. Teodoro, D. A. Silva, M. R. Macedo, F. Meier, e L. F. Colla, “Normas Técnicas Copel”, 2016.
- [55] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, “Resolução Normativa nº 687”, 2015.
- [56] ANEEL, “Resolução Normativa Nº 414”, 2010.
- [57] J. L. Devore, *Probabilidade e Estatística: para Engenharia e Ciências*. São Paulo: Cengage Learning, 2006.
- [58] Copel, “Norma Técnica Copel: Projeto de Redes de Distribuição Urbana”, p. 113, 1999.
- [59] ANEEL, “Resolução Normativa Nº 482”, *Agência Nac. Energ. Elétrica – ANEEL*, p. 1–4, 2012.
- [60] J. A. Jardini, C. M. V Tahan, M. R. Gouvea, A. U. Ahn, e F. M. Figueiredo, “Daily Load Profiles for Industrial Low Voltage Consumers”, *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 15, nº 1, p. 375–380, 2000.
- [61] M. H. Kalos e P. A. Whitlock, *Monte Carlo Methods*. Wiley-VCH, 2008.
- [62] T. R. Ricciardi, K. Petrou, J. Franco, e L. F. Ochoa, “Defining Customer Export

Limits in PV-Rich Low Voltage Networks”, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. PP, p. 1–1, 2018.

- [63] J. Andrade, R. Torquato, e W. Freitas, “A granular Monte Carlo based methodology to estimate PV generation impacts on the utility long-term energy planning”, *2015 IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Lat. Am. (ISGT LATAM)*, p. 119–124, 2015.
- [64] ONS, “CURVA DE CARGA HORÁRIA”, 2019. [Online]. Available at: http://ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/curva_carga_horaria.aspx.