



Universidade Federal de Campina Grande
Centro de Engenharia Elétrica e Informática
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Dissertação de Mestrado

**Análise Comparativa de Modelos de Fontes
Fotovoltaicas no Contexto da Geração
Distribuída**

Lucas Santos de Melo

Campina Grande - Paraíba - Brasil

Fevereiro/2018

Lucas Santos de Melo

Análise Comparativa de Modelos de Fontes Fotovoltaicas no
Contexto da Geração Distribuída

*Dissertação de Mestrado apresentada à Coordenação
do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da
Universidade Federal de Campina Grande, em
cumprimento às exigências para obtenção do
grau de Mestre em Engenharia Elétrica.*

Área de Concentração: Processamento da Energia

Núbia Silva Dantas Brito, D.Sc.

Orientadora

Karcius Marcelus Colaço Dantas, D.Sc.

Orientador

Campina Grande – Paraíba – Brasil

Fevereiro/2018

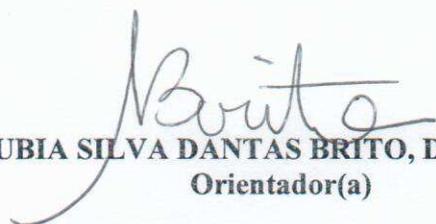
FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA BIBLIOTECA CENTRAL DA UFCG

M528a	<p>Melo, Lucas Santos de. Análise comparativa de modelos de fontes fotovoltaicas no contexto da geração distribuída / Lucas Santos de Melo. - Campina Grande, 2018. 125 f. : il. color.</p> <p>Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Engenharia Elétrica e Informática, 2018. "Orientação: Profa. Dra. Núbia Silva Dantas Brito, Prof. Dr. Karcus Marcelus Colaço Dantas". Referências.</p> <p>1. Energia Solar Fotovoltaica. 2. Perfil de Tensão. 3. Perdas Elétricas. I. Brito, Núbia Silva Dantas. II. Dantas, Karcus Marcelus Colaço. III. Título.</p> <p>CDU 620.92(043)</p>
-------	---

**"ANÁLISE COMPARATIVA DE MODELOS DE FONTES FOTOVOLTAICAS NO
CONTEXTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA"**

LUCAS SANTOS DE MELO

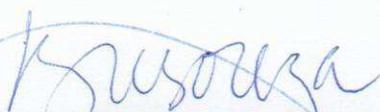
DISSERTAÇÃO APROVADA EM 22/03/2018



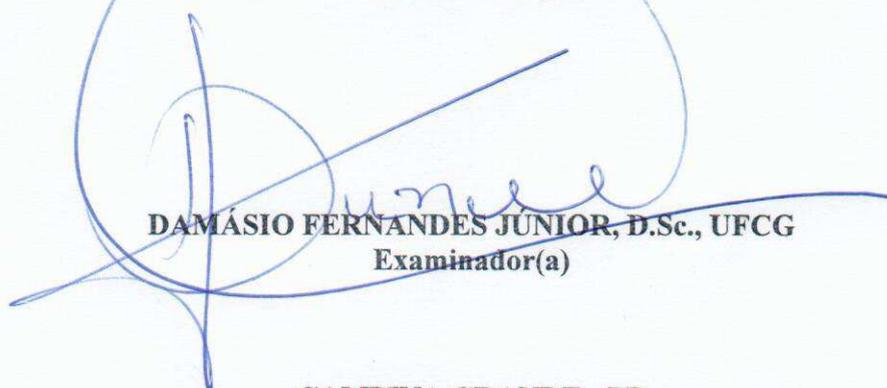
NUBIA SILVA DANTAS BRITO, D.Sc., UFCG
Orientador(a)



KARCIUS MARCELUS COLAÇO DANTAS, D.Sc., UFCG
Orientador(a)



BENEMAR ALENCAR DE SOUZA, D.Sc., UFCG
Examinador(a)



DAMÁSIO FERNANDES JUNIOR, D.Sc., UFCG
Examinador(a)

CAMPINA GRANDE - PB

Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus, por tudo de bom que tem acontecido na minha vida e principalmente, por ter me dado os pais maravilhosos que tenho.

Aos professores Núbia e Karcius pelo apoio, ajuda e orientação nas etapas de elaboração deste trabalho, por todos os ensinamentos passados por meio de reuniões, pela paciência dedicada a mim e pela competência técnica e profissional demonstrada por ambos.

Aos meus pais, Luis e Celmar, por terem me proporcionado uma boa educação, por estarem sempre presentes, pelo apoio em momentos difíceis e por me oferecerem todas as condições de vencer na vida.

À minha namorada, Lizzia, por estar sempre ao meu lado, pelos seus conselhos, por toda sua dedicação, amor, compreensão e companheirismo que só vieram acrescentar para que cada dia eu me torne uma pessoa melhor.

A todos os amigos que fiz durante a minha vida. Aos amigos dos tempos de colégio, às muitas amizades feitas na universidade durante a graduação e pós-graduação.

À Coordenação de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (COPELE), pelo suporte técnico e ao CNPq, pelo suporte financeiro para a realização deste trabalho.

Enfim, agradeço a todos que de alguma forma, passaram pela minha vida e contribuíram para a construção de quem sou hoje.

Resumo

Um estudo sobre a influência da inserção da geração distribuída fotovoltaica em sistemas de distribuição de energia elétrica é apresentado. O objetivo é avaliar a adequação dos modelos de gerador fotovoltaico mais usuais na literatura aos requisitos exigidos nos estudos dos sistemas de distribuição de energia elétrica. Para isto, realizou-se a codificação no *software* MATLAB® de modelos matemáticos correspondentes às fontes fotovoltaicas, com as curvas de irradiância e temperatura como entradas. A partir das equações que caracterizam o circuito elétrico equivalente de cada modelo, o *software* fornece as respectivas curvas características P-V e I-V. Foram avaliados três modelos de fontes fotovoltaicas, sob diversas condições ambientais de irradiância e temperatura. Com os resultados obtidos, fez-se uma análise comparativa da exatidão dos modelos no ponto de máxima potência. Os valores de potência obtidos por cada modelo foram aplicados para a modelagem de um gerador solar fotovoltaico em um sistema-teste construído no *software* OpenDSS. Após a inserção do gerador solar fotovoltaico, avaliou-se o perfil de tensão, as perdas técnicas e o fluxo de carga da subestação do sistema. De modo geral, os resultados mostraram que a conexão do GSF auxiliou na redução das perdas técnicas e provocou melhoria no perfil de tensão.

Palavras-chave: Energia Solar Fotovoltaica, Perfil de Tensão, Perdas Elétricas.

Abstract

A study on the influence of the insertion of photovoltaic distributed generation in power distribution systems is presented. The aim is to evaluate the suitability of the most usual photovoltaic generator models in the literature to the requirements needed in the studies of the electric power distribution systems. For this, mathematical models corresponding to photovoltaic sources, with irradiance and temperature curves as inputs, were programmed in MATLAB® software. From the equations that characterize the equivalent electrical circuit of each model, the software provides the respective characteristic curves P-V and I-V. Three models of photovoltaic sources were evaluated under different environmental conditions of irradiance and temperature. With the results obtained, a comparative analysis of the accuracy of the models in the maximum power point was made. The power values obtained by each model were applied to the modeling of a photovoltaic generator in a test feeder built in OpenDSS software. After insertion of the solar photovoltaic generator, the voltage profile, the technical losses and the load flow of the substation of the system were evaluated. In general, the results showed that the solar generator connection helped to reduce the technical losses and caused an improvement in the voltage profile.

Keywords: Photovoltaic Solar Energy, Voltage Profile, Electrical Losses.

Sumário

LISTA DE FIGURAS	7
LISTA DE TABELAS	10
LISTA DE SÍMBOLOS, ABREVIATURAS E SIGLAS	11
CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO	12
1.1 MOTIVAÇÃO.....	13
1.2 OBJETIVOS	13
1.3 PUBLICAÇÕES	14
1.4 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO.....	14
CAPÍTULO 2 - FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	15
2.1 O SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	15
2.2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	17
2.3 GERAÇÃO FOTOVOLTAICA.....	19
2.3.1 <i>Efeito fotovoltaico</i>	20
2.3.2 <i>Célula fotovoltaica</i>	22
CAPÍTULO 3 – REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	25
3.1 UM BREVE HISTÓRICO.....	25
3.2 MODELOS DE FONTES FOTOVOLTAICAS	27
3.3 ESTIMAÇÃO DOS PARÂMETROS.....	34
3.4 SÍNTESE BIBLIOGRÁFICA.....	37
CAPÍTULO 4 – METODOLOGIA	39
4.1 DETERMINAÇÃO DOS PARÂMETROS.....	40
4.2 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE	43
4.2.1 <i>Influência da irradiância nas curvas I-V e P-V</i>	44
4.2.2 <i>Influência da temperatura nas curvas I-V e P-V</i>	47
4.2.3 <i>Influência da resistência em série nas curvas I-V e P-V</i>	50
4.2.4 <i>Influência da resistência em paralelo nas curvas I-V e P-V</i>	52
4.3 MPPT - RASTREAMENTO DA MÁXIMA POTÊNCIA FOTOVOLTAICA.....	54
4.4 ANÁLISE COMPARATIVA DOS MODELOS NO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA.....	55
CAPÍTULO 5 – SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL DOS MODELOS NO OPENDSS	64
5.1 SISTEMA-TESTE – IEEE 13 BARRAS.....	64

5.2 SELEÇÃO DO MODELO DAS CARGAS.....	65
5.3 CURVAS DE CARGA DIÁRIAS	66
5.4 POTÊNCIA OBTIDA A PARTIR DAS CURVAS DE IRRADIÂNCIA E TEMPERATURA DA UFCG.....	68
5.5 INSTALAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	71
5.6 ANÁLISES DE FLUXO DE CARGA, PERDAS TÉCNICAS E PERFIL DE TENSÃO	73
5.6.1 Fluxo de Carga na Subestação	74
5.6.2 Perdas Técnicas Totais no Sistema.....	76
5.6.3 Perfil de Tensão.....	78
CAPÍTULO 6 - RESULTADOS E ANÁLISES	86
6.1 SISTEMA-TESTE COM UM GSF NA BARRA 675.....	86
6.1.1 Fluxo de Potência	86
6.1.2 Perfil de Tensão.....	88
6.1.3 Perdas Ativas.....	90
6.2 SISTEMA-TESTE COM GSF NAS BARRAS 675 E 680	92
6.2.1 Fluxo de Potência	92
6.2.2 Perfil de Tensão.....	94
6.2.3 Perdas Ativas.....	95
6.3 SISTEMA-TESTE COM GSF NAS BARRAS 675, 680 E 671	97
6.3.1 Fluxo de Potência	97
6.3.2 Perfil de Tensão.....	99
6.3.3 Perdas ativas.....	101
CAPÍTULO 7 – CONCLUSÕES.....	103
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	105
APÊNDICE A	113
CODIFICAÇÃO DOS MODELOS DE FONTES FOTOVOLTAICAS	113
Modelo R_sR_p	113
Modelo R_s	120
Modelo Ideal	121
APÊNDICE B	122

Lista de Figuras

FIGURA 1. ESQUEMA DE UM SEP TÍPICO.	15
FIGURA 2. ESQUEMA DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.	17
FIGURA 2. INTERMITÊNCIA DA GERAÇÃO SOLAR.	18
FIGURA 3. SISTEMA FOTOVOLTAICO TÍPICO.	20
FIGURA 4. NÍVEIS DE ENERGIA ENTRE OS MATERIAIS.	21
FIGURA 5. EFEITO FOTOVOLTAICO.	22
FIGURA 6. CÉLULA FOTOVOLTAICA E PAINEL SOLAR.	23
FIGURA 8. MODELO IDEAL.	27
FIGURA 9. MODELO IDEAL EM CURTO-CIRCUITO.	29
FIGURA 10. MODELO IDEAL EM CIRCUITO ABERTO.	30
FIGURA 11. CURVA CARACTERÍSTICA DO MODELO IDEAL.	31
FIGURA 12. MODELO R_s	32
FIGURA 13. CURVA CARACTERÍSTICA DO MODELO R_s	32
FIGURA 14. MODELO R_sR_p	33
FIGURA 15. CURVA CARACTERÍSTICA DO MODELO R_sR_p	34
FIGURA 16. METODOLOGIA APLICADA PARA DETERMINAÇÃO DOS PARÂMETROS.	37
FIGURA 17. METODOLOGIA PROPOSTA.	39
FIGURA 18. CURVAS I-V (MODELO IDEAL): VARIAÇÃO DA IRRADIÂNCIA – KC200GT.	44
FIGURA 19. CURVAS P-V (MODELO IDEAL): VARIAÇÃO DA IRRADIÂNCIA – KC200GT.	45
FIGURA 20. CURVAS I-V (MODELO R_s): VARIAÇÃO DA IRRADIÂNCIA – KC200GT.	45
FIGURA 21. CURVAS P-V (MODELO R_s): VARIAÇÃO DA IRRADIÂNCIA - KC200GT.	46
FIGURA 22. CURVAS I-V (MODELO R_sR_p): VARIAÇÃO DA IRRADIÂNCIA - KC200GT.	46
FIGURA 23. CURVAS P-V (MODELO R_sR_p): VARIAÇÃO DA IRRADIÂNCIA – KC200GT.	47
FIGURA 24. CURVAS I-V (MODELO IDEAL): VARIAÇÃO DA TEMPERATURA – KC200GT.	48
FIGURA 25. CURVAS P-V (MODELO IDEAL): VARIAÇÃO DA TEMPERATURA – KC200GT.	48
FIGURA 26. CURVAS I-V (MODELO R_s): VARIAÇÃO DA TEMPERATURA – KC200GT.	49
FIGURA 27. CURVAS P-V (MODELO R_s): VARIAÇÃO DA TEMPERATURA – KC200GT.	49
FIGURA 28. CURVAS I-V (MODELO R_sR_p): VARIAÇÃO DA TEMPERATURA – KC200GT.	50
FIGURA 29. CURVAS P-V (MODELO R_sR_p): VARIAÇÃO DA TEMPERATURA – KC200GT.	50
FIGURA 30. CURVA I-V (MODELO R_s): VARIAÇÃO DA RESISTÊNCIA EM SÉRIE – KC200GT.	51
FIGURA 31. CURVA P-V (MODELO R_s): VARIAÇÃO DA RESISTÊNCIA EM SÉRIE – KC200GT.	52
FIGURA 32. CURVA I-V (MODELO R_sR_p): VARIAÇÃO DA RESISTÊNCIA EM PARALELO – KC200GT.	53
FIGURA 33. CURVA P-V (MODELO R_sR_p): VARIAÇÃO DA RESISTÊNCIA EM PARALELO – KC200GT.	53

FIGURA 34. CURVA CARACTERÍSTICA I-V: KC200GT – VARIAÇÃO DA TEMPERATURA.	56
FIGURA 35. CURVA CARACTERÍSTICA I-V: KC200GT – VARIAÇÃO DA IRRADIÂNCIA.	56
FIGURA 36. CURVA CARACTERÍSTICA I-V CALCULADA: KC200GT - CPT.	57
FIGURA 37. CURVA CARACTERÍSTICA P-V CALCULADA: KC200GT - CPT.	57
FIGURA 38. CURVA CARACTERÍSTICA I-V: SQ80 – VARIAÇÃO DA TEMPERATURA.	59
FIGURA 39. CURVA CARACTERÍSTICA I-V: SQ80 – VARIAÇÃO DA IRRADIÂNCIA.	59
FIGURA 40. CURVA CARACTERÍSTICA I-V CALCULADA: SQ80.	60
FIGURA 41. CURVA CARACTERÍSTICA P-V CALCULADA: SQ80.	60
FIGURA 42. CURVA CARACTERÍSTICA I-V CALCULADA: KD135SX.	62
FIGURA 43. CURVA CARACTERÍSTICA P-V CALCULADA: KD135SX.	62
FIGURA 44. SISTEMA-TESTE IEEE 13 BARRAS.	65
FIGURA 45. CURVA DE CARGA INDUSTRIAL.	67
FIGURA 46. CURVA DE CARGA RESIDENCIAL.	67
FIGURA 47. CURVA DE IRRADIÂNCIA - UFCG.	69
FIGURA 48. CURVA DE TEMPERATURA DE OPERAÇÃO DO PAINEL - UFCG.	69
FIGURA 49. POTÊNCIA PRODUZIDA PELO GSF - MODELO IDEAL.	70
FIGURA 50. POTÊNCIA PRODUZIDA PELO GSF - MODELO R_s	71
FIGURA 51. POTÊNCIA PRODUZIDA PELO GSF - MODELO R_sR_p	71
FIGURA 52. SISTEMA-TESTE IEEE 13 BARRAS APÓS A INSERÇÃO DE UM GSF.	73
FIGURA 53. POTÊNCIA ATIVA NA FASE A DA SUBESTAÇÃO APÓS INSERÇÃO DA GSF.	74
FIGURA 54. POTÊNCIA ATIVA NA FASE B DA SUBESTAÇÃO APÓS INSERÇÃO DA GSF.	75
FIGURA 55. POTÊNCIA ATIVA NA FASE C DA SUBESTAÇÃO APÓS INSERÇÃO DA GSF.	75
FIGURA 56. PERDAS TÉCNICAS TOTAIS ADOTANDO AS CURVAS DE POTÊNCIA DIÁRIAS.	77
FIGURA 57. PERDAS TÉCNICAS TOTAIS NO SISTEMA APÓS INSERÇÃO DA GSF.	78
FIGURA 58. PERFIL DE TENSÃO DA FASE A APÓS INSERÇÃO DO GSF – MODELO IDEAL.	79
FIGURA 59. PERFIL DE TENSÃO DA FASE A APÓS INSERÇÃO DO GSF – MODELO R_sR_p	80
FIGURA 60. PERFIL DE TENSÃO DA FASE A APÓS INSERÇÃO DO GSF – MODELO OPENDSS.	80
FIGURA 61. PERFIL DE TENSÃO DA FASE B APÓS INSERÇÃO DO GSF – MODELO IDEAL.	81
FIGURA 62. PERFIL DE TENSÃO DA FASE B APÓS INSERÇÃO DO GSF – MODELO R_sR_p	81
FIGURA 63. PERFIL DE TENSÃO DA FASE B APÓS INSERÇÃO DO GSF – MODELO OPENDSS.	82
FIGURA 64. PERFIL DE TENSÃO DA FASE C APÓS INSERÇÃO DO GSF – MODELO IDEAL.	82
FIGURA 65. PERFIL DE TENSÃO DA FASE C APÓS INSERÇÃO DO GSF – MODELO R_sR_p	83
FIGURA 66. PERFIL DE TENSÃO DA FASE C APÓS INSERÇÃO DO GSF – MODELO OPENDSS.	83
FIGURA 67. POTÊNCIA ATIVA FORNECIDA PELA SUBESTAÇÃO APÓS INSERÇÃO DE UM GSF: FASE A.	87
FIGURA 68. POTÊNCIA ATIVA FORNECIDA PELA SUBESTAÇÃO APÓS INSERÇÃO DE UM GSF: FASE B.	87
FIGURA 69. POTÊNCIA ATIVA FORNECIDA PELA SUBESTAÇÃO APÓS INSERÇÃO DE UM GSF: FASE C.	88
FIGURA 70. PERFIL DE TENSÃO APÓS INSERÇÃO DE UM GSF: FASE A.	89
FIGURA 71. PERFIL DE TENSÃO APÓS INSERÇÃO DE UM GSF: FASE B.	89
FIGURA 72. PERFIL DE TENSÃO APÓS INSERÇÃO DE UM GSF: FASE C.	90

FIGURA 73. PERDAS ATIVAS PARA CARGA MÁXIMA EM TRÊS CENÁRIOS DE GERAÇÃO.	91
FIGURA 74. PERDAS ATIVAS PARA CARGA MÉDIA EM TRÊS CENÁRIOS DE GERAÇÃO.	91
FIGURA 75. POTÊNCIA ATIVA FORNECIDA PELA SUBESTAÇÃO ANTES E APÓS INSERÇÃO DE DOIS GSF: FASE A.	92
FIGURA 76. POTÊNCIA ATIVA FORNECIDA PELA SUBESTAÇÃO ANTES E APÓS INSERÇÃO DE DOIS GSF: FASE B.	93
FIGURA 77. POTÊNCIA ATIVA FORNECIDA PELA SUBESTAÇÃO ANTES E APÓS INSERÇÃO DE DOIS GSF: FASE C.	93
FIGURA 78. PERFIL DE TENSÃO ANTES E APÓS INSERÇÃO DE DOIS GSF: FASE A.	94
FIGURA 79. PERFIL DE TENSÃO ANTES E APÓS INSERÇÃO DE DOIS GSF: FASE B.	94
FIGURA 80. PERFIL DE TENSÃO ANTES E APÓS INSERÇÃO DE DOIS GSF: FASE C.	95
FIGURA 81. PERDAS ATIVAS PARA CARGA MÁXIMA EM TRÊS CENÁRIOS DE GERAÇÃO COM DOIS GSF.	96
FIGURA 82. PERDAS ATIVAS PARA CARGA MÁXIMA EM TRÊS CENÁRIOS DE GERAÇÃO COM DOIS GSF.	96
FIGURA 83. POTÊNCIA ATIVA FORNECIDA PELA SUBESTAÇÃO ANTES E APÓS INSERÇÃO DE TRÊS GSF: FASE A.	97
FIGURA 84. POTÊNCIA ATIVA FORNECIDA PELA SUBESTAÇÃO ANTES E APÓS INSERÇÃO DE TRÊS GSF: FASE B.	98
FIGURA 85. POTÊNCIA ATIVA FORNECIDA PELA SUBESTAÇÃO ANTES E APÓS INSERÇÃO DE TRÊS GSF: FASE C.	98
FIGURA 86. PERFIL DE TENSÃO APÓS INSERÇÃO DE TRÊS GSF: FASE A.	99
FIGURA 87. PERFIL DE TENSÃO APÓS INSERÇÃO DE TRÊS GSF: FASE B.	100
FIGURA 88. PERFIL DE TENSÃO APÓS INSERÇÃO DE TRÊS GSF: FASE C.	100
FIGURA 89. PERDAS ATIVAS PARA CARGA MÁXIMA EM TRÊS CENÁRIOS DE GERAÇÃO COM TRÊS GSF.	101
FIGURA 90. PERDAS ATIVAS PARA CARGA MÉDIA EM TRÊS CENÁRIOS DE GERAÇÃO COM TRÊS GSF.	102
FIGURA 91. MÓDULO DE CONVERSÃO DAS TEMPERATURAS DE GRAUS CELSIUS PARA KELVIN.	114
FIGURA 92. INTERIOR DO MÓDULO DA FIGURA 91.	114
FIGURA 93. MÓDULO QUE RESOLVE A EQUAÇÃO 2.	114
FIGURA 94. INTERIOR DO MÓDULO DA FIGURA 93.	115
FIGURA 95. MÓDULO QUE RESOLVE A EQUAÇÃO 9.	115
FIGURA 96. INTERIOR DO MÓDULO DA FIGURA 95.	116
FIGURA 97. MÓDULO QUE RESOLVE A EQUAÇÃO 5.	116
FIGURA 98. INTERIOR DO MÓDULO DA FIGURA 97.	117
FIGURA 99. MÓDULO QUE RESOLVE A EQUAÇÃO 13.	117
FIGURA 100. INTERIOR DO MÓDULO DA FIGURA 99.	118
FIGURA 101. SISTEMA COMPLETO DO MÓDULO FOTOVOLTAICO REFERENTE AO MODELO DE UM DIODO COM RESISTÊNCIA SÉRIE. ..	119
FIGURA 102. INTERIOR DO MÓDULO QUE RESOLVE A EQUAÇÃO 10.	120
FIGURA 103. INTERIOR DO MÓDULO QUE RESOLVE A EQUAÇÃO 6.	121

Lista de Tabelas

TABELA 1. SÍNTESE BIBLIOGRÁFICA.....	38
TABELA 2. FOLHA DE DADOS SHELL SQ80.	40
TABELA 3. VALORES DOS PARÂMETROS OBTIDOS PARA O MODELO R_sR_p – MÓDULO SQ80.....	40
TABELA 4. VALORES DOS PARÂMETROS OBTIDOS PARA O MODELO R_s – MÓDULO SQ80.	41
TABELA 5. VALOR DO PARÂMETRO OBTIDO PARA O MODELO IDEAL – MÓDULO SQ80.	41
TABELA 6. FOLHA DE DADOS KC200GT.....	41
TABELA 7. VALORES DOS PARÂMETROS OBTIDOS PARA O MODELO R_sR_p – KC200GT.	41
TABELA 8. VALORES DOS PARÂMETROS OBTIDOS PARA O MODELO R_s – KC200GT.....	42
TABELA 9. VALOR DO PARÂMETRO OBTIDO PARA O MODELO IDEAL – KC200GT.....	42
TABELA 10. FOLHA DE DADOS KD135SX.....	42
TABELA 11. VALORES DOS PARÂMETROS OBTIDOS PARA O MODELO R_sR_p – KD135SX.	43
TABELA 12. VALORES DOS PARÂMETROS OBTIDOS PARA O MODELO R_s – KD135SX.....	43
TABELA 13. VALOR DO PARÂMETRO OBTIDO PARA O MODELO IDEAL – KD135SX.	43
TABELA 14. FOLHA DE DADOS KC200GT.....	55
TABELA 15. ANÁLISE COMPARATIVA DOS MODELOS NO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA: KC200GT.....	58
TABELA 16. FOLHA DE DADOS SQ80.....	58
TABELA 17. ANÁLISE COMPARATIVA DOS MODELOS NO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA: SQ80.....	61
TABELA 18. FOLHA DE DADOS KD135SX.....	61
TABELA 19. ANÁLISE COMPARATIVA DOS MODELOS NO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA: KD135SX.....	63
TABELA 20. ANÁLISE COMPARATIVA DOS MODELOS NO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA: KD135SX (CONDIÇÕES CLIMÁTICAS DISTINTAS).....	63
TABELA 21. CARGAS CONCENTRADAS DA REDE TESTE IEEE 13 BARRAS.....	66
TABELA 22. CARGA DISTRIBUÍDA DA REDE TESTE IEEE 13 BARRAS.....	66
TABELA 23. CARGAS E SUAS RESPECTIVAS CURVAS DE CARGA.	68
TABELA 24. PERDAS TOTAIS ANTES E APÓS A INSERÇÃO DO GSF EM CADA UMA DAS BARRAS.	72
TABELA 25. ERRO PERCENTUAL DAS PERDAS TÉCNICAS AO LONGO DE UM DIA.	77
TABELA 26. ERRO PERCENTUAL DAS PERDAS TÉCNICAS VARIANDO-SE O NÍVEL DE GERAÇÃO.	78
TABELA 27. ERRO PERCENTUAL PRODUZIDO POR CADA MODELO, TOMANDO-SE COMO REFERÊNCIA O MODELO R_s – FASE A.....	84
TABELA 28. ERRO PERCENTUAL PRODUZIDO POR CADA MODELO, TOMANDO-SE COMO REFERÊNCIA O MODELO R_s – FASE B.....	84
TABELA 29. ERRO PERCENTUAL PRODUZIDO POR CADA MODELO, TOMANDO-SE COMO REFERÊNCIA O MODELO R_s – FASE C.....	85
TABELA 30. ERRO PERCENTUAL: FLUXO DE POTÊNCIA - FASE A.	122
TABELA 31. ERRO PERCENTUAL: FLUXO DE POTÊNCIA - FASE B.	123
TABELA 32. ERRO PERCENTUAL: FLUXO DE POTÊNCIA - FASE C.	124

Lista de Símbolos, Abreviaturas e Siglas

ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CPT	Condição Padrão de Teste
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
INEE	Instituto Nacional de Eficiência Energética
GD	Geração Distribuída
GSF	Gerador Solar Fotovoltaico
MATLAB	<i>MATrix LABoratory</i>
OpenDSS	<i>The Open Distribution System Simulator</i>
PRODIST	Procedimentos da Distribuição
SDEE	Sistema de Distribuição de Energia Elétrica
SEP	Sistema Elétrico de Potência

Capítulo 1 - Introdução

A busca pelo desenvolvimento sustentável representa hoje um dos grandes desafios da humanidade e dentre as muitas ações que podem ser realizadas, o aumento da participação das energias renováveis na composição da matriz energética mundial constitui, sem dúvida, uma das mais importantes. Conceitualmente, energias renováveis são as fontes naturais de energia que conseguem se renovar, ou seja, não se esgotam, pois estão em constante regeneração (SIGNIFICADOS, 2017).

No Brasil, as fontes renováveis em maior evidência atualmente, são a solar fotovoltaica e a eólica. No caso particular da energia solar fotovoltaica, apesar de representar no momento presente, apenas 0,02% da matriz elétrica brasileira, a estimativa da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) é que até 2030, o Brasil possa gerar cerca de 25 GW de potência instalada apenas com esse tipo de fonte (ABSOLAR, 2017). No entanto, a disseminação da energia solar no Brasil defronta-se com o baixo rendimento, alto custo e a dependência da importação de painéis fotovoltaicos. Isso ocorre porque as células solares exigem silício com alto grau de pureza para funcionarem de forma eficiente e, apesar de o Brasil deter as maiores reservas mundiais do quartzo, mineral do qual o silício é extraído, a forma rudimentar de garimpo obriga o país a importar o silício purificado, encarecendo o custo dos painéis solares (LOBATO, 2009). Outra questão importante diz respeito ao incentivo governamental para o desenvolvimento de processos de fabricação de células solares e módulos fotovoltaicos de menor custo ou maior eficiência, visando autonomia tecnológica.

Apesar dos seus vários benefícios, a inserção de fontes fotovoltaicas no sistema elétrico requer estudos apurados do seu impacto, dentre os quais destacam-se aqui os de fluxo de carga, queda de tensão e perdas elétricas. Na prática, esses estudos são realizados por meio de simulações digitais, que para contemplarem a presença

das fontes fotovoltaicas, requerem o uso de modelos apropriados. Neste sentido, esta dissertação de mestrado apresenta uma análise comparativa entre os principais modelos de fontes fotovoltaicas disponíveis na literatura, através da avaliação de desempenho dos resultados obtidos de simulações digitais.

1.1 Motivação

O uso de modelos constitui fato corriqueiro, porém importante, na engenharia e consiste resumidamente, em fazer uma representação de um fenômeno físico, sistema ou processo. No caso particular das fontes solares fotovoltaicas, aqui denominadas de geradores solares fotovoltaicos (GSF), é comum o uso de modelos constituídos de um circuito elétrico contendo elementos que representam o fenômeno fotovoltaico. A motivação deste trabalho foi averiguar se os modelos das fontes fotovoltaicas mais referenciados no estado da arte atendem aos requisitos exigidos pelos estudos dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

1.2 Objetivos

Esta dissertação de mestrado teve como:

- **Objetivo Geral:** Realizar uma análise comparativa dos modelos de fontes fotovoltaicas no contexto da distribuição de energia elétrica.
- **Objetivos Específicos:**
 1. Compreender as particularidades dos principais modelos de fontes fotovoltaicas e os fenômenos da geração solar fotovoltaica que estes englobam.
 2. Avaliar a adequação dos modelos mais usuais na literatura aos requisitos exigidos nos estudos dos sistemas de distribuição de energia elétrica.
 3. Estudar os impactos no perfil de tensão e nas perdas elétricas da conexão direta do GSF no sistema de distribuição de energia elétrica.

1.3 Publicações

Aceitos

MELO, L. S et al. *Study of the Behavior of an Electric Power Distribution System Under the Influence of Photovoltaic Generation.* VII Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos. Niterói, 2018.

MELO, L. S et al. *Análise Comparativa de Modelos Fotovoltaicos - Uma Abordagem Didática.* VII Congresso Brasileiro de Energia Solar. Gramado, 2018.

MELO, L. S et al. *Dimensionamento de um Sistema Fotovoltaico para Alimentar um Sistema de Produção de Hidrogênio Eletrolítico.* VII Congresso Brasileiro de Energia Solar. Gramado, 2018.

MELO, L. S et al. *Impactos Sociais da Geração Distribuída Fotovoltaica no Programa Minha Casa Minha Vida em Juazeiro/BA.* VII Congresso Brasileiro de Energia Solar. Gramado, 2018.

1.4 Organização do Texto

O texto foi organizado em sete capítulos, incluindo este capítulo introdutório, conforme a seguir:

- **Capítulo 2:** apresentação dos fundamentos teóricos requeridos para o entendimento da pesquisa.
- **Capítulo 3:** análise do estado da arte referente ao tema da pesquisa.
- **Capítulo 4:** apresentação da metodologia utilizada na pesquisa.
- **Capítulo 5:** descrição da simulação computacional dos modelos no sistema-teste
- **Capítulo 6:** apresentação e discussão dos resultados obtidos.
- **Capítulo 7:** apresentação das conclusões e sugestões para trabalhos futuros.

Capítulo 2 - Fundamentação Teórica

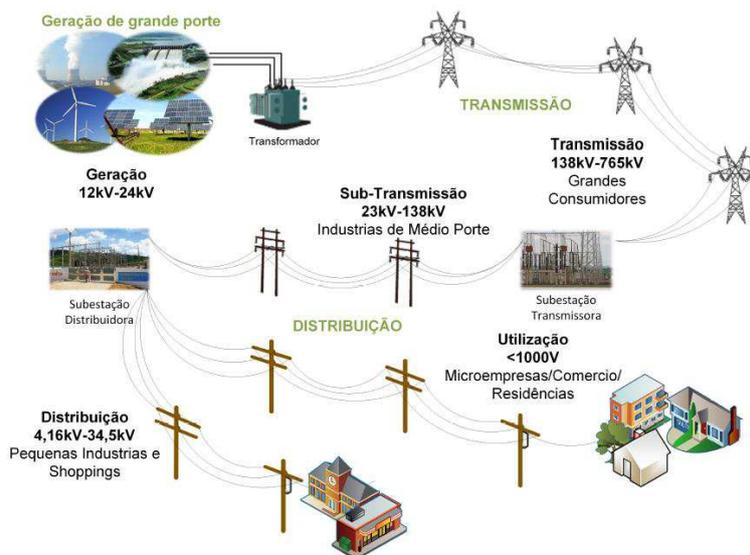
Apresenta-se a seguir, um resumo dos temas mais importantes para o desenvolvimento do trabalho.

2.1 O Sistema de Distribuição de Energia Elétrica

O sistema elétrico de potência (SEP) engloba os sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica e tem como função, fornecer energia elétrica aos consumidores dentro de determinados padrões de qualidade, confiabilidade, segurança e disponibilidade (SOUZA, 1997; BURKE, 1994). Na Figura 1 é apresentado um esquema típico para um SEP.

Figura 1. Esquema de um SEP típico.

Fonte: LOPES *et al.* (2012).



O sistema de distribuição de energia elétrica (SDEE) é a porção responsável por conectar o sistema de transmissão aos consumidores finais, que são predominantemente, os consumidores residenciais. Da mesma forma da

transmissão, a distribuição é composta por fios condutores, transformadores e equipamentos de supervisão, controle e proteção sendo, entretanto, muito mais extensa e ramificada.

De forma geral, o SDEE é constituído dos seguintes subsistemas (KAGAN *et al*, 2005):

- **Subtransmissão:** tem a função de captar a energia das subestações de subtransmissão e transferi-las às subestações de distribuição e aos consumidores em tensão de subtransmissão, por meio de linhas trifásicas operando em tensões usualmente, nos níveis de 138 kV ou 69 kV. Os consumidores em tensão de subtransmissão são normalmente, grandes instalações industriais.
- **Subestação de distribuição:** suprida pelo subsistema de subtransmissão, sendo responsável pela transformação da tensão de subtransmissão para a distribuição primária.
- **Distribuição primária:** emerge das subestações, também denominada “rede de média tensão”. Dentre os consumidores atendidos por esse tipo de sistema, destacam-se as indústrias de porte médio, *shopping centers* e instalações de iluminação pública. Podem ser aéreas (uso mais difundido, pelo seu menor custo e são normalmente radiais) ou subterrâneas (uso em áreas de maior densidade de carga ou de restrições paisagísticas).
- **Estação transformadora:** constituída por transformadores que reduzem a tensão da distribuição primária para a distribuição secundária. Conta usualmente, com para-raios para proteção contra sobretensões e elos fusíveis para proteção contra sobrecorrentes, ambos instalados no lado primário do transformador. Nos sistemas aéreos utilizam-se, comumente, transformadores trifásicos instalados diretamente nos postes. Do secundário do transformador, deriva-se sem proteção alguma, o subsistema secundário.
- **Distribuição secundária:** também denominada de “rede de baixa tensão”, pode operar em malha ou na forma radial, suprindo os consumidores de baixa tensão, que são os consumidores residenciais (predominantes), pequenos comércios e indústrias. No Brasil, a tensão de distribuição secundária está padronizada nos

valores de 220V/127V (predomínio nos estados das regiões sul e sudeste) e 380V/220V (no restante do país).

2.2 Geração Distribuída

Atualmente, existem diversas propostas que alteram significativamente a maneira como a energia pode ser fornecida, desde a geração até os consumidores finais, dentre as quais se destaca a Geração Distribuída (GD), que segundo o INEE (2016), é uma expressão usada para designar a geração elétrica realizada junto ou próxima dos consumidores, independente da potência, tecnologia e fonte de energia. A GD inclui cogeneradores, geradores que usam como fonte de energia resíduos combustíveis de processo, geradores de emergência, geradores para operação no horário de ponta, painéis fotovoltaicos e pequenas centrais hidrelétricas, conforme ilustrado na Figura 2.

Figura 2. Esquema da Geração Distribuída.

Fonte: LOPES *et al* (2015).



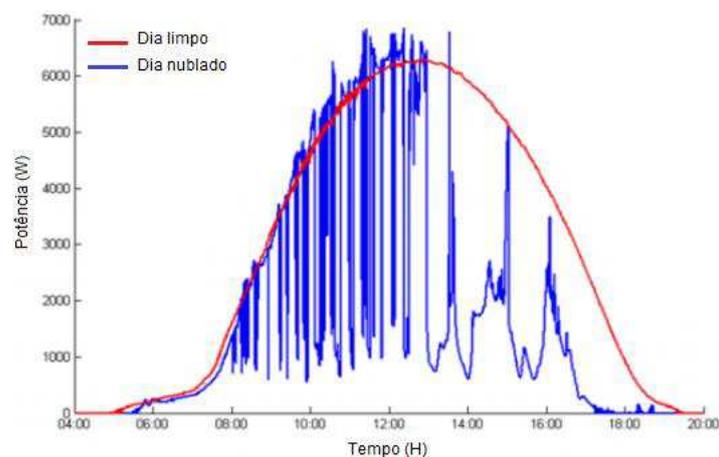
Apesar de ser considerada um elemento importante para a sustentabilidade e geração de energia limpa, a presença da GD pode causar impactos no sistema elétrico, uma vez que altera sua concepção, constituindo por isso, um tema de alta criticidade (KESHAV & ROSENBERG, 2011). Uma das questões mais problemáticas diz respeito ao fluxo de energia elétrica, pois na forma tradicional (Figura 1), o fluxo de energia é unidirecional, enquanto na presença da GD (Figura 2), o fluxo de

energia e a comunicação se dão em duas vias (bidirecional). Como consequência, a inserção da GD no SDEE requer recursos e procedimentos operativos adicionais em relação aos sistemas convencionais, bem como padrões de conexão e práticas de planejamento da expansão (ZAMORA *et al*, 2013).

Outro ponto desfavorável diz respeito à intermitência das fontes de energia renováveis, ou seja, a GD via esse tipo de fonte, nem sempre está disponível e não há uma forma de controlar sua disponibilidade. A intermitência da geração solar, por exemplo, pode ser observada comparando-se a potência produzida por um GSF em um dia limpo com a potência gerada em um dia nublado, conforme a Figura 3.

Figura 2. Intermitência da geração solar.

Fonte: BRASIL (2012).



Esta intermitência pode vir a causar desequilíbrios de energia no SEP, o que requer um sistema de controle robusto. Uma das formas de compensar ou atenuar a intermitência causada por esse tipo de geração é o armazenamento da energia, que consiste em um estágio intermediário entre a produção de energia e o consumo (LOPES *et al*, 2015). Este trabalho focaliza-se na GD do tipo solar.

2.3 Geração Fotovoltaica

A energia solar é a energia proveniente da luz e do calor do sol que é aproveitada e utilizada por meio de diferentes tecnologias, podendo ser transformada em energia térmica ou elétrica (PORTALSOLAR, 2016). Para a produção de energia elétrica existem dois sistemas:

- **Heliotérmico**, em que a irradiação é convertida inicialmente em energia térmica e posteriormente, em energia elétrica;
- **Fotovoltaico**, em que a irradiação solar é convertida diretamente em energia elétrica por meio do uso de células fotovoltaicas (ECYCLE, 2016).

Existem dois tipos básicos de sistemas fotovoltaicos:

- **Sistemas isolados** (*off-grid*), normalmente usados em locais remotos;
- **Sistemas conectados à rede** (*grid-tie*), substituem ou complementam a energia elétrica convencional.

A descrição dos componentes de um sistema fotovoltaico típico é descrita a seguir (NEOSOLAR, 2017) (Figura 4):

- **Painéis solares:** comportam-se como o coração do sistema, “bombeando” a energia. São dimensionados conforme a energia requerida e têm como função transformar energia solar em eletricidade.
- **Controladores de carga:** comportam-se como as “válvulas” do sistema. Servem para evitar sobrecargas ou descargas exageradas na bateria, aumentando sua vida útil e desempenho.
- **Inversores:** comportam-se como o “cérebro” do sistema. São responsáveis por transformar os 12 V de corrente contínua (CC) das baterias em 110 ou 220 V de corrente alternada (AC), ou outra tensão desejada.
- **Baterias:** comportam-se como os “pulmões” do sistema. Têm a função de armazenar a energia elétrica para que o sistema possa ser utilizado na ausência do sol.

Figura 3. Sistema fotovoltaico típico.

Fonte: NEOSOLAR (2017).



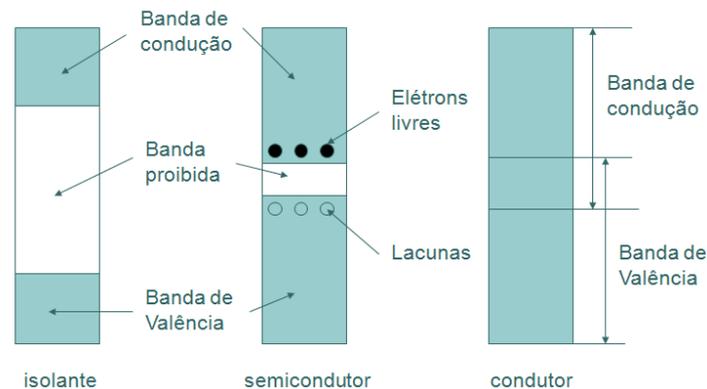
2.3.1 Efeito fotovoltaico

A absorção da luz solar por células fotovoltaicas faz surgir uma diferença de potencial nos extremos de uma estrutura de material semicondutor, conhecido como “efeito fotovoltaico”, o qual é decorrente da excitação dos elétrons em determinados materiais devido à incidência de luz solar. Na conversão da radiação solar em energia elétrica, o silício tem sido o material mais empregado. Outros semicondutores como o germânio e o arseneto de gálio também são usados, porém em aplicações onde o custo não é relevante, como em projetos espaciais (MARTÍN & AGUILERA, 2005).

O silício, por ser um material semicondutor, possui características intermediárias entre os condutores e isolantes. No zero absoluto, ele apresenta uma faixa de energia completamente preenchida por elétrons, denominada “banda de valência”, e uma faixa totalmente vazia, denominada “banda de condução”. Entre essas bandas existe a “banda proibida”. Uma das características dos materiais semicondutores é o fato de possuírem uma banda proibida de largura pequena (Figura 5).

Figura 4. Níveis de energia entre os materiais.

Fonte: (SANTOS, 2013).



Quando aquecidos, alguns elétrons dos materiais semicondutores saem da banda de valência e passam para a banda de condução, devido a ganhos de energia, o que resulta em redução da resistência oferecida à passagem da corrente elétrica. O silício possui bandas de valência e de condução separadas por um *gap* de energia de aproximadamente 1,12 eV.

Os átomos de silício possuem quatro elétrons de ligação que se unem aos vizinhos, formando uma rede cristalina. Ao se adicionar átomos com:

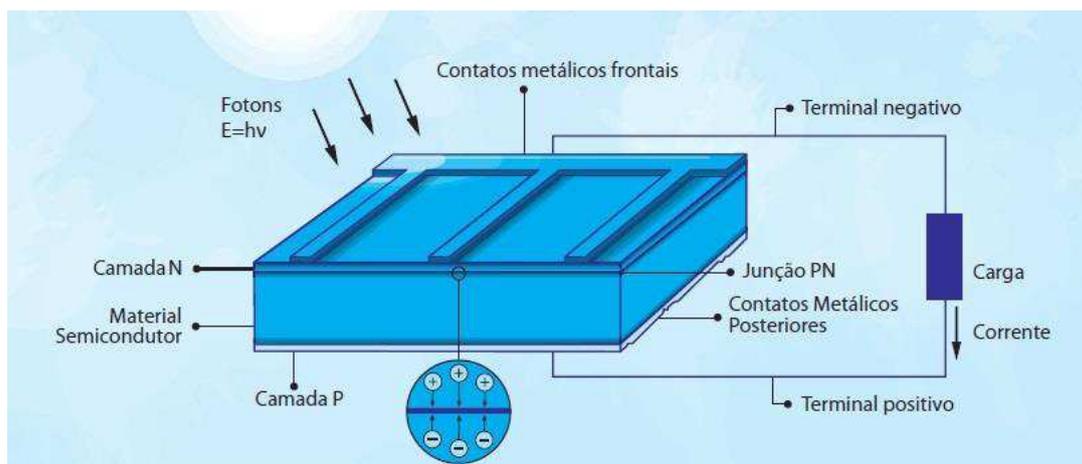
- Cinco elétrons de ligação (por exemplo, o fósforo), haverá um elétron em excesso. Diz-se assim, que o fósforo é um dopante doador de elétrons ou “dopante N”.
- Apenas três elétrons de ligação (por exemplo, o boro), haverá um elétron em falta. Diz-se assim, que o boro é um dopante receptor de elétrons ou “dopante P”.

Por meio da união dos cristais do tipo N e P, uma junção PN é formada. Nesta junção os elétrons livres do lado N migram para o lado P para uma recombinação com as lacunas. Com isso, surge: i) um acúmulo de elétrons no lado P, tornando-o negativamente carregado; ii) uma redução de elétrons do lado N, tornando-o o positivo carregado. Como consequência, um campo elétrico na região da junção PN passa a existir, o qual cria uma barreira de potencial que impede o fluxo dos elétrons livres remanescentes no lado N e então, o processo atinge o equilíbrio (NASCIMENTO, 2004).

Quando a junção PN é exposta a fótons¹ com energia maior que a banda proibida, os elétrons passarão da banda de valência para a banda de condução. Então, para aproveitar o fluxo de elétrons, deve-se adicionar contatos elétricos conectando as camadas N e P para alimentar a carga em questão (Figura 6).

Figura 5. Efeito fotovoltaico.

Fonte: ENERGIATECSOLAR (2016).



2.3.2 Célula fotovoltaica

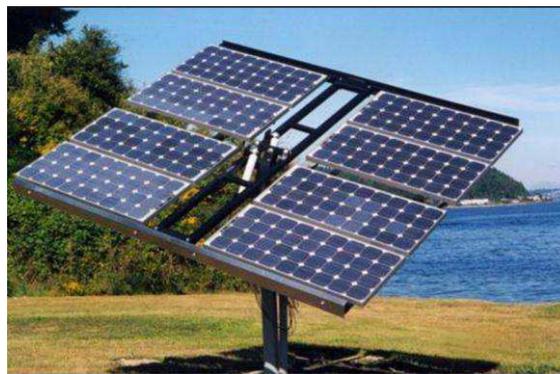
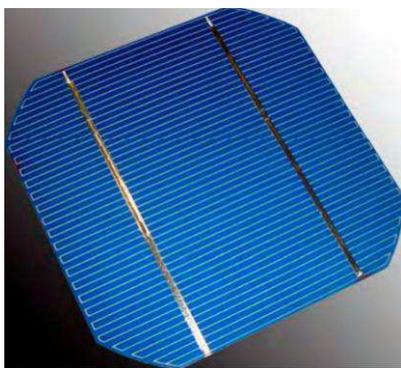
A célula fotovoltaica, também chamada de “célula solar”, é um dispositivo capaz de realizar a conversão direta da luz solar em energia elétrica por meio do efeito fotovoltaico. Para captar a energia do sol em uma escala maior, utilizam-se conjuntos de células solares, denominados “painéis solares” (Figura 7). Até o presente momento, a grande maioria das células solares é fabricada a partir do silício, as quais apresentam várias vantagens, como por exemplo, maior eficiência quando comparada a outros tipos de células e fácil disponibilidade (MASSON, 2013).

As células de silício podem ser classificadas de acordo com a tecnologia empregada, conforme a seguir.

¹ Fótons são pequenos pacotes de energia da luz solar.

Figura 6. Célula fotovoltaica e painel solar.

Fonte: SOLARBRASIL (2016).



- **Silício monocristalino:** historicamente tem sido a tecnologia mais utilizada. A uniformidade da estrutura molecular resultante da utilização de um cristal único é ideal para potencializar o efeito fotovoltaico (CASTRO, 2002). O painel solar é composto por uma matriz de células fotovoltaicas em formações de série e paralelo. A eficiência em laboratório dos módulos pode alcançar aproximadamente 23%. Comercialmente, a eficiência dos módulos varia de 15% a 18% (FRAUNHOFER, 2016).
- **Silício policristalino:** dentre as alternativas buscadas pelos fabricantes, o silício policristalino para células solares pode ser uma opção que tem menor custo em comparação com a célula monocristalina (MANNA & MAHAJAN, 2007). Segundo CASTRO (2002), as descontinuidades da estrutura molecular dificultam o movimento de elétrons e estimulam a recombinação com as lacunas, o que reduz a potência de saída, apresentando eficiência menor do que o monocristalino. A eficiência em laboratório dos módulos pode alcançar aproximadamente 18,5%. Comercialmente, a eficiência dos módulos varia de 13% a 16,5% (FRAUNHOFER, 2016).
- **Silício amorfo:** uma das tecnologias de filmes finos mais antigas, diferenciando-se das anteriores por apresentar grau de desordem elevado na estrutura dos átomos (MARKVART, 2000), o que resulta em uma banda proibida maior (1.7 eV) que a do silício cristalino (1.1 eV). Isso permite que as células de silício amorfo absorvam mais fortemente a parte visível do espectro solar do que a parte infravermelha (CHAAR *et al*, 2011). A eficiência em laboratório dos módulos

pode alcançar aproximadamente 10,9%. Comercialmente, a eficiência dos módulos varia de 6% a 9% (FRAUNHOFER, 2016).

- **Telureto de cádmio:** as células fotovoltaicas são conhecidas por possuírem a banda proibida ideal (1.45 eV) com um elevado coeficiente de absorção direta, além de serem reconhecidas como um material fotovoltaico promissor para células de películas finas. A toxicidade do cádmio e os problemas ambientais relacionados são as principais desvantagens dessa tecnologia. Outro problema é a pequena disponibilidade do telúrio, o que pode causar restrições de oferta da matéria-prima e conseqüentemente, afetaria o custo dos módulos (CHAAR *et al*, 2011). A eficiência em laboratório dos módulos pode alcançar aproximadamente 17,5%. Comercialmente, a eficiência dos módulos varia de 9% a 11% (FRAUNHOFER, 2016).
- **CIGS/CIS:** essa tecnologia pertence à família dos compostos baseados no disseleneto de cobre e índio (CIS) e disseleneto de cobre, gálio e índio (CIGS), destacando-se por apresentar um elevado coeficiente de absorção (CHAAR *et al*, 2011). A eficiência em laboratório dos módulos pode alcançar aproximadamente 17,5%. Comercialmente, a eficiência dos módulos é de 12% (FRAUNHOFER, 2016).

Capítulo 3 – Revisão Bibliográfica

Apresentam-se a seguir, um breve histórico sobre a modelagem de fontes fotovoltaicas e os artigos e trabalhos considerados mais relevantes para o desenvolvimento desta pesquisa. Como será possível observar, os modelos de GSF na forma de circuitos elétricos equivalentes variam em termos de complexidade e precisão. No geral, quanto maior for a simplicidade do modelo, ou seja, menor o número de componentes (e fenômenos) a serem considerados no circuito equivalente, menor será a sua exatidão. Ao final, a escolha do modelo deverá levar em consideração o objetivo final do estudo.

3.1 Um Breve Histórico

Segundo DUFFIE & BECKMAN (1991), para fins de projeto de sistemas fotovoltaicos, o modelo escolhido deve fornecer formas de calcular as relações de corrente, tensão e potência dos arranjos de células sob as diversas condições de operação a serem encontradas. Em seus trabalhos, RAUSCHENBACH (1980), TOWNSEND (1989) e ECKSTEIN (1990) analisaram vários modelos e sua utilidade para projetar sistemas baseados em células solares.

Análise do estado da arte mostra que um ponto de inflexão na construção de modelos para fontes fotovoltaicas são sem dúvida, os trabalhos de Gow & Manning, que apresentaram em: i) 1996, um modelo de painéis fotovoltaicos para uso em estudos de simulação de sistemas de conversão de energia solar (GOW & MANNING, 1996); ii) 1999, um modelo para simulação de células solares baseado em um circuito elétrico equivalente (GOW & MANNING, 1999), o qual foi considerado geral e possui como variáveis de entrada, a irradiância e a temperatura

e produz as curvas características I-V e P-V de uma determinada célula. Este modelo apresenta uma fonte de corrente, dois diodos, resistência em série e paralelo.

Na literatura há vários trabalhos que consideram o efeito de ambas as resistências, mas desprezam o efeito do diodo de recombinação. Autores como TOWNSEND (1989), ALSAYID & JALLAD (2011), DUFFIE & BECKMAN (1991), DE SOTO *et al* (2006), CHOUDER *et al* (2012) e VILLALVA *et al* (2009) optaram por este modelo, composto por um diodo e resistências em série e paralelo. Por outro lado, ALTAS & SHARAF (1992), FRY (1999), WALKER (2001), CHENNI (2007) e ZERHOUNI (2010) adotaram nas suas pesquisas o circuito equivalente composto apenas por uma fonte de corrente, diodo e resistência em série. Neste caso, a resistência em paralelo foi considerada infinita e o efeito da recombinação foi desprezado.

MARKVART & CASTAÑER (2003) propuseram diversas simplificações ao modelo apresentado por GOW & MANNING, (1999), buscando analisar o comportamento das curvas características I-V e P-V sem alguns componentes como, por exemplo, o diodo de recombinação e a resistência em paralelo.

MACHADO NETO (2006) e COSTA (2010) abordaram os quatro principais modelos de GSF na forma de circuitos elétricos equivalentes, incluindo um modelo consistindo apenas de uma fonte de corrente em paralelo com um diodo. Alternativamente, COSTA (2010) propôs um modelo matemático simplificado, baseado na resposta ao degrau de um sistema linear de primeira ordem. Para modelagem do módulo fotovoltaico como um sistema de primeira ordem, idealizou-se o "espelhamento" da curva característica I-V.

De acordo com DE BLAS *et al* (2002), os modelos matemáticos dos módulos fotovoltaicos podem ser classificados em duas grandes categorias:

- Modelos usados para análise de desempenho de células solares, em conexão série ou paralela, nos quais as variáveis independentes são, geralmente, o comprimento de onda, a irradiância e a temperatura.

- Modelos usados para o dimensionamento e simulação de sistemas fotovoltaicos isolados ou interligados à rede elétrica, nos quais as variáveis independentes são, geralmente, o tempo, a irradiância e a temperatura.

Os modelos para análise de desempenho se baseiam nas leis que regem os fenômenos físicos que ocorrem nas células solares e modelam o transporte de portadores elétron-lacuna e mecanismos de recombinação de portadores e podem utilizar ferramentas de simulação como o SPICE (CASTAÑER & SILVESTRE, 2002; MÖLLER, 1993).

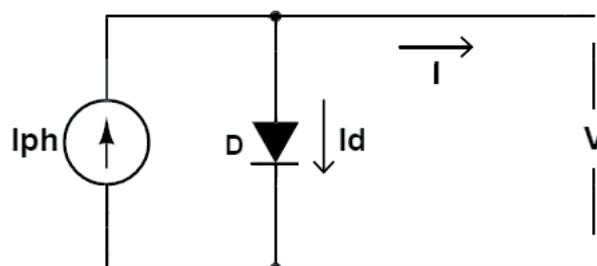
Os modelos para dimensionamento e simulação de sistemas fotovoltaicos descrevem a característica elétrica de células ou módulos, por meio de circuitos equivalentes, em maior ou menor grau de complexidade, utilizando parâmetros concentrados ou distribuídos (GOW & MANNING, 1996; ARAKI & YAMAGUCHI, 2003).

3.2 Modelos de Fontes Fotovoltaicas

MARKVART & CASTAÑER (2003) e COSTA (2010) apresentaram um circuito elétrico equivalente a um módulo fotovoltaico. Este circuito consiste em uma fonte de corrente em paralelo com um diodo, como na Figura 8. Na literatura, este modelo é comumente chamado de “Modelo Ideal”.

Figura 8. Modelo Ideal.

Fonte: Autoria própria.



Desta forma, o Modelo Ideal consiste apenas de:

- Uma fonte de corrente, que representa a corrente na célula fotovoltaica quando a radiação solar incide sobre a mesma. O módulo da fonte de corrente é proporcional ao nível de radiação que incide sobre a célula.
- Um diodo que representa o material semicondutor do qual é feito a célula fotovoltaica. O comportamento da corrente na junção PN é representado pela corrente do diodo.

Aplicando-se a Lei de Kirchhoff ao circuito, tem-se:

$$I = I_{ph} - I_d. \quad (1)$$

Sendo:

I Corrente de saída do módulo (A);

I_{ph} Corrente fotogerada (A);

I_d Corrente do diodo de difusão (A).

A corrente fotogerada é a própria corrente de curto-circuito do módulo fotovoltaico (Figura 9), a qual varia de acordo com a irradiância e a temperatura de operação, sendo expressa por (DE SOTO *et al*, 2006):

$$I_{ph} = I_{cc} = \frac{G}{G_r} [I_{ccr} + K_i(T - T_r)]. \quad (2)$$

Sendo:

I_{cc} Corrente de curto-circuito (A);

I_{ccr} Corrente de curto-circuito em condição padrão de teste (A);

G Irradiância do módulo (W/m^2);

G_r Irradiância de referência (= $1000 W/m^2$);

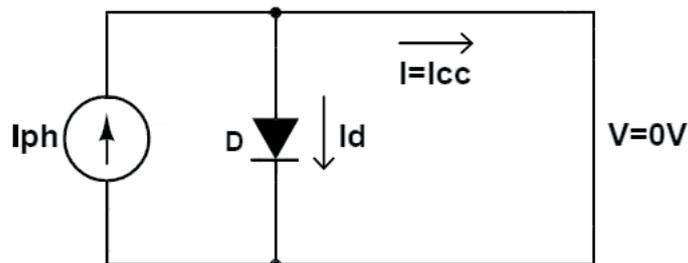
T Temperatura do módulo (K);

T_r Temperatura de referência (= 298 K);

K_i Coeficiente de temperatura para corrente de curto-circuito (A/K).

Figura 9. Modelo Ideal em curto-circuito.

Fonte: Autoria própria.



A condição padrão de teste (CPT) é definida para o ensaio do módulo fotovoltaico sob uma irradiância de 1000 W/m^2 , temperatura de 278 K e velocidade do vento igual a $1,5 \text{ m/s}$. A corrente do diodo é expressa por (COSTA, 2010):

$$I_d = I_0 \left[\exp\left(\frac{V}{N_s A V_t} - 1\right) \right]. \quad (3)$$

Sendo:

- I_0 Corrente de fuga do diodo de difusão (A);
- V Tensão de saída do módulo (V);
- N_s Número de células em série que constituem o módulo fotovoltaico;
- A Fator de idealidade do diodo (adimensional), sendo $A \in [1,2]$;
- V_t Tensão térmica (V).

A tensão térmica é determinada pela Equação (4) (MACHADO NETO, 2006):

$$V_t = \frac{kT}{q}. \quad (4)$$

Sendo:

- k Constante de Boltzmann ($1,3805 \times 10^{-23} \text{ J/K}$);
- q Carga elementar do elétron ($1,609 \times 10^{-19} \text{ C}$).

A corrente de saturação reversa do diodo é expressa por (MARQUES, 2009):

$$I_0 = I_{0r} \left(\frac{T}{T_r}\right)^3 \left\{ \exp \left[\frac{qE_g}{Ak} \left(\frac{1}{T_r} - \frac{1}{T} \right) \right] \right\}. \quad (5)$$

Sendo:

I_{0r} Corrente de saturação reversa do diodo na temperatura de referência (A);

E_g Energia da banda proibida (1,11 eV).

Fazendo a substituição das Equações (3) e (4) na Equação (1) e considerando os agrupamentos de células em série e em paralelo, a corrente de saída do módulo é expressa então, por PANDIARAJAN & MUTHU (2011):

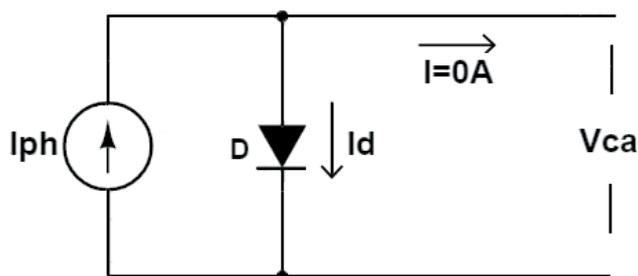
$$I = N_p I_{ph} - N_p I_0 \left[\exp \left(\frac{qV}{N_s AkT} \right) - 1 \right]. \quad (6)$$

Sendo, N_p o número de células em paralelo que constituem o módulo fotovoltaico.

Para o cálculo da corrente de saturação reversa do diodo na temperatura de referência, faz-se análise do circuito do módulo fotovoltaico em circuito aberto, como ilustrado na Figura 10.

Figura 10. Modelo Ideal em circuito aberto.

Fonte: Autoria própria.



Analisando o circuito do módulo fotovoltaico na condição de circuito aberto via Equação (7), tem-se (COSTA, 2010):

$$0 = I_{ph} - I_{0r} \left[\exp \left(\frac{V_{ca}}{N_s AV_t} \right) - 1 \right], \quad (7)$$

$$I_{ph} = I_{0r} \left[\exp\left(\frac{V_{ca}}{N_s A V_t}\right) - 1 \right], \quad (8)$$

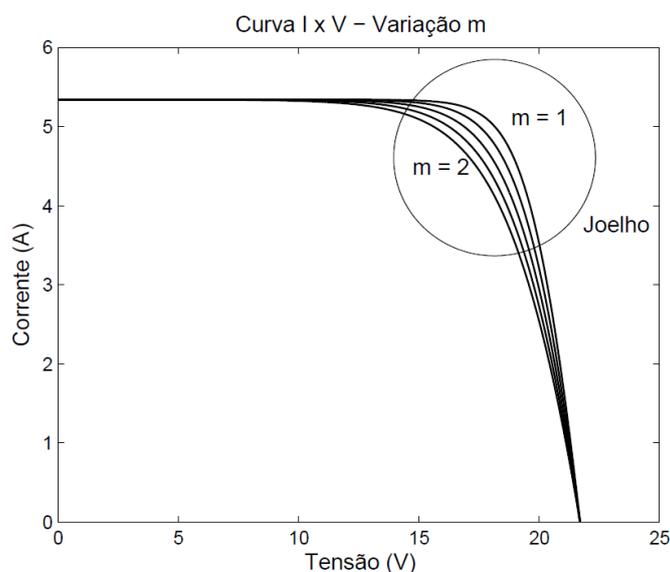
$$I_{0r} = \frac{I_{ph}}{\exp\left(\frac{V_{ca}}{N_s A V_t}\right) - 1}. \quad (9)$$

Sendo, V_{ca} a tensão de circuito aberto (V).

Os cálculos dos valores em CPT (I_{ccr} e V_{car}) e os coeficientes de temperatura (K_i) podem ser obtidos através dos fabricantes ou por ensaio do módulo fotovoltaico. No Modelo Ideal, o principal parâmetro a ser estimado é o fator de idealidade do diodo. Este parâmetro está relacionado ao joelho da curva característica do módulo fotovoltaico, conforme apresentado na Figura 11 (COSTA, 2010):

Figura 11. Curva característica do Modelo Ideal.

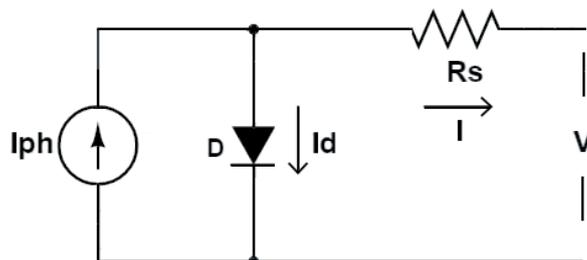
Fonte: COSTA (2010).



CELIK & ACIKGOZ (2007) apresentaram o circuito equivalente para um módulo fotovoltaico que possui uma fonte de corrente, um diodo e uma resistência em série. Neste trabalho, o modelo em questão será tratado como “Modelo R_s ”. Como se pode observar, há apenas o acréscimo de um resistor série com relação ao Modelo Ideal. A resistência em série introduzida é utilizada para representar as perdas dos contatos metálicos do módulo fotovoltaico (Perdas por Efeito Joule). O Modelo R_s é apresentado na Figura 12.

Figura 12. Modelo R_s .

Fonte: Autoria própria.



A corrente de saída do módulo será então dada por:

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp \left(\frac{V + IR_s}{N_s AV_t} \right) - 1 \right]. \quad (10)$$

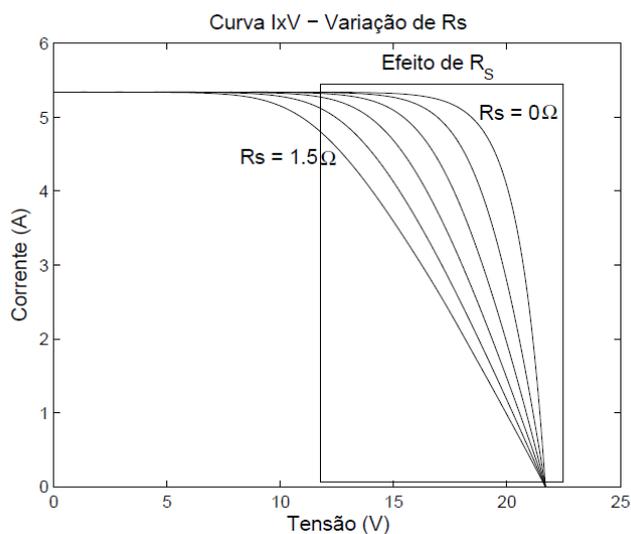
Substituindo a Equação (4) na Equação (10), obtém-se a corrente de saída I que pode ser expressa da seguinte forma:

$$I = I_{ph} - I_0 \left\{ \exp \left[\frac{q(V + IR_s)}{N_s AkT} \right] - 1 \right\}. \quad (11)$$

A resistência em série relaciona-se com a inclinação da curva característica do módulo fotovoltaico quando a tensão tende a V_{ca} , como mostrado na Figura 13.

Figura 13. Curva característica do Modelo R_s .

Fonte: COSTA (2010).

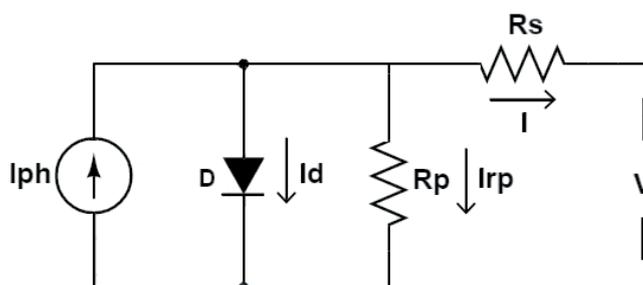


No Modelo R_s , os principais parâmetros a serem estimados são o fator de idealidade do diodo, a corrente de saturação reversa do diodo na temperatura de referência e a resistência em série. Estes parâmetros necessitam ser estimados, pois não são fornecidos pelos fabricantes e modificam com o tempo.

Alternativamente, CELIK & ACIKGOZ (2007) acrescentaram ao Modelo Ideal, além de uma resistência em série, uma resistência *shunt*. Esta última representa as perdas por correntes parasitas que circulam no módulo. De acordo com a literatura especializada, este modelo é conhecido por Modelo de Um Diodo. Neste trabalho, será chamado de “Modelo R_sR_p ”. O circuito elétrico equivalente pode ser visualizado na Figura 14.

Figura 14. Modelo R_sR_p .

Fonte: Autoria própria.



Neste caso, tem-se:

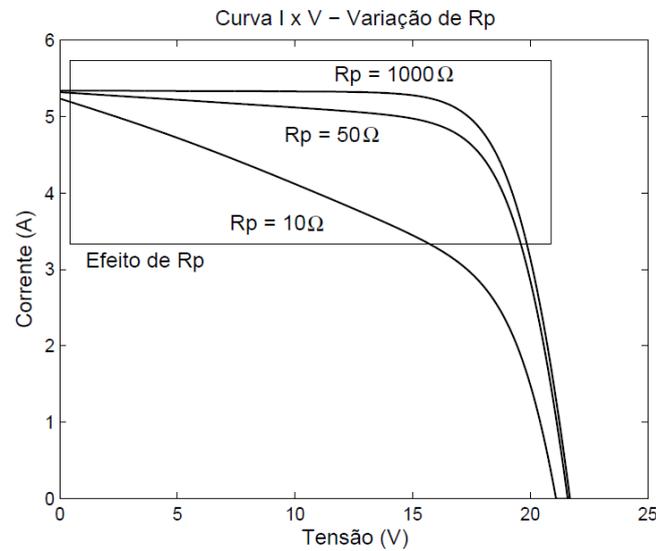
$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp \left(\frac{V + IR_s}{N_s AV_t} \right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_p}. \quad (12)$$

Sabendo que a tensão térmica é determinada pela Equação (4), e substituindo-a na Equação (12), tem-se:

$$I = I_{ph} - I_0 \left\{ \exp \left[\frac{q(V + IR_s)}{N_s AkT} \right] - 1 \right\} - \frac{V + IR_s}{R_p}. \quad (13)$$

A resistência em paralelo relaciona-se com a inclinação da curva característica do módulo fotovoltaico quando a tensão tende a zero, como mostrado na Figura 15, sendo uma característica intrínseca do módulo.

Figura 15. Curva característica do Modelo $R_S R_P$.
Fonte: COSTA (2010).



No Modelo $R_S R_P$, os principais parâmetros a serem estimados são o fator de idealidade do diodo, a corrente de saturação reversa do diodo para temperatura de referência, a resistência em série e a resistência em paralelo. Estes parâmetros necessitam ser estimados, pois não são fornecidos pelos fabricantes e se modificam com o tempo.

3.3 Estimação dos Parâmetros

Na literatura especializada há uma vasta quantidade de métodos de determinação dos parâmetros dos painéis fotovoltaicos. A maioria destes métodos baseia-se em medições da curva característica I-V. SUSKIS & GALKIN (2013) desenvolveram modelos utilizando dados experimentais. Um experimento é configurado usando um módulo específico para medir a tensão e a corrente de saída em diferentes condições para produzir a curva característica, que é usada para avaliar todos os parâmetros necessários para o modelo. ANDREI *et al* (2012) utilizaram uma técnica de ajuste de curva para encontrar os parâmetros para modelagem. Embora seja obtido um resultado mais prático, esse tipo de abordagem, no entanto, tem a limitação de produzir um modelo específico desse módulo, ao passo que é necessária

uma técnica de modelagem mais geral que possa ser aplicável a qualquer módulo com os parâmetros fornecidos na folha de dados.

De acordo com SHONGWE & HANIF (2015), uma abordagem melhor é formular equações ou expressões para todos os parâmetros desconhecidos com base em três modos de operação dos módulos fotovoltaicos: circuito aberto, curto-circuito e ponto de máxima potência. No entanto, estas equações são de natureza não-linear e transcendental. Logo, torna-se difícil encontrar soluções explícitas (MAHMOUD *et al*, 2012). Conseqüentemente, uma série de métodos de iteração, denominados métodos numéricos (DE BLAS *et al*, 2002), foram usados para encontrar soluções para essas equações. CHATTERJEE *et al* (2011) aplicaram o método de Iteração Gaussiana, enquanto SERA *et al* (2007) utilizaram o método de Newton-Raphson para resolver o sistema de equações. SOON & LOW (2012) empregaram um método de otimização de enxame de partículas.

Outra abordagem para encontrar os parâmetros é usar as equações, mas em vez da estimativa, um dos parâmetros é ajustado de modo que os valores de corrente obtidos correspondem a uma condição conhecida específica, como o ponto de máxima potência, onde a corrente e a tensão são sempre conhecidas a partir de folhas de dados. Em seu trabalho, VILLALVA *et al* (2009) realizaram ajustes da resistência em série, incrementando-a a partir do zero até que a potência de saída calculada do módulo corresponda ao ponto de máxima potência. Este se caracterizou por ser um método eficaz para ajustar a curva matemática I-V aos três pontos de operação, sem a necessidade de estimar outros parâmetros, além da constante do diodo A. Além disso, este método dispensa o ajuste visual da curva matemática aos pontos I-V e a extração gráfica da inclinação da curva I-V em um determinado ponto. Por todas essas vantagens, esse foi o método escolhido para determinação dos parâmetros desconhecidos dos modelos neste trabalho.

Além de algumas das equações descritas neste Capítulo, VILLALVA *et al* (2009) também aplicaram as seguintes equações:

$$R_p = \frac{V_{mp}(V_{mp} + I_{mp}R_s)}{V_{mp}I_{ph} - V_{mp}I_0 \exp\left[\frac{(V_{mp} + I_{mp}R_s)q}{N_s a kT}\right] + V_{mp}I_0 - P_{max,e}}, \quad (14)$$

$$I_{phr} = \frac{R_p + R_s}{R_p} I_{ccr}, \quad (15)$$

$$Rp_{min} = \frac{V_{mp}}{I_{ccr} - I_{mp}} - \frac{V_{car} - V_{mp}}{I_{mp}}. \quad (16)$$

Sendo:

$P_{máx,e}$ Potência máxima experimental (W);

R_p Resistência em paralelo, que representa as perdas devido as correntes parasitas que circulam no módulo;

N_s Número de células em série que constituem o módulo fotovoltaico;

A Fator de idealidade do diodo;

Rp_{min} Valor mínimo da resistência em paralelo, utilizado como estimativa inicial no processo iterativo;

I_{phr} Corrente fotogerada na temperatura de referência (A);

V_{car} Tensão de circuito aberto na temperatura de referência (V);

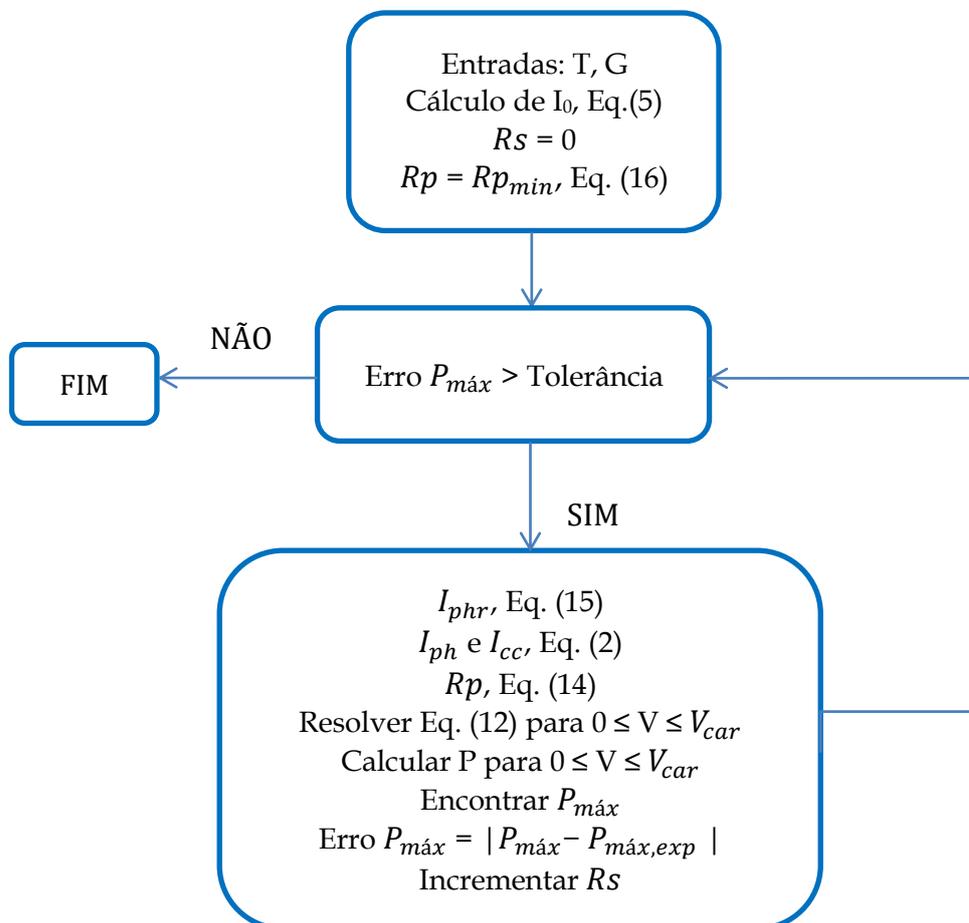
I_{mp} Corrente no ponto de máxima potência (A);

V_{mp} Tensão no ponto de máxima potência (V);

O fluxograma apresentado na Figura 16 sintetiza a metodologia proposta para encontrar os parâmetros.

Figura 16. Metodologia aplicada para determinação dos parâmetros.

Fonte: Adaptado de VILLALVA *et al* (2009).



3.4 Síntese Bibliográfica

Análise do estado da arte mostrou que:

- Todos os modelos citados têm como variáveis de entrada o índice de irradiância solar e a temperatura de operação da célula fotovoltaica.
- Maior complexidade do modelo significa mais parâmetros a serem determinados, mas também mais realismo, ou seja, os resultados produzidos com modelos mais complexos apresentam maior exatidão quando se comparam as curvas

características I-V e P-V produzidas pelos respectivos modelos com as curvas fornecidas pela folha de dados do fabricante.

- Os modelos mais utilizados na determinação das curvas características, com o objetivo de avaliar o desempenho da célula fotovoltaica, têm sido os Modelos R_sR_p e R_s , nesta ordem. Ambos são modelos reduzidos de parâmetros concentrados, empregados para estimar a energia a ser fornecida por uma instalação fotovoltaica e seu rendimento.

A síntese da revisão bibliográfica, destacando os trabalhos mais relevantes para esta pesquisa é apresentada na Tabela 1.

Tabela 1. Síntese Bibliográfica.

Fonte: Autoria própria.

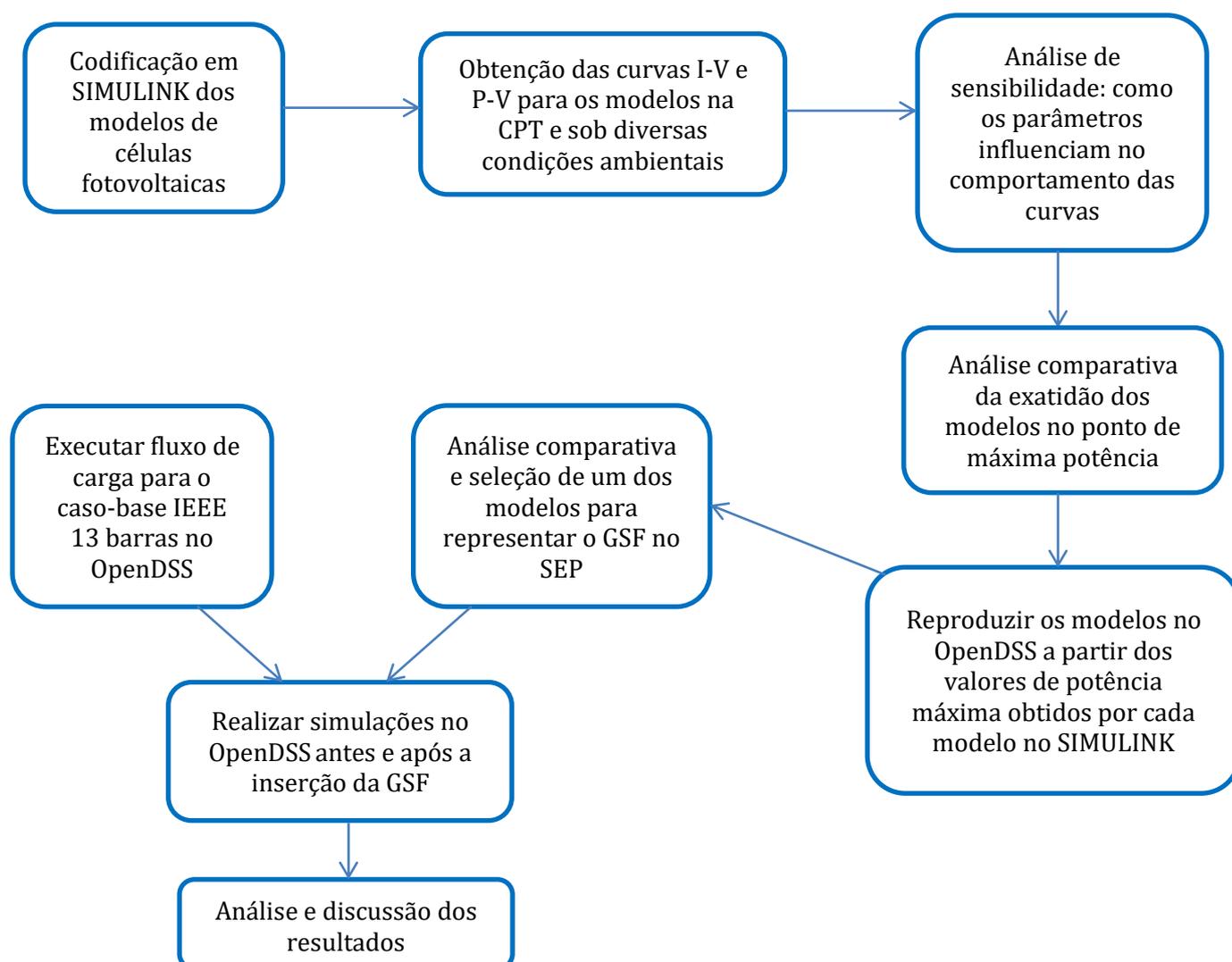
Modelo	Referências	Fatores representados	Nº de parâmetros
Modelo Ideal	(MARKVART & CASTAÑER, 2003); (COSTA, 2010); (MACHADO NETO, 2006)	Irradiância solar e temperatura de operação da célula	3
Modelo R_s	CELIK & ACIKGOZ (2007) - II; (WALKER, 2001); (ZERHOUNI, 2010); (CHENNI, 2007); (FRY, 1999); (ALTAS & SHARAF, 1992)	Irradiância solar, temperatura de operação da célula, perdas por Efeito Joule	4
Modelo R_sR_p	CELIK & ACIKGOZ (2007) - I; (TOWNSEND, 1989); (ALSAYID & JALLAD, 2011); (VILLALVA <i>et al</i> , 2009); (DE SOTO <i>et al</i> , 2006); (CHOUDEUR <i>et al</i> , 2012); (DUFFIE & BECKMAN, 1991)	Irradiância solar, temperatura de operação da célula, perdas por Efeito Joule e perdas por correntes parasitas	5

Capítulo 4 - Metodologia

Para cumprir com os objetivos propostos, após a revisão bibliográfica e seleção dos modelos de fontes fotovoltaicas, as atividades realizadas seguiram o fluxograma da Figura 17, sintetizando a metodologia proposta. Neste trabalho, foram utilizados os *softwares* MATLAB® e OpenDSS, este último adotado como *software* de referência da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) desde junho de 2014, para estudos referentes à Distribuição de Energia Elétrica, em particular para o cálculo das perdas técnicas.

Figura 17. Metodologia Proposta.

Fonte: Autoria própria.



4.1 Determinação dos Parâmetros

Inicialmente, os valores dos parâmetros desconhecidos para cada modelo foram determinados aplicando a metodologia proposta por VILLALVA *et al* (2009) para diversos módulos fotovoltaicos, a partir da folha de dados de cada um deles. O primeiro módulo avaliado foi o SQ80, cuja folha de dados está reproduzida na Tabela 2.

Tabela 2. Folha de dados Shell SQ80.

Fonte: Adaptado de SQ80 DATASHHET.

Folha de dados do módulo fotovoltaico Shell SQ80 (1000W/m ² e 25°C)	
Potência máxima (P_{mpp})	80 W
Tensão na máxima potência (V_{mpp})	17,5 V
Corrente na máxima potência (I_{mpp})	4,58 A
Tensão de circuito aberto (V_{ca})	21,8 V
Corrente de curto-circuito (I_{cc})	4,85 A
Coefficiente de temperatura da tensão de circuito aberto (K_v)	-0,081 V/°C
Coefficiente de temperatura da corrente de curto-circuito (K_i)	0,0014 A/°C
Número de células em série (N_s)	36

Para o Modelo R_sR_p , foram encontrados os parâmetros descritos na Tabela 3, que correspondem ao ponto de máxima potência. Para o Modelo R_s , aplicou-se o método de VILLALVA *et al* (2009), que resultou nos valores mostrados na Tabela 4. Para o Modelo Ideal, utilizou-se o fator de idealidade mostrado na Tabela 5.

Tabela 3. Valores dos parâmetros obtidos para o Modelo R_sR_p – Módulo SQ80.

Fonte: Autoria própria.

Valores dos parâmetros	
R_s	0,3080 Ω
R_p	1368,2028 Ω
A	1,0651

Tabela 4. Valores dos parâmetros obtidos para o Modelo R_s – Módulo SQ80.

Fonte: Autoria própria.

Valores dos parâmetros	
R_s	0,3176 Ω
A	1,0651

Tabela 5. Valor do parâmetro obtido para o Modelo Ideal – Módulo SQ80.

Fonte: Autoria própria.

Valor do parâmetro	
A	1,0651

O segundo módulo a ser avaliado foi o KC200GT, cuja folha de dados está apresentada na Tabela 6. Para este módulo os parâmetros obtidos são descritos nas Tabelas 7,8 e 9.

Tabela 6. Folha de dados KC200GT.

Fonte: Adaptado de KC200GT DATASHEET.

Folha de dados do módulo fotovoltaico KC200GT (1000W/m ² e 25°C)	
Potência máxima (P_{mpp})	200 W
Tensão na máxima potência (V_{mpp})	26,3 V
Corrente na máxima potência (I_{mpp})	7,61 A
Tensão de circuito aberto (V_{ca})	32,9 V
Corrente de curto-circuito (I_{cc})	8,21 A
Coeficiente de temperatura da tensão de circuito aberto (K_v)	-0,123 V/°C
Coeficiente de temperatura da corrente de curto-circuito (K_i)	0,00318 A/°C
Número de células em série (N_s)	54

Tabela 7. Valores dos parâmetros obtidos para o Modelo $R_s R_p$ – KC200GT.

Fonte: Autoria própria.

Valores dos parâmetros	
R_s	0,3080 Ω
R_p	193,0485 Ω
A	1,0758

Tabela 8. Valores dos parâmetros obtidos para o Modelo R_s - KC200GT.

Fonte: Autoria própria.

Valores dos parâmetros	
R_s	0.3542 Ω
A	1,0758

Tabela 9. Valor do parâmetro obtido para o Modelo Ideal - KC200GT.

Fonte: Autoria própria.

Valor do parâmetro	
A	1,0758

O último módulo a ter seus parâmetros determinados foi o KD135SX. A folha de dados do fabricante é mostrada na Tabela 10.

Tabela 10. Folha de dados KD135SX.

Fonte: Adaptado de KD135SX *DATASHEET*.

Folha de dados do módulo fotovoltaico KD135SX (1000W/m ² e 25°C)	
Potência máxima (P_{mpp})	135 W
Tensão na máxima potência (V_{mpp})	17,7 V
Corrente na máxima potência (I_{mpp})	7,63 A
Tensão de circuito aberto (V_{ca})	22,1 V
Corrente de curto-circuito (I_{cc})	8,37 A
Coeficiente de temperatura da tensão de circuito aberto (K_v)	-0,08 V/°C
Coeficiente de temperatura da corrente de curto-circuito (K_i)	0,00502 A/°C
Número de células em série (N_s)	36

Os parâmetros obtidos para cada um dos modelos são apresentados nas Tabelas 11 a 13.

Tabela 11. Valores dos parâmetros obtidos para o Modelo R_sR_p – KD135SX.

Fonte: Autoria própria.

Valores dos parâmetros	
R_s	0,1900 Ω
R_p	51,8306 Ω
A	1,0673

Tabela 12. Valores dos parâmetros obtidos para o Modelo R_s – KD135SX.

Fonte: Autoria própria.

Valores dos parâmetros	
R_s	0,2628 Ω
A	1,0673

Tabela 13. Valor do parâmetro obtido para o Modelo Ideal – KD135SX.

Fonte: Autoria própria.

Valor do parâmetro	
A	1,0673

4.2 Análise de Sensibilidade

Os modelos foram codificados no módulo SIMULINK do *software* MATLAB® a partir das equações que os descrevem. Concluída a etapa de programação descrita no Apêndice A, seguiu-se para a etapa de simulação, que consistiu em simular vários cenários de estudo, visando avaliação:

- Dos efeitos da variação da irradiância incidente e da temperatura de operação da célula para os três modelos apresentados;
- De como os parâmetros de cada modelo influenciam no comportamento das curvas características.

Nesta análise, utilizou-se o módulo fotovoltaico da Kyocera KC200GT e seus parâmetros obtidos na seção 4.1.

4.2.1 Influência da irradiância nas curvas I-V e P-V

Inicialmente, manteve-se a temperatura constante em 25°C nos três modelos e variou-se a irradiância incidente em valores de 250W/m², 500W/m², 750W/m² e 1000W/m². Os resultados sob estas condições nas curvas características I-V e P-V para cada um dos modelos são mostrados nas Figuras 18 a 23.

Como se vê, a corrente gerada pelo módulo fotovoltaico é fortemente influenciada pela irradiância incidente: quanto maior a irradiância, maior será a corrente produzida. Por outro lado, a tensão de saída é pouco influenciada pela irradiância, permanecendo praticamente constante. Finalmente, observa-se que o aumento da irradiância resulta em aumento do ponto de operação da máxima potência gerada.

Figura 18. Curvas I-V (Modelo Ideal): variação da irradiância - KC200GT.

Fonte: Autoria própria.

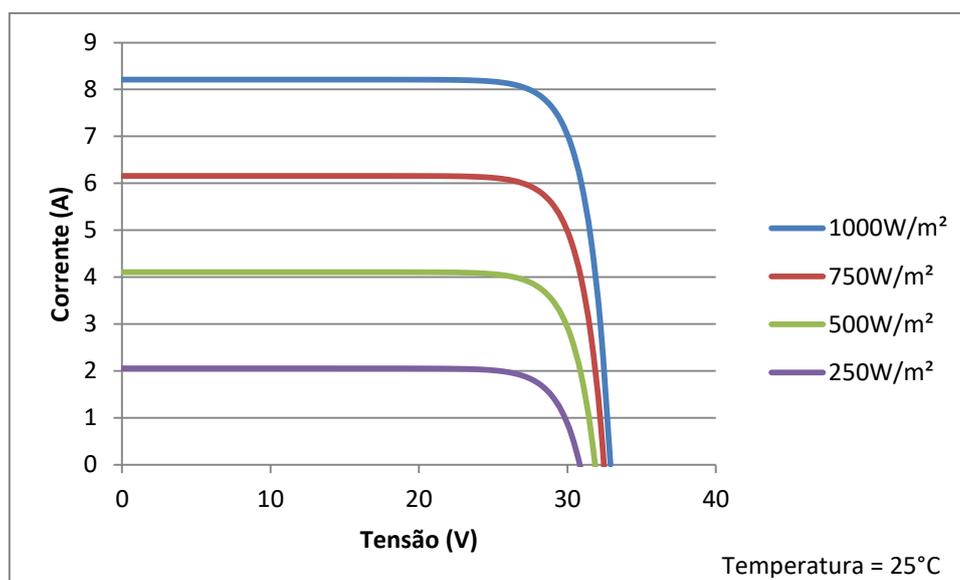


Figura 19. Curvas P-V (Modelo Ideal): variação da irradiância - KC200GT.

Fonte: Autoria própria.

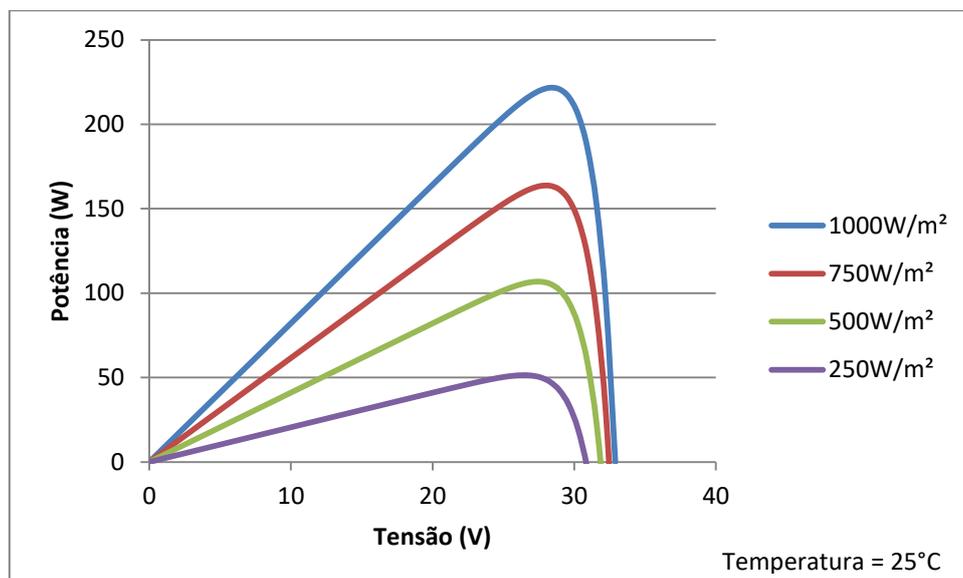


Figura 20. Curvas I-V (Modelo R_s): variação da irradiância - KC200GT.

Fonte: Autoria própria.

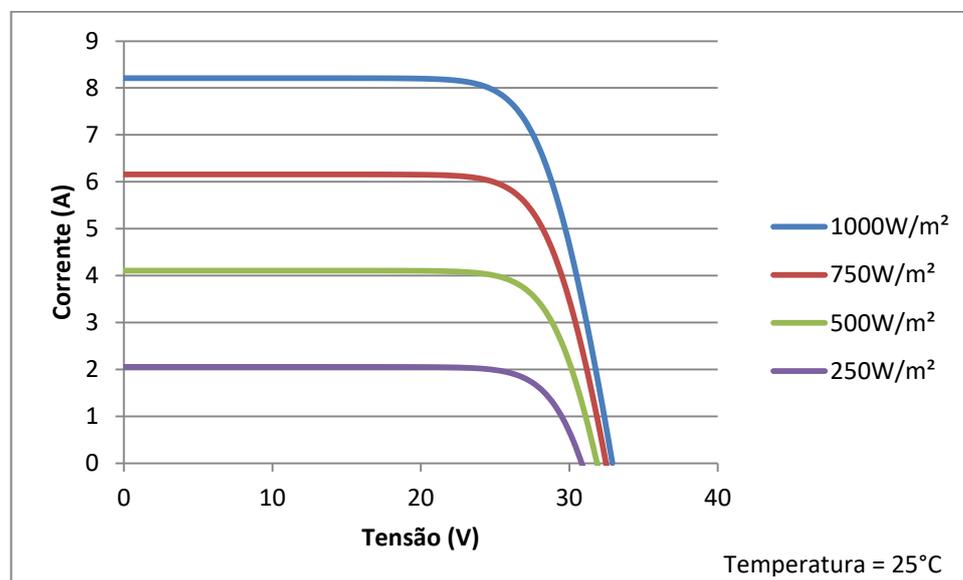


Figura 21. Curvas P-V (Modelo R_s): variação da irradiância - KC200GT.

Fonte: Autoria própria.

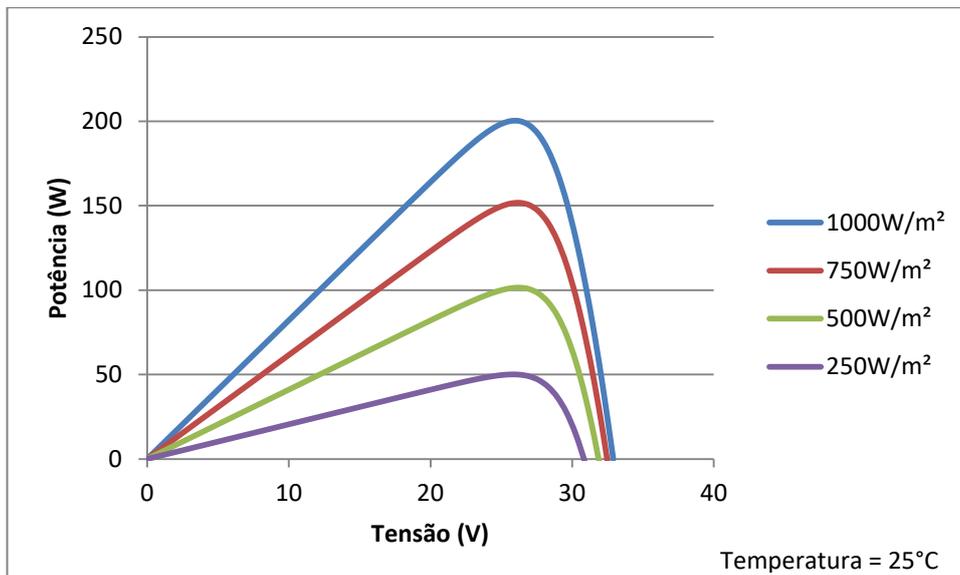


Figura 22. Curvas I-V (Modelo R_sR_p): variação da irradiância - KC200GT.

Fonte: Autoria própria.

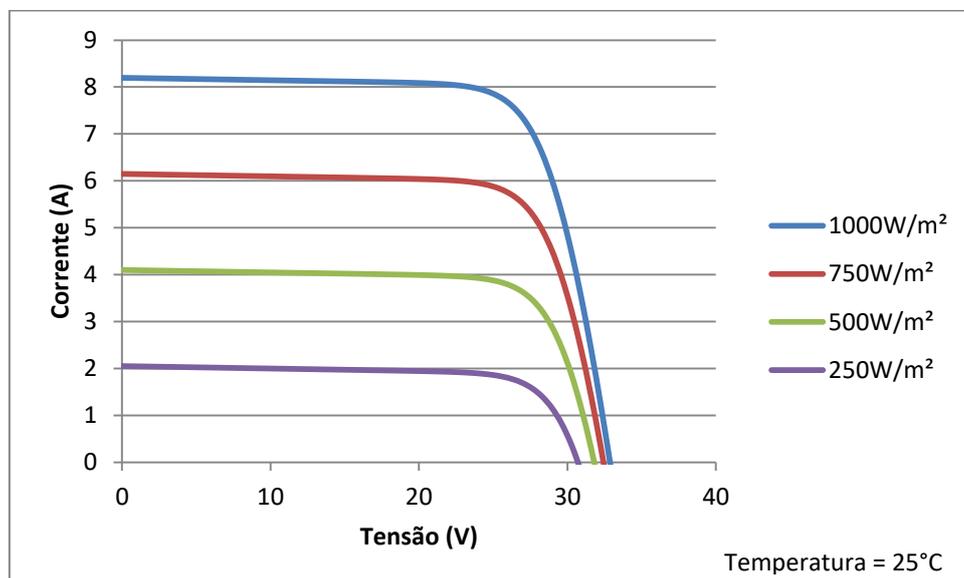
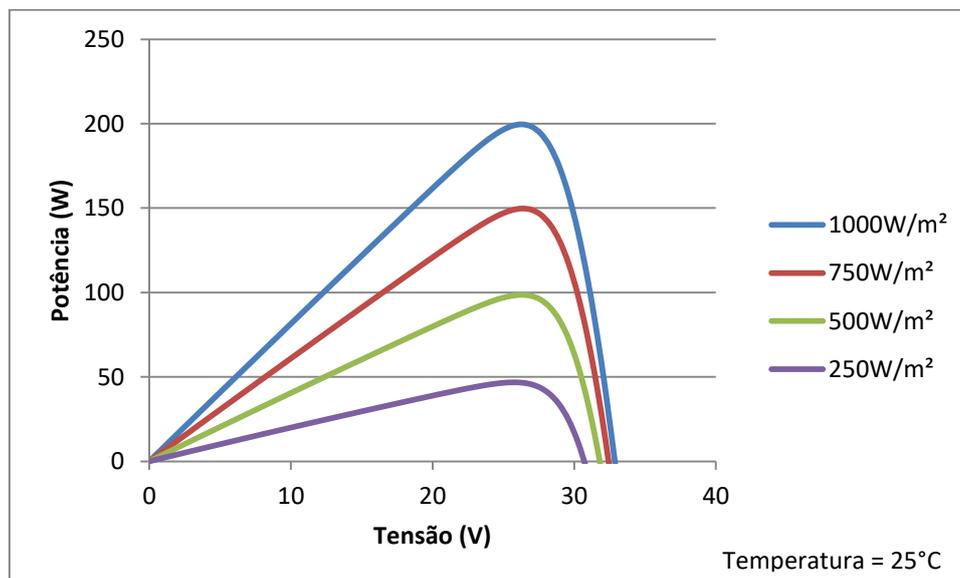


Figura 23. Curvas P-V (Modelo R_sR_p): variação da irradiância - KC200GT.

Fonte: Autoria própria.



4.2.2 Influência da temperatura nas curvas I-V e P-V

Em seguida, a irradiância foi mantida constante em 1000W/m^2 e variou-se a temperatura em 25°C , 50°C e 75°C . As curvas características I-V e P-V para cada um dos modelos são mostradas nas Figuras 24 a 29. Como se vê, a corrente gerada permanece praticamente constante com o aumento da temperatura de operação da célula. Em contrapartida, há uma redução na tensão de saída, da mesma forma que se reduz a potência gerada pelo módulo fotovoltaico.

Figura 24. Curvas I-V (Modelo Ideal): variação da temperatura - KC200GT.

Fonte: Autoria própria

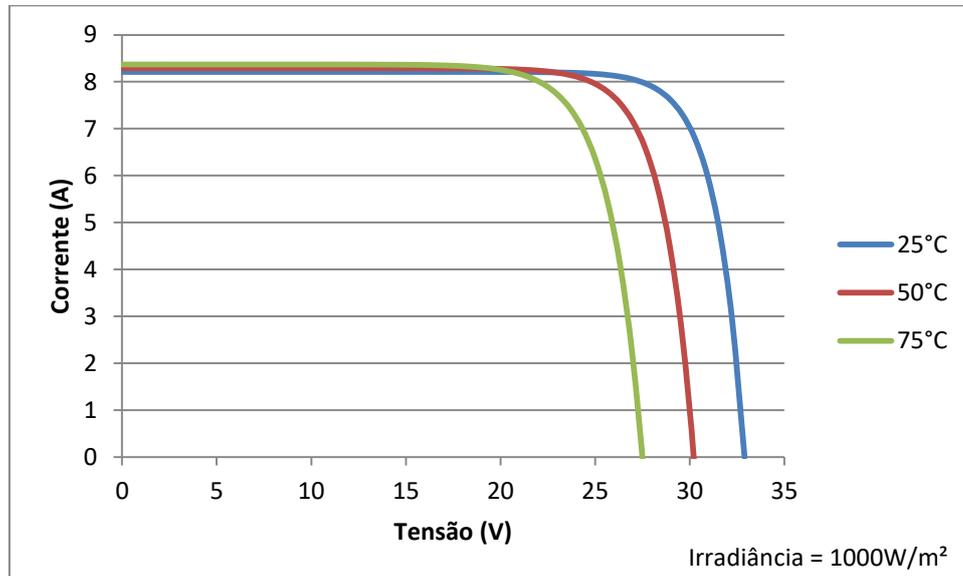


Figura 25. Curvas P-V (Modelo Ideal): variação da temperatura - KC200GT.

Fonte: Autoria própria

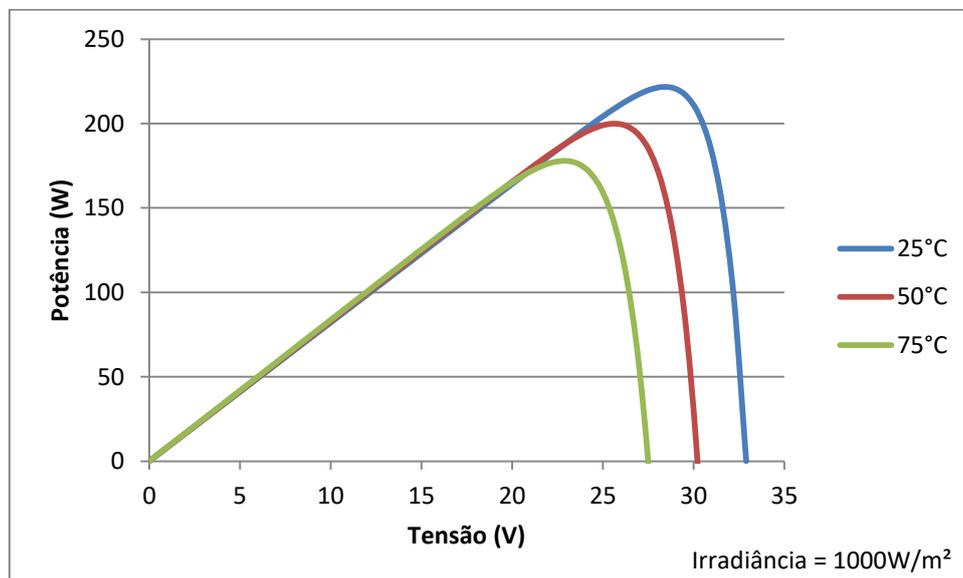
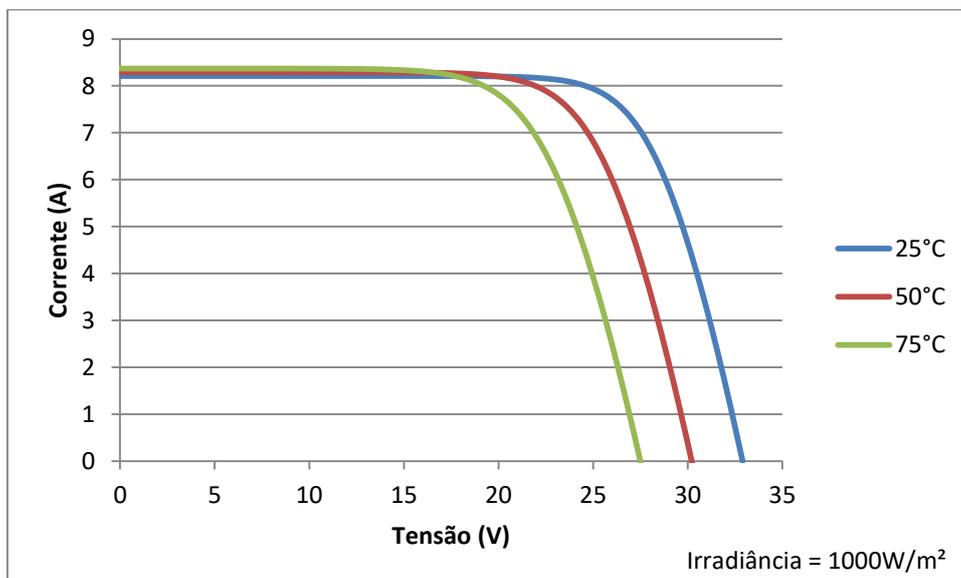


Figura 26. Curvas I-V (Modelo R_s): variação da temperatura - KC200GT.

Fonte: Autoria própria.

Figura 27. Curvas P-V (Modelo R_s): variação da temperatura - KC200GT.

Fonte: Autoria própria.

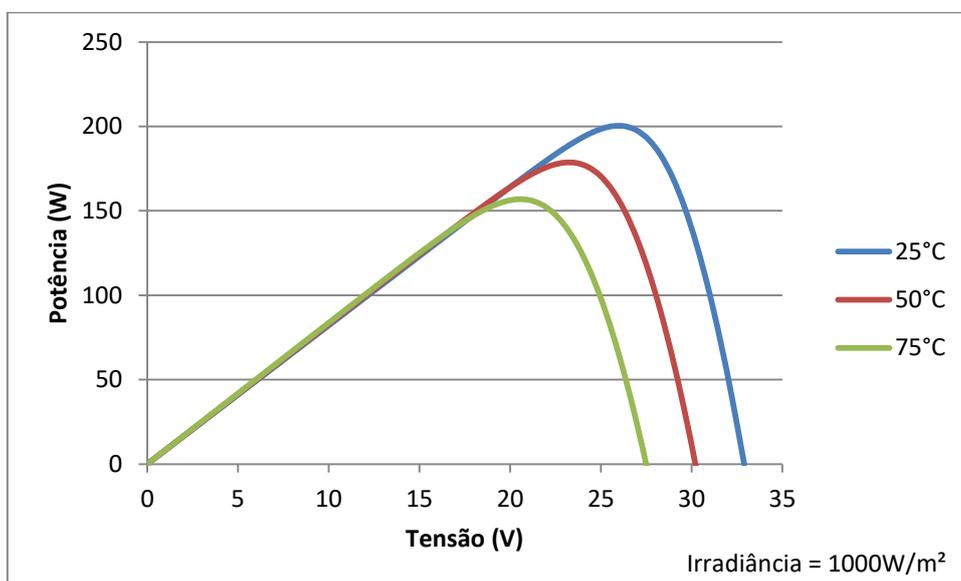


Figura 28. Curvas I-V (Modelo $R_S R_P$): variação da temperatura - KC200GT.

Fonte: Autoria própria

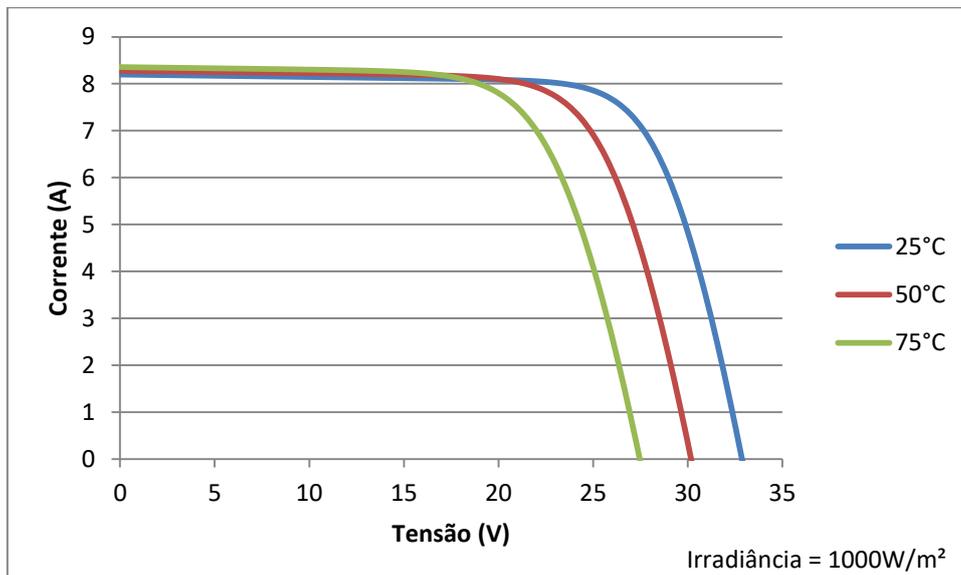
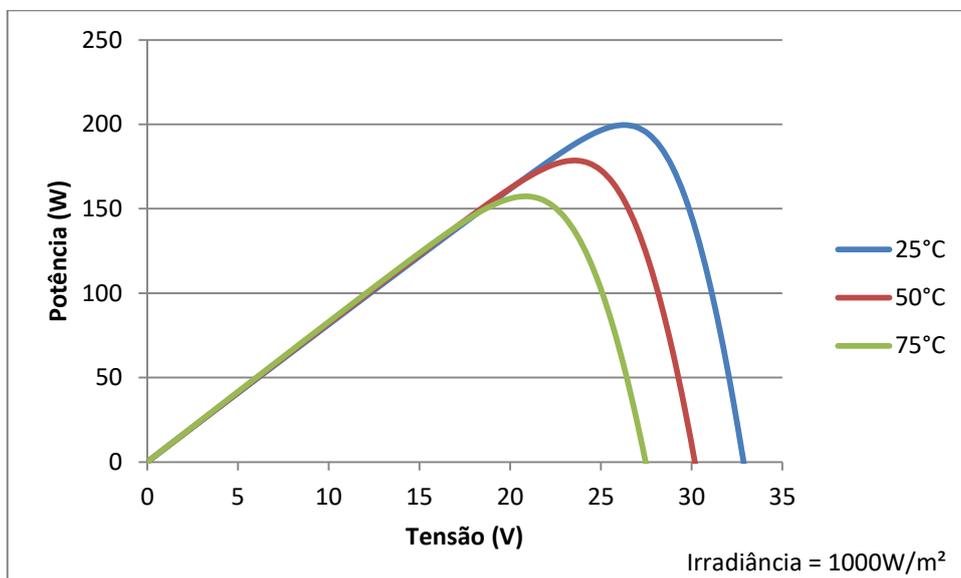


Figura 29. Curvas P-V (Modelo $R_S R_P$): variação da temperatura - KC200GT.

Fonte: Autoria própria



4.2.3 Influência da resistência em série nas curvas I-V e P-V

A introdução de uma resistência em série no modelo mais simplificado (Modelo Ideal) tem o objetivo de representar as perdas por Efeito Joule. Nesta seção foram

utilizados valores de irradiância de $1000\text{W}/\text{m}^2$, temperatura de 25°C e resistência em série, inicialmente de $0,354\ \Omega$, e depois variou-se para $2R_s$, $3R_s$ e $4R_s$. O módulo fotovoltaico utilizado para a análise foi o KC200GT. Nas Figuras 30 e 31 são visualizadas as curvas características I-V e P-V para o Modelo R_s . Os resultados mostram um grande impacto da resistência em série do módulo na inclinação da curva I-V em valores de tensão próximos à tensão de circuito-aberto. Além disso, concluiu-se que quanto maior o valor da resistência em série, maior será a dissipação de energia.

Figura 30. Curva I-V (Modelo R_s): variação da resistência em série - KC200GT.

Fonte: Autoria própria

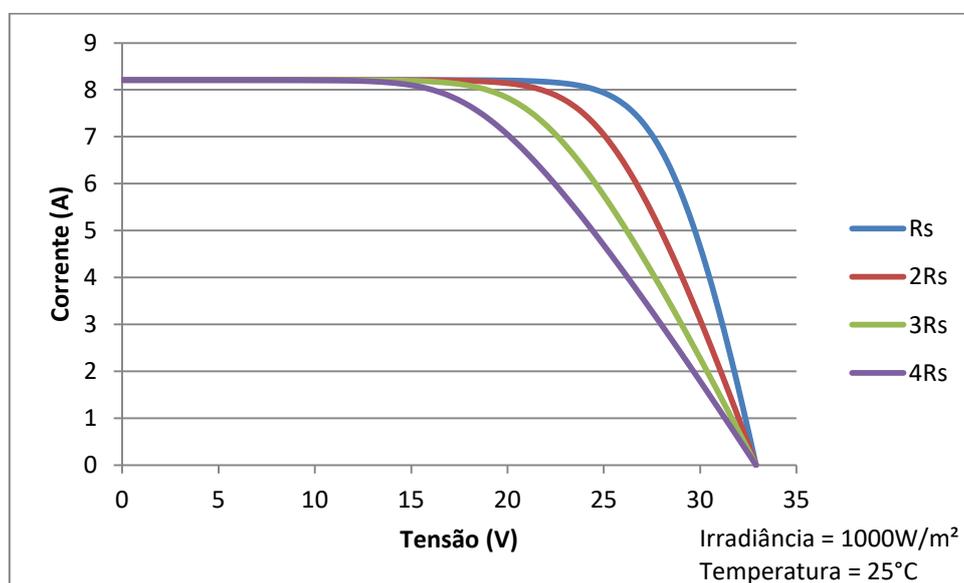
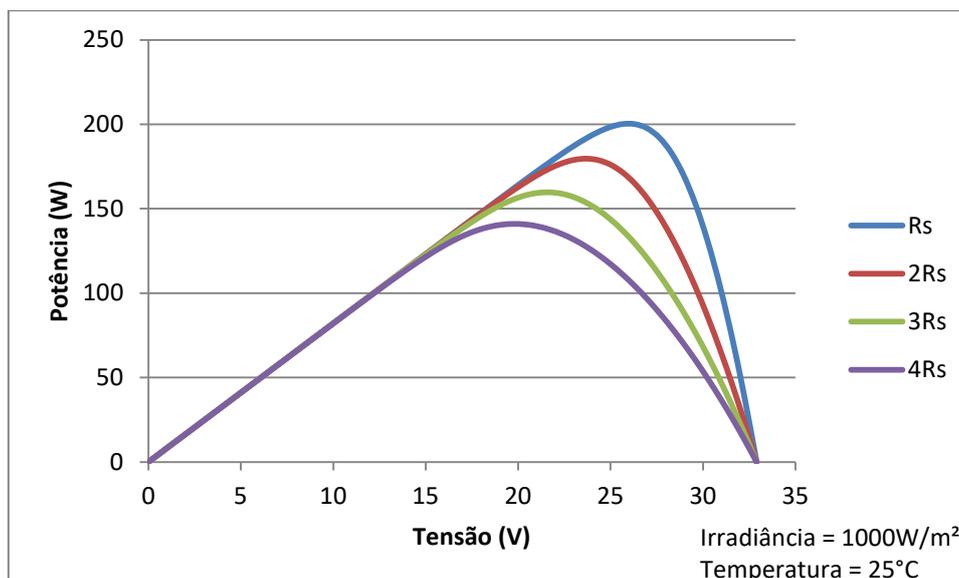


Figura 31. Curva P-V (Modelo R_s): variação da resistência em série - KC200GT.

Fonte: Autoria própria



4.2.4 Influência da resistência em paralelo nas curvas I-V e P-V

Nesta seção foram utilizados valores de irradiância de 1000 W/m², temperatura de 25°C e resistência série 0,354 Ω . A resistência em paralelo, inicialmente de 193,04 Ω , foi variada para 0,5 R_p , 0,1 R_p e 0,05 R_p . As curvas características I-V e P-V para o módulo KC200GT utilizando o Modelo R_sR_p , composto por resistência em série e paralelo são mostradas nas Figuras 32 e 33.

Figura 32. Curva I-V (Modelo R_sR_p): variação da resistência em paralelo - KC200GT.

Fonte: Autoria própria

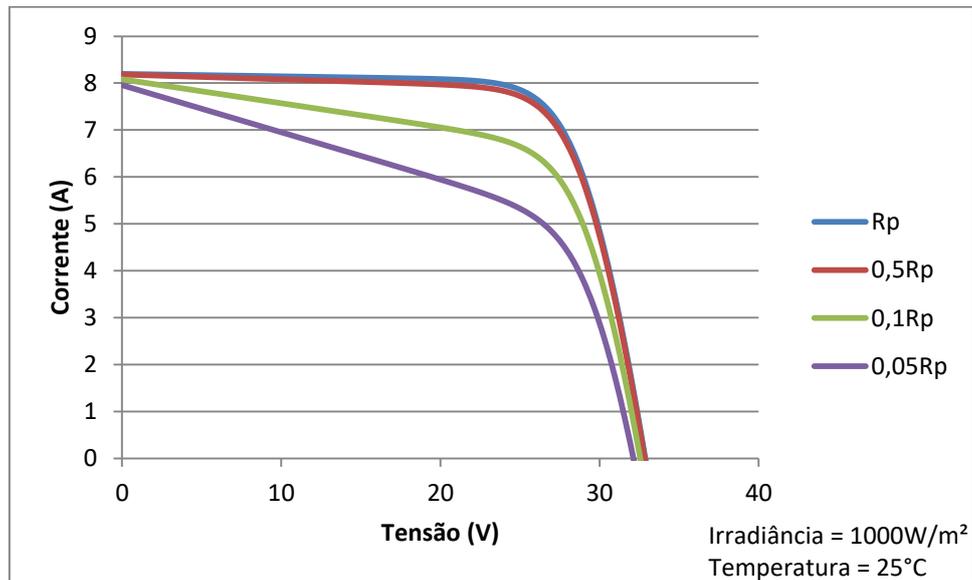
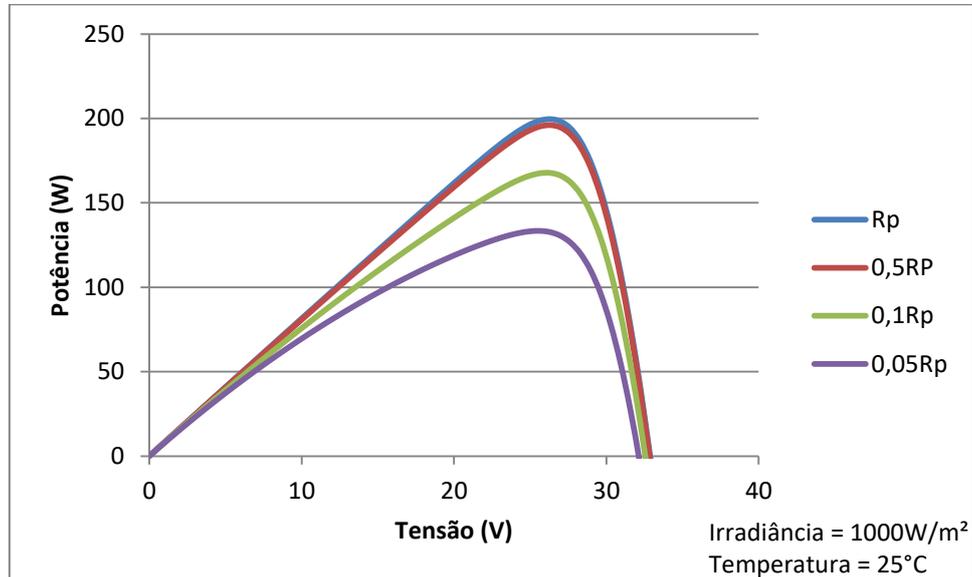


Figura 33. Curva P-V (Modelo R_sR_p): variação da resistência em paralelo - KC200GT.

Fonte: Autoria própria



4.3 MPPT - Rastreamento da Máxima Potência Fotovoltaica

Apesar de todas as vantagens apresentadas pela geração de energia através de células fotovoltaicas, a eficiência da conversão de energia atualmente, ainda é baixa e o custo inicial para sua inserção ainda é alto. Portanto, o uso de técnicas para extrair a potência máxima desses painéis, buscando alcançar a máxima eficiência na operação é uma tarefa crucial. Sob condições uniformes de irradiação solar, os painéis fotovoltaicos exibem um ponto de operação único onde a potência do painel é maximizada. Infelizmente, a característica de potência fotovoltaica não é linear e varia com o nível de irradiação solar e temperatura, o que torna a extração de potência máxima uma tarefa complexa, considerando as variações de carga (DE BRITO *et al.*, 2013).

Segundo ESRAM & CHAPMAN (2007) e PALUDO (2014), os métodos de rastreamento do ponto de máxima potência resumem-se a encontrar a tensão V_{MPP} ou a corrente I_{MPP} na qual um módulo fotovoltaico deve operar para obter a potência máxima P_{MPP} sob determinadas condições de irradiância e temperatura. Usando definição semelhante, COSTA (2010) afirma que o MPPT consiste, basicamente, em um conversor CC/CC com um algoritmo de controle que, de acordo com as condições ambientais de temperatura e irradiância e com as condições impostas pela carga, ajusta a tensão de saída do módulo de modo que o ponto de operação ocorra no ponto correspondente à máxima potência.

A literatura especializada da área reporta vários métodos MPPT. Em HOHM & ROPP (2000) são apresentados um resumo e as principais características de diversos métodos. No trabalho publicado por ESRAM & CHAPMAN (2007) há um compilado da grande maioria dos trabalhos e técnicas apresentadas em MPPT, onde são abordados mais de 90 artigos relativos a diferentes métodos MPPT publicados até então. Constatou-se a proposição de pelo menos 19 métodos distintos. Os métodos Perturba e Observa (P&O) e o Condutância Incremental, por exemplo, são alguns

dos principais métodos consolidados na literatura. O fato de a maioria dos sistemas fotovoltaicos estarem equipados com este dispositivo reforça a necessidade de dispor de um método eficiente de cálculo da máxima potência, pois supõe-se que os módulos funcionem sempre nesse ponto de operação (CASTRO, 2004). Desta forma, neste trabalho foi admitido que o GSF opera sempre no ponto de máxima potência.

4.4 Análise Comparativa dos Modelos no Ponto de Máxima Potência

Aplicando os parâmetros dos módulos fotovoltaicos KC200GT, SQ80 e KD135SX obtidos na seção 4.1, realizou-se a simulação dos modelos na Condição Padrão de Teste - CPT ($1000\text{W}/\text{m}^2$ e 25°C). Para avaliar a exatidão dos três modelos programados no SIMULINK, a literatura propõe que sejam determinadas a corrente, a tensão e a potência na saída do módulo em três condições de operação distintas: curto-circuito, circuito aberto e ponto de máxima potência. Os valores calculados podem então, ser comparados com os fornecidos pelo fabricante em cada um destes pontos, tendo em vista que estas informações sempre são fornecidas pela folha de dados.

Inicialmente, o painel fotovoltaico KC200GT foi avaliado (Tabela 14). Os valores correspondentes ao ponto de máxima potência são apresentados a seguir.

Tabela 14. Folha de dados KC200GT.

Fonte: (KC200GT DATASHEET) - Adaptado.

Folha de dados do módulo fotovoltaico KC200GT ($1000\text{W}/\text{m}^2$ e 25°C)	
Potência máxima (P_{mpp})	200 W
Tensão na máxima potência (V_{mpp})	26,3 V
Corrente na máxima potência (I_{mpp})	7,61 A

As curvas fornecidas pelo fabricante são mostradas nas Figuras 34 e 35.

Figura 34. Curva característica I-V: KC200GT - Variação da temperatura.

Fonte: (KC200GT DATASHEET) - Adaptado.

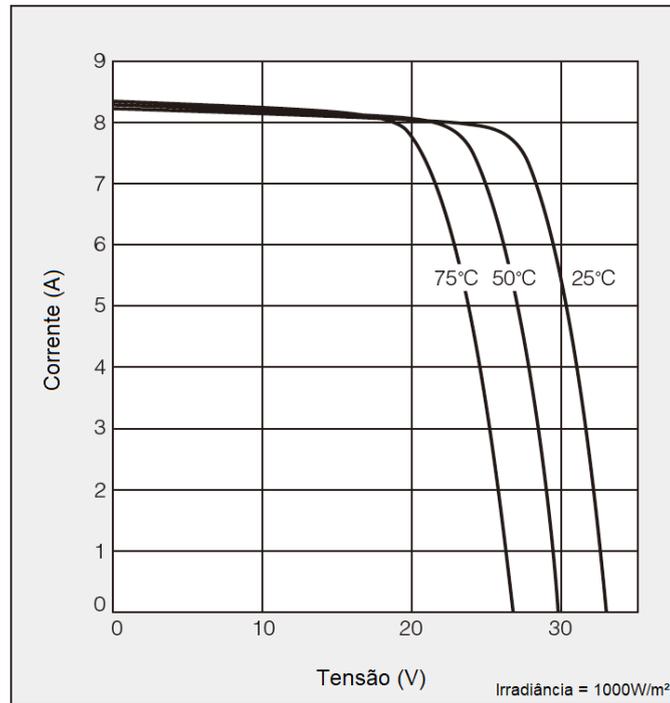
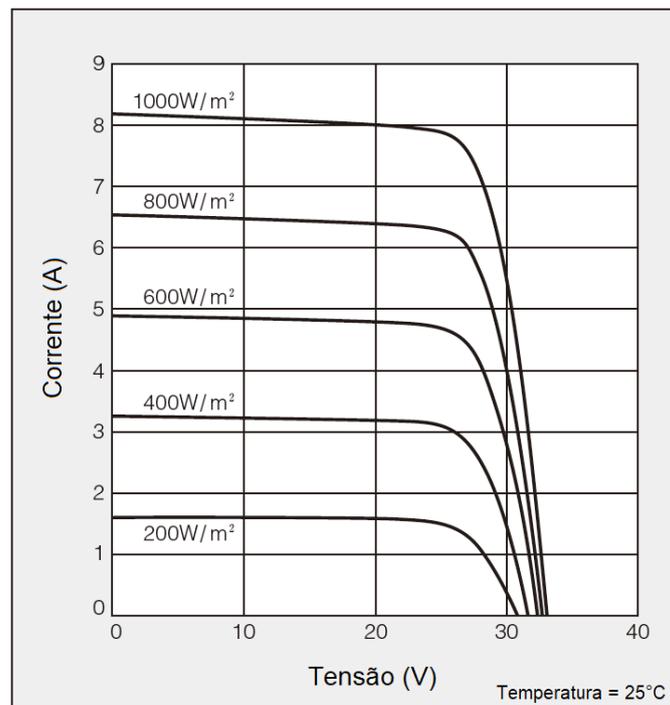


Figura 35. Curva característica I-V: KC200GT - Variação da irradiância.

Fonte: (KC200GT DATASHEET) - Adaptado.



As curvas características obtidas no SIMULINK para cada um dos modelos na CPT são apresentadas nas Figuras 36 e 37.

Figura 36. Curva característica I-V calculada: KC200GT - CPT.

Fonte: Autoria própria.

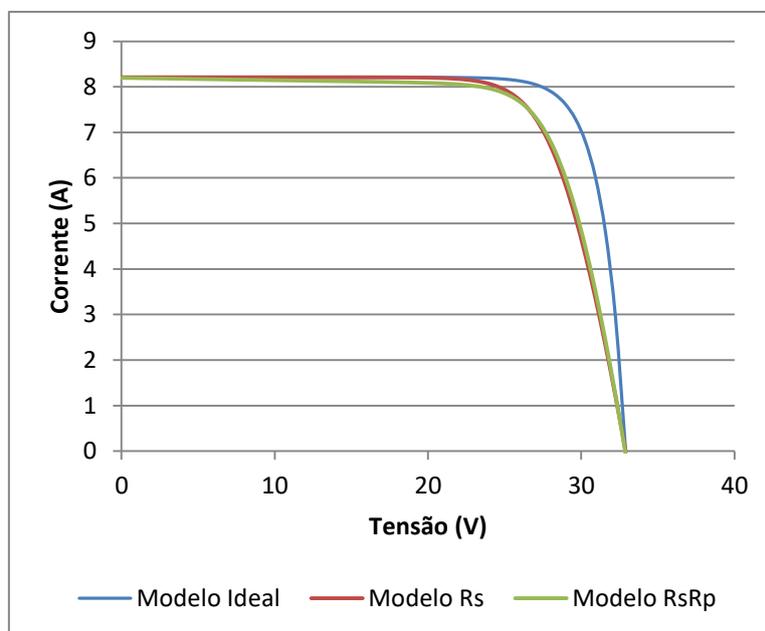
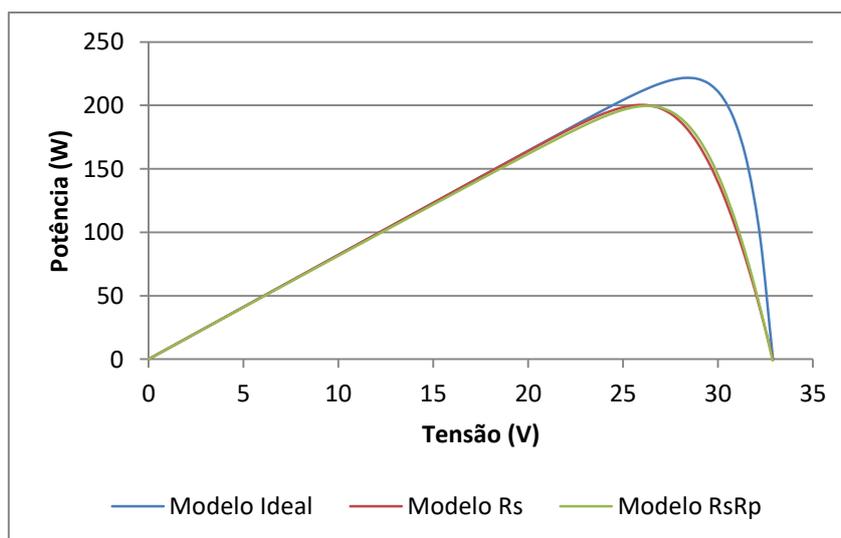


Figura 37. Curva característica P-V calculada: KC200GT - CPT.

Fonte: Autoria própria.



Visando uma análise mais apurada dos modelos com relação à exatidão dos seus resultados, compararam-se os valores obtidos por cada modelo para potência de

pico, tensão e corrente no ponto de máxima potência, tomando como referência os valores da folha de dados do fabricante. Os resultados para cada modelo são apresentados na Tabela 15.

Tabela 15. Análise comparativa dos modelos no ponto de máxima potência: KC200GT.

Fonte: Autoria própria.

	Referência (Fabricante)	Modelo Ideal	Modelo com R_s	Modelo com R_s e R_p	Erro percentual		
					Modelo Ideal	Modelo com R_s	Modelo com R_s e R_p
P_{mpp}	200 W	221,66 W	200,16 W	199,58 W	10,83%	0,08%	0,21%
I_{mpp}	7,61 A	7,83 A	7,80 A	7,58 A	2,89%	2,50%	0,39%
V_{mpp}	26,3 V	28,29 V	25,66 V	26,32 V	7,57%	2,43%	0,08%

Em seguida, fez-se uma análise do painel fotovoltaico SQ80. As grandezas elétricas para o instante de máxima potência são mostradas na Tabela 16.

Tabela 16. Folha de dados SQ80.

Fonte: (SQ80 DATASHEET) - Adaptado.

Folha de dados do módulo fotovoltaico Shell SQ80 (1000W/m ² e 25°C)	
Potência máxima (P_{mpp})	80 W
Tensão na máxima potência (V_{mpp})	17,5 V
Corrente na máxima potência (I_{mpp})	4,58 A

As curvas fornecidas pelo fabricante são apresentadas nas Figuras 38 e 39.

Figura 38. Curva característica I-V: SQ80 - Variação da temperatura.

Fonte: (SQ80 DATASHEET).

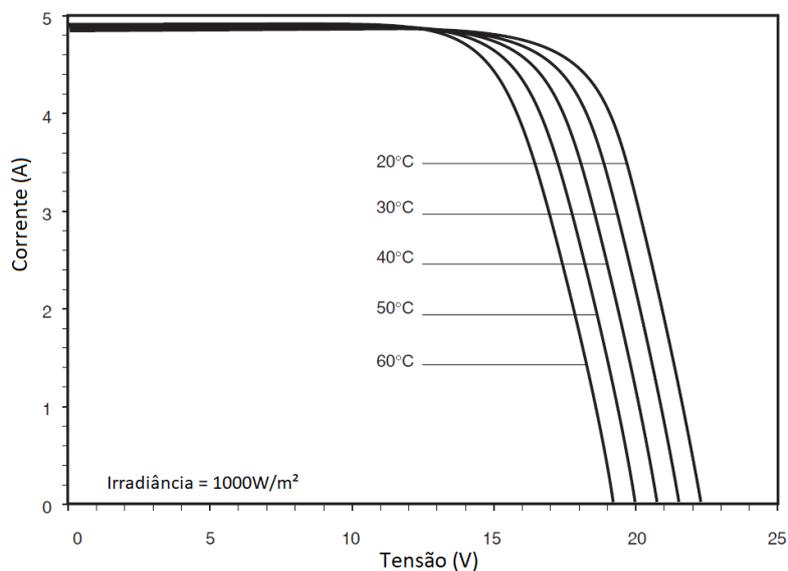
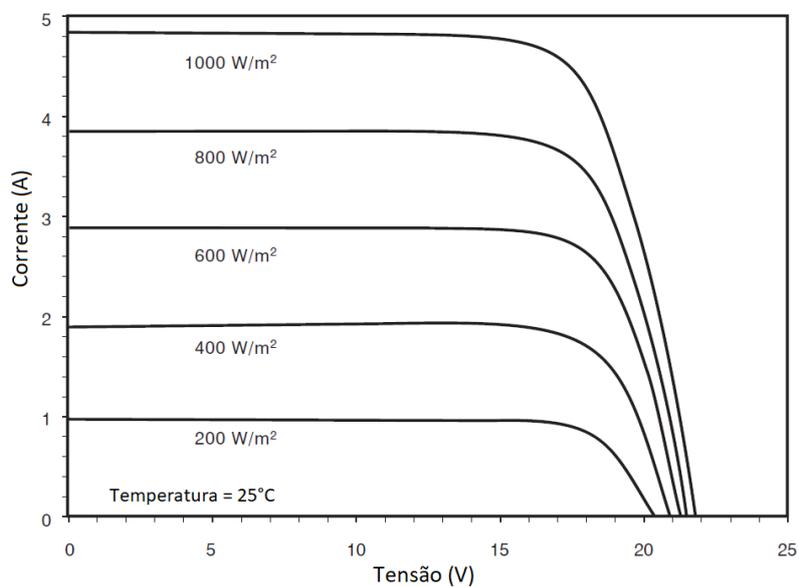


Figura 39. Curva característica I-V: SQ80 - Variação da irradiância.

Fonte: (SQ80 DATASHEET).



As curvas características obtidas para cada um dos modelos para o módulo SQ80 na CPT são mostradas nas Figuras 40 e 41.

Figura 40. Curva característica I-V calculada: SQ80.

Fonte: Autoria própria.

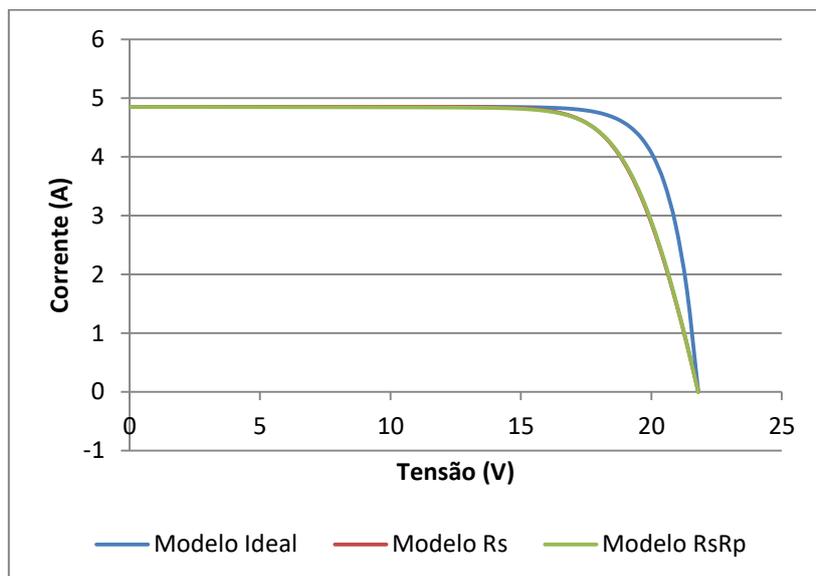
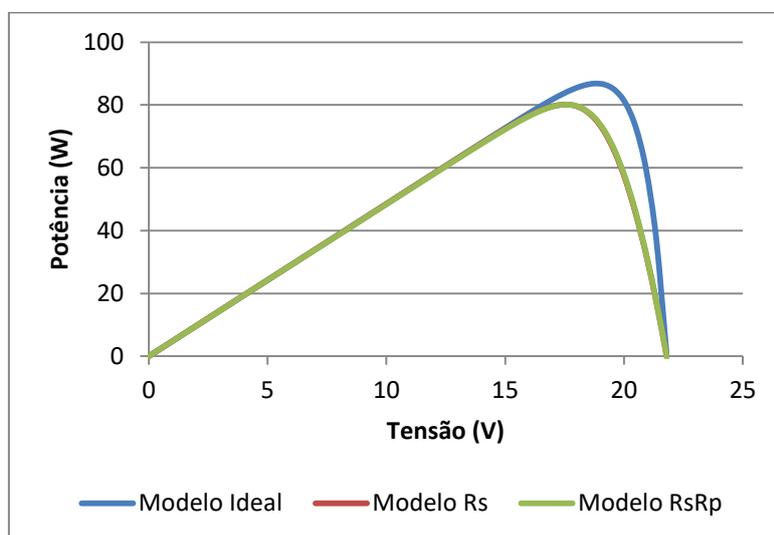


Figura 41. Curva característica P-V calculada: SQ80.

Fonte: Autoria própria.



Os valores de potência máxima, tensão e corrente no ponto de máxima potência obtidos em cada modelo são detalhados na Tabela 17 e comparados com os valores de referência da folha de dados do fabricante.

Tabela 17. Análise comparativa dos modelos no ponto de máxima potência: SQ80.

Fonte: Autoria própria.

	Referência (Fabricante)	Modelo Ideal	Modelo com R_s	Modelo com R_s e R_p	Erro percentual		
					Modelo Ideal	Modelo com R_s	Modelo com R_s e R_p
P_{mpp}	80 W	86,8136 W	80,1233 W	80,0808 W	8,52%	0,154%	0,10%
I_{mpp}	4,58 A	4,6306 A	4,5942 A	4,5918 A	1,10%	0,31%	0,26%
V_{mpp}	17,5 V	18,7480 V	17,44 V	17,44 V	7,13%	0,34%	0,34%

Como se observa, o Modelo Ideal apresentou erros elevados, enquanto os Modelos R_s e R_sR_p resultaram em erros relativamente baixos, conforme esperado. Isso se deve ao fato de que nestes modelos os parâmetros R_s e R_p foram determinados a partir de um método que determina parâmetros que resultem no ponto de máxima potência.

O último módulo fotovoltaico a ser avaliado foi o KD135SX, cujos valores para operação em máxima potência são apresentados a seguir.

Tabela 18. Folha de dados KD135SX.

Fonte: Adaptado de KD135SX DATASHEET.

Folha de dados do módulo fotovoltaico KD135SX (1000W/m ² e 25°C)	
Potência máxima (P_{mpp})	135 W
Tensão na máxima potência (V_{mpp})	17,7 V
Corrente na máxima potência (I_{mpp})	7,63 A

Neste caso, o fabricante não forneceu nenhuma das curvas características, mas disponibilizou os valores das principais grandezas elétricas no ponto de máxima potência. Após simular os três modelos para o painel fotovoltaico em questão, foram obtidas as curvas características mostradas a seguir.

Figura 42. Curva característica I-V calculada: KD135SX.

Fonte: Autoria própria.

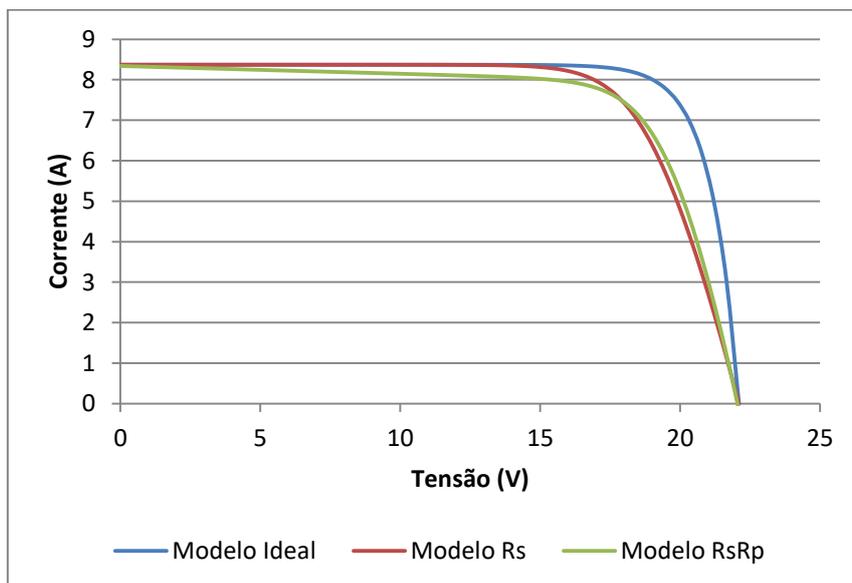
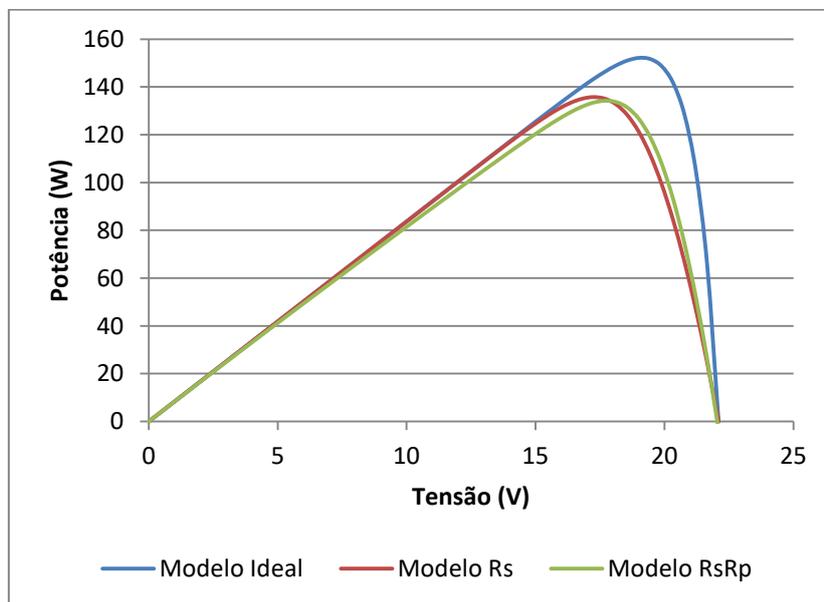


Figura 43. Curva característica P-V calculada: KD135SX.

Fonte: Autoria própria.



Os valores encontrados para cada modelo no ponto de máxima potência na CPT são apresentados na Tabela 19.

Tabela 19. Análise comparativa dos modelos no ponto de máxima potência: KD135SX.

Fonte: Autoria própria.

	Referência (Fabricante)	Modelo Ideal	Modelo com R_s	Modelo com R_s e R_p	Erro percentual		
					Modelo Ideal	Modelo com R_s	Modelo com R_s e R_p
P_{mpp}	135 W	152,1444 W	135,7384 W	134,1959 W	12,70%	0,55%	0,60%
I_{mpp}	7,63 A	8,0051 A	7,8744 A	7,5903 A	4,91%	3,2%	0,52%
V_{mpp}	17,7 V	19,0060 V	17,2380 V	17,68 V	7,38%	2,61%	0,11%

Neste caso, o fabricante também forneceu as grandezas elétricas no ponto de máxima potência para outra condição climática, com irradiância em $800\text{W}/\text{m}^2$, temperatura ambiente de 20°C e temperatura de operação de 45°C . Logo, foi possível calcular o erro resultante para cada modelo em uma condição distinta da CPT, conforme mostrado na Tabela 20.

Tabela 20. Análise comparativa dos modelos no ponto de máxima potência: KD135SX (condições climáticas distintas).

Fonte: Autoria própria.

	Referência (Fabricante)	Modelo Ideal	Modelo com R_s	Modelo com R_s e R_p	Erro percentual		
					Modelo Ideal	Modelo com R_s	Modelo com R_s e R_p
P_{mpp}	97 W	109,1579 W	98,5654 W	96,6292 W	12,53%	1,61%	0,38%
I_{mpp}	6,1 A	6,3324 A	6,3714 A	6,0727 A	3,81%	4,45%	0,45%
V_{mpp}	16 V	17,2380 V	15,47 V	15,9120 V	7,74%	3,31%	0,55%

Observa-se que para todos os módulos fotovoltaicos, o Modelo R_sR_p apresentou a curva característica I-V com formato “mais próximo” da curva fornecida pelo fabricante. De modo geral, as grandezas elétricas obtidas no ponto de máxima potência resultaram em erros menores para o Modelo R_sR_p . O Modelo R_s também apresentou erros relativamente baixos, mostrando que o método de determinação de parâmetros teve bom desempenho.

Capítulo 5 - Simulação Computacional dos Modelos no OpenDSS

Este capítulo apresenta um resumo da etapa de programação do sistema-teste, descrevendo as etapas de construção e instalação dos modelos. O Modelo R_s foi utilizado como referência por apresentar a melhor relação custo x benefício, tomando-se como base os resultados apresentados na seção 4.4. Além disso, um modelo de GSF disponibilizado pelo *software* OpenDSS também foi utilizado visando validação dos resultados.

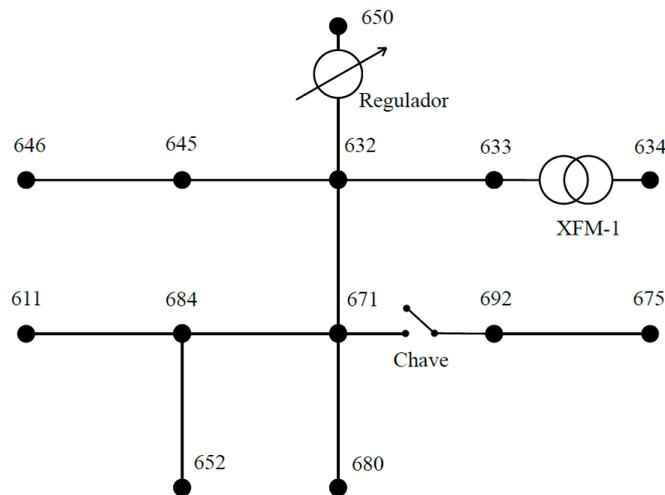
5.1 Sistema-Teste – IEEE 13 Barras

O processo de escolha do sistema-teste levou em consideração a proposição da ANEEL de que estudos de fluxo de carga em SDEE de média e baixa tensão sejam realizados contemplando o efeito do desequilíbrio de tensões (ANEEL, 2014). Neste sentido, selecionou-se o sistema IEEE 13 barras (IEEE, 1992), mostrado na Figura 44.

Esse sistema é largamente conhecido na literatura técnica e utilizado por pesquisadores e acadêmicos. É um sistema de 4,16 kV radial, com tronco principal medindo 1,5240 km (alimentador curto) e fortemente carregado. O sistema possui banco de capacitores *shunt*, transformadores instalados nas linhas, cargas e linhas monofásicas, bifásicas e trifásicas, sendo as cargas desequilibradas e com diferentes modelos de conexão.

Figura 44. Sistema-teste IEEE 13 barras.

Fonte: FREITAS (2015).



5.2 Seleção do Modelo das Cargas

É fato que o modelo da carga tem influência decisiva nos estudos de fluxo de carga. Conforme DRESCH (2014), as cargas em um SDEE se comportam conforme os seguintes modelos estáticos polinomiais:

- Potência constante (PQ): a potência independe da variação da amplitude da tensão.
- Corrente constante (I): a potência varia linearmente com a variação da amplitude da tensão.
- Impedância constante (Z): a potência varia com o quadrado da variação da amplitude da tensão.

O sistema-teste possui cargas concentradas trifásicas e monofásicas, cujas características estão apresentadas na Tabela 21.

O sistema-teste possui ainda, uma carga distribuída, cujas características estão apresentadas na Tabela 22. Para esta carga, o modelo utilizado foi o de potência constante.

Tabela 21. Cargas concentradas da rede teste IEEE 13 barras

Fonte: BAUGHMAN *et al* (2016).

Barra	Carga	Fase A		Fase B		Fase C		
		Conexão-Modelo	kW	kvar	kW	kvar	kW	kvar
634	Y-PQ		160	110	120	90	120	90
645	Y-PQ		0	0	170	125	0	0
646	D-Z		0	0	230	132	0	0
652	Y-Z		128	86	0	0	0	0
671	D-PQ		385	220	385	220	385	220
675	Y-PQ		485	190	68	60	290	212
692	D-I		0	0	0	0	170	151
611	Y-I		0	0	0	0	170	80

Tabela 22. Carga distribuída da rede teste IEEE 13 barras

Fonte: BAUGHMAN *et al* (2016).

Trecho	Carga	Fase A		Fase B		Fase C		
		Conexão-Modelo	kW	Kvar	kW	Kvar	kW	Kvar
632-671	Y-PQ		17	10	66	38	117	68

5.3 Curvas de Carga Diárias

No OpenDSS, o fluxo de potência pode ser executado em diferentes modos, incluindo os modos:

- **Padrão:** computa o fluxo de potência para um único instante de tempo. Em geral, esse modo é usado para estudos nos quais se pretende conhecer as condições limites do circuito, ou seja, máxima e mínima demanda.
- **Diário:** usualmente, computa o fluxo de potência para cada hora do dia, ou seja, 24 vezes.

Buscando representar com maior fidelidade as variações temporais da carga e da geração ao longo do dia, o fluxo de potência foi executado no modo diário em intervalos discretos de 15 minutos, o que resultou em 96 cálculos. Para isto, foi necessário definir curvas de carga para cada consumidor da rede. A representação das curvas de demanda seguiu os perfis residencial e industrial fornecidos pelo

próprio OpenDSS, com intervalo de tempo igual a 15 minutos durante 24 horas (Figuras 45 e 46).

Figura 45. Curva de carga industrial.

Fonte: Autoria própria.

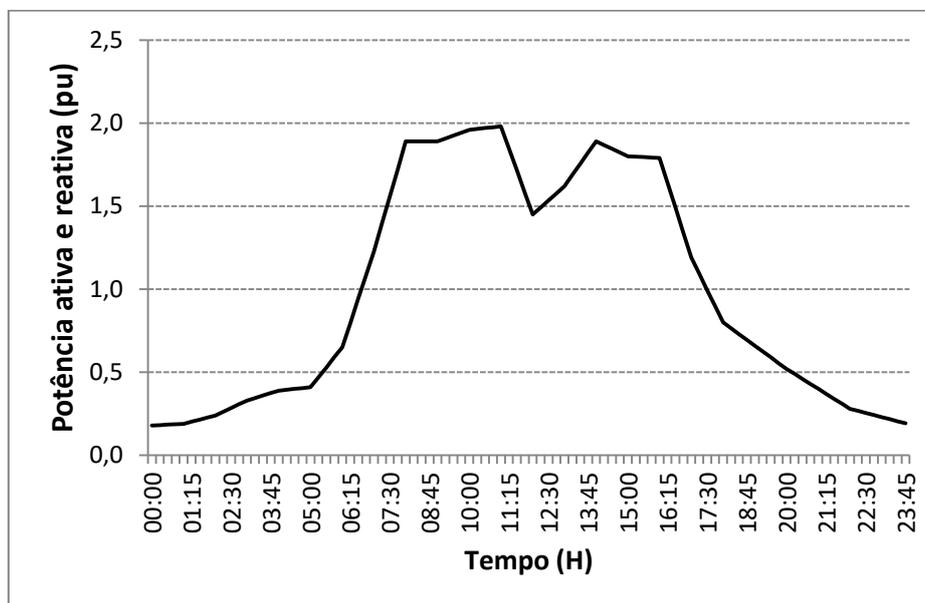
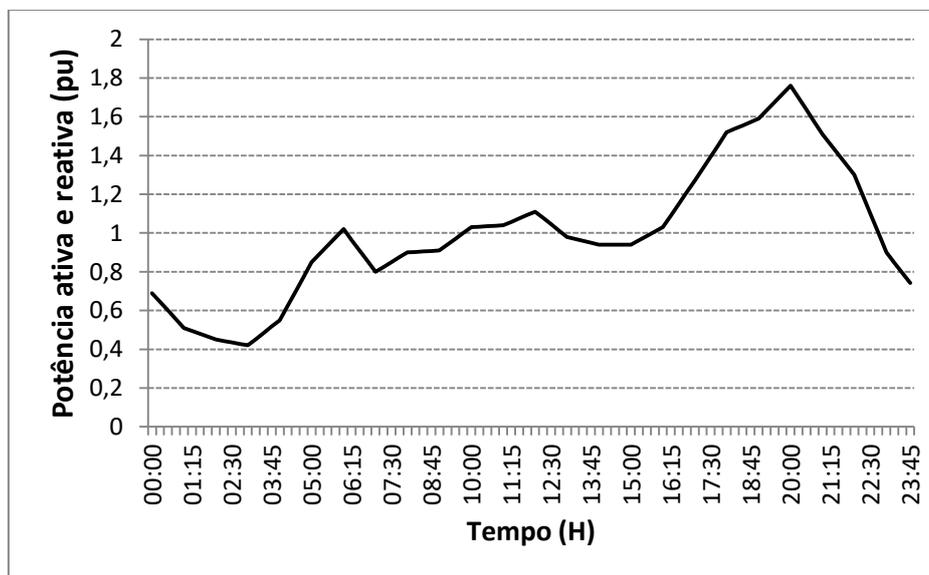


Figura 46. Curva de carga residencial.

Fonte: Autoria própria.



A atribuição dos perfis de demanda às barras de carga do sistema-teste seguiu o mesmo procedimento adotado por FREITAS (2015). Na Tabela 23 é apresentada a associação de cada carga à sua respectiva curva de carga.

Tabela 23. Cargas e suas respectivas curvas de carga.

Fonte: (FREITAS, 2015).

Carga	Curva de carga
634	Residencial
645	Residencial
646	Residencial
652	Residencial
671	Industrial
675	Residencial
692	Residencial
611	Residencial

5.4 Potência Obtida a Partir das Curvas de Irradiância e Temperatura da UFCG

No estudo foram usados dados coletados pelo Laboratório de Eletrônica Industrial e Acionamentos de Máquinas da Universidade Federal de Campina Grande (LEIAM/UFCG). Resumidamente, o sistema é composto por módulos fotovoltaicos, sensor pirômetro usado para medir a irradiação solar sobre os módulos e um *datalogger*, responsável por armazenar todas as informações coletadas.

As leituras foram efetuadas em intervalos de 15 segundos, durante um período de 24 horas, durante o mês de dezembro de 2014. Computou-se então a média das leituras de modo a se obter intervalos de 15 minutos entre as amostras, baseado no intervalo de amostra de demanda utilizado no Brasil. Assim, o período de 24 horas foi subdividido em 96 intervalos, com os dados correspondendo à média aritmética das respectivas leituras nesses intervalos, o que resultou nas Figuras 47 e 48.

Figura 47. Curva de irradiância - UFCG.

Fonte: LEIAM/UFCG.

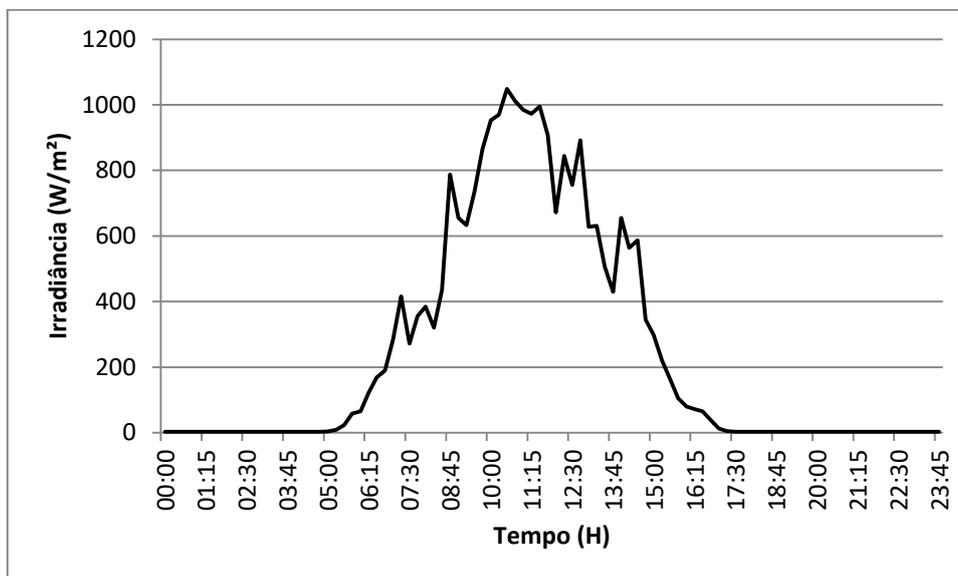
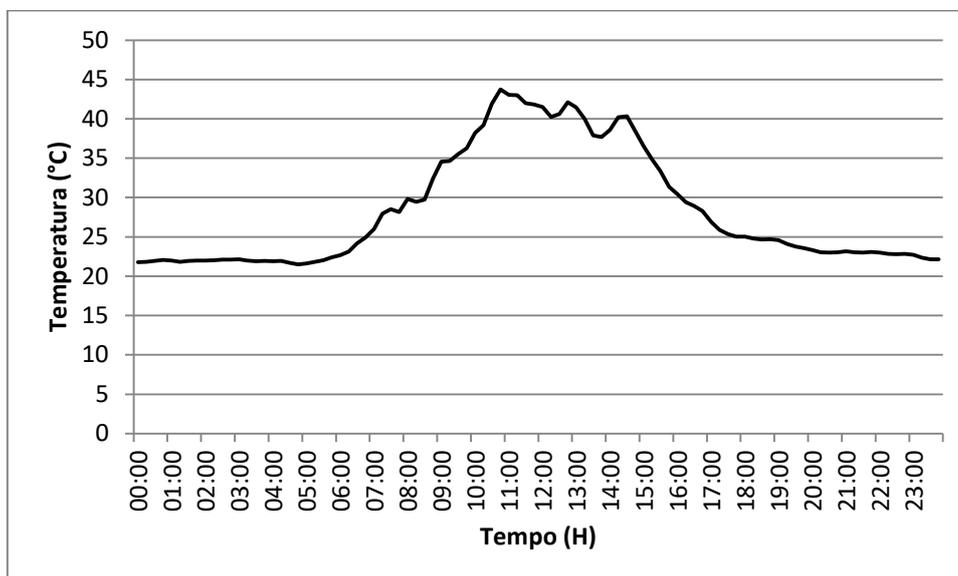


Figura 48. Curva de temperatura de operação do painel - UFCG.

Fonte: LEIAM/UFCG.



Aplicando as curvas de irradiância e temperatura como entradas dos modelos construídos no SIMULINK, foram obtidos valores da máxima potência produzida por cada um dos modelos para as condições reais.

O cenário de projeto solar fotovoltaico adotado neste trabalho teve como foco a minigeração distribuída. De acordo com a atualização da Resolução Normativa N° 482/2012 realizada em 2017, a minigeração distribuída é aquela com potência acima de 75 kW e menor ou igual a 5 MW e conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (ANEEL, 2017). Aplicações deste porte normalmente correspondem à instalação de painéis fotovoltaicos na cobertura de prédios ou fábricas. Como exemplo, pode-se citar o projeto de eficiência energética para a sede da ANEEL em Brasília, onde serão instalados 1760 painéis em três prédios totalizando uma potência instalada de 510,40 kW e expectativa de que cerca de 20% da energia utilizada pela ANEEL seja atendida pela minigeração.

Utilizando-se este projeto como referência, admitiu-se uma pequena usina de 500 kW composta por 2500 painéis fotovoltaicos KC200GT da fabricante Kyocera, sendo cada painel com potência individual de 200 W, inserida ao sistema-teste. A carga total do sistema é de 3466 kW, de modo que a geração solar fotovoltaica inserida é responsável por suprir aproximadamente 14% da demanda do sistema.

As potências produzidas pelo GSF de 500 kW para as condições citadas de irradiância e temperatura são mostradas nos gráficos das Figuras 49 a 51.

Figura 49. Potência produzida pelo GSF - Modelo Ideal.

Fonte: Autoria própria.

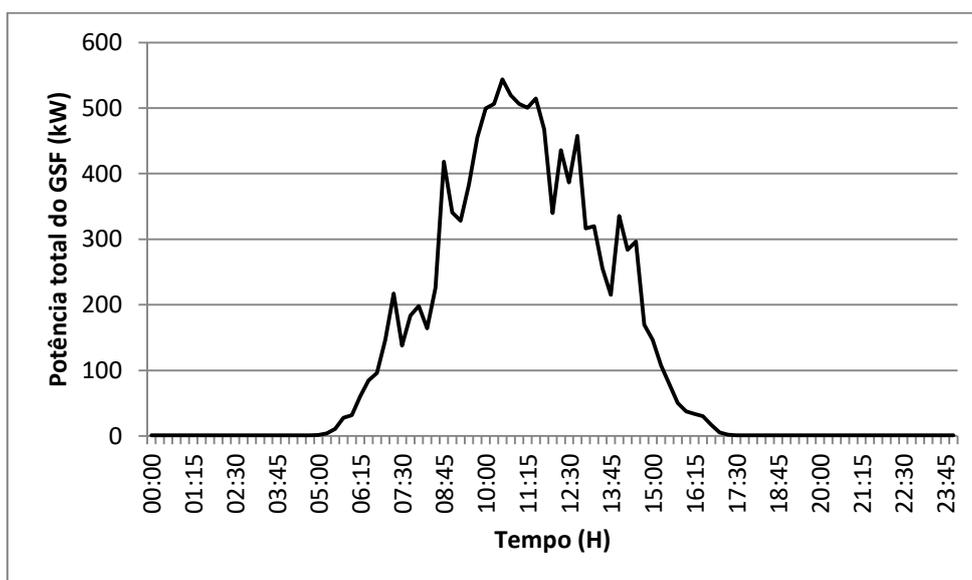


Figura 50. Potência produzida pelo GSF - Modelo R_S.

Fonte: Autoria própria.

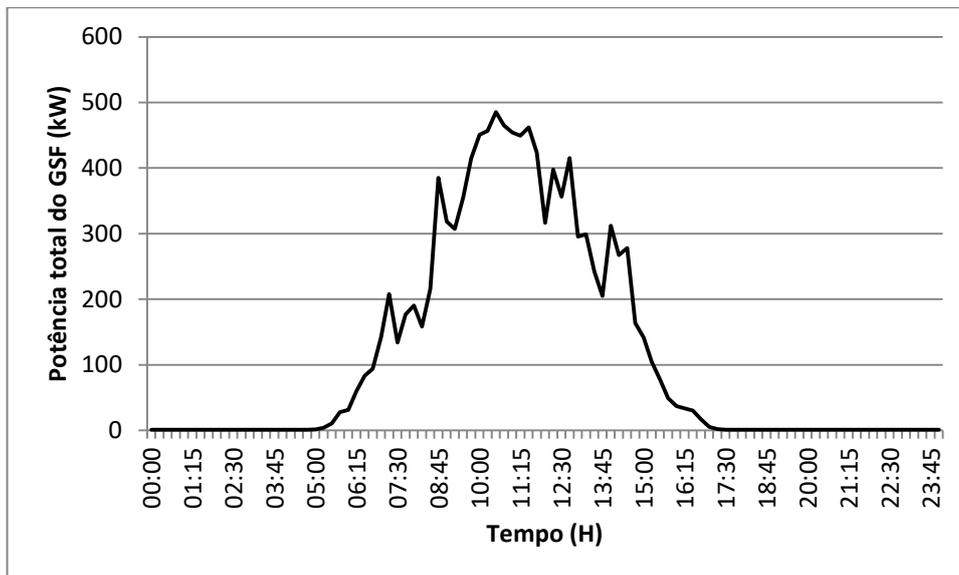
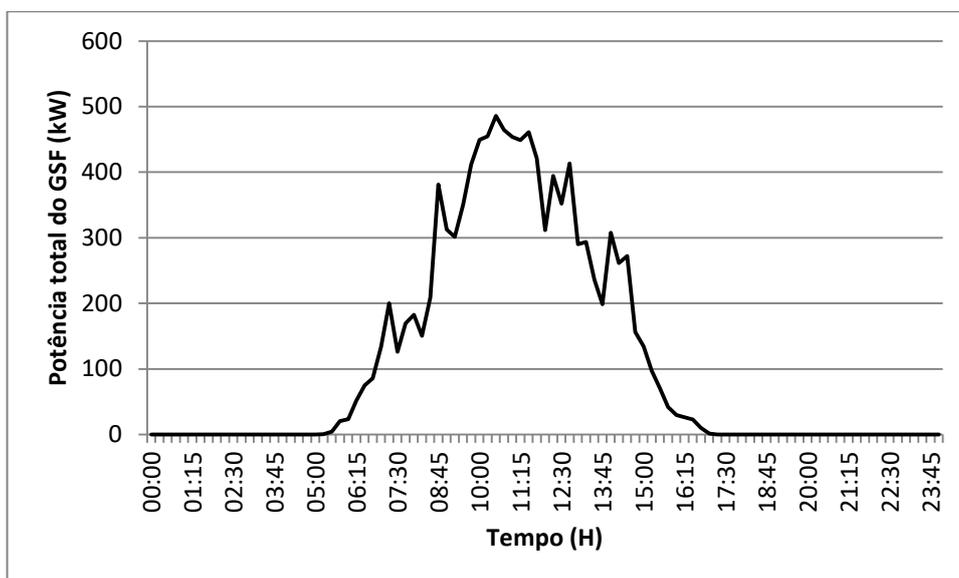


Figura 51. Potência produzida pelo GSF - Modelo R_SR_P.

Fonte: Autoria própria.



5.5 Instalação do Sistema Fotovoltaico

Para escolha da barra mais adequada para conectar o GSF de 500 kW no sistema-teste, aplicou-se a técnica de busca exaustiva, haja vista a sua pequena dimensão (13

barras), sendo a função objetivo definida visando minimização das perdas de potência do sistema. Esse estudo considerou o cenário de carga máxima e pico da geração solar fotovoltaica. Ao final, obtiveram-se os resultados apresentados na Tabela 24, na qual:

- O caso-base representa o sistema sem a presença da GD;
- Todos os demais casos representam a conexão da GD na barra indicada.

Como se vê, a barra **675** foi a que apresentou a maior redução das perdas totais do sistema e, portanto, foi a barra escolhida para ser instalado o GSF.

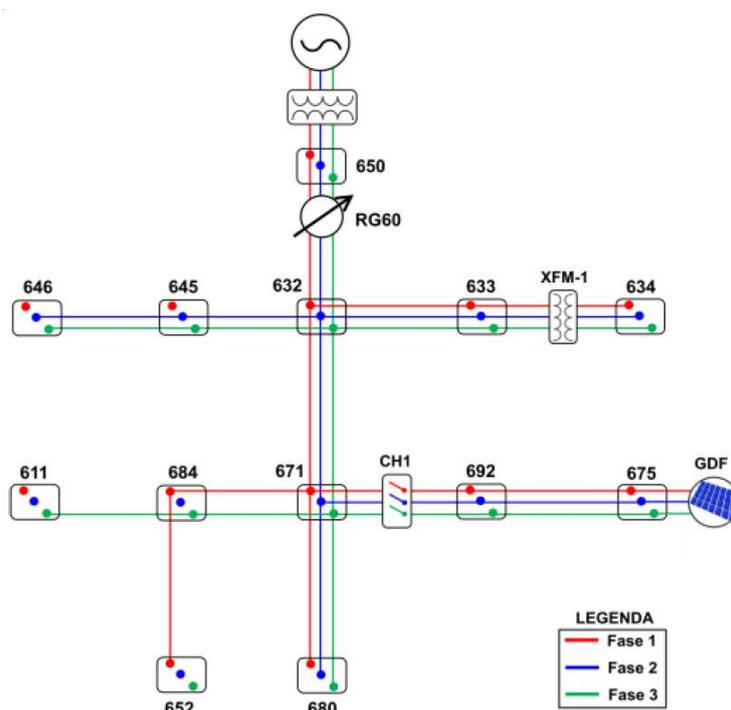
Tabela 24. Perdas totais antes e após a inserção do GSF em cada uma das barras.

Fonte: Autoria própria.

Caso	Perdas (kW)			
	Linha	Transformador	Totais	%
Base	106,5	5,6	112,1	3,24
650	106,5	6,9	113,4	3,28
645	98,2	6,3	104,5	3,02
646	97,9	6,3	104,2	3,01
632	93,5	6,8	100,3	2,9
633	93	6,8	99,8	2,89
634	106,3	5,5	111,8	3,23
671	83,5	6,9	90,4	2,61
692	83,4	6,9	90,3	2,61
675	81,6	6,9	88,5	2,56
684	91,8	6,4	98,2	2,84
611	106,5	5,6	112,1	3,24
652	106,5	5,6	112,1	3,24
680	84	6,9	90,9	2,63

O diagrama do sistema-teste com o GSF instalado na barra 675 fornecido pelo *software* OpenDSS é mostrado na Figura 52.

Figura 52. Sistema-Teste IEEE 13 barras após a inserção de um GSF.
Fonte: Autoria própria.



Deve-se atentar que para instalar a GD em sistemas de maior porte, o método de busca exaustiva pode tornar-se inviável. Matematicamente, esse é um problema de otimização combinatória típico, para os quais vários métodos de solução estão disponíveis, tais como: *Artificial Bee Colony (ABC)*, *Colony Optimization Algorithm (ACO)*, *Genetic Algorithm (GA)*, *Tabu Search (TS)*, *Particle Swarm Optimization (PSO)*, *Median-Oriented Particle Swarm Optimization (MPSO)*, *Binary Particle Swarm Optimization (BPSO)*, etc.

5.6 Análises de Fluxo de Carga, Perdas Técnicas e Perfil de Tensão

As principais análises que foram realizadas envolvem as perdas técnicas totais no sistema, fluxo de carga proveniente da subestação e o perfil de tensão dos barramentos do sistema. Todas essas análises foram feitas considerando o sistema-teste com e sem a presença do GSF na barra 675. É importante ressaltar que a imprecisão das medições utilizadas pode comprometer a qualidade dos resultados

finais em um estudo prático. Neste caso, recomenda-se a aplicação de algum procedimento estatístico para o tratamento das medidas experimentais, o qual não foi utilizado neste trabalho devido ao seu foco em uma abordagem didática.

5.6.1 Fluxo de Carga na Subestação

Inicialmente, foram produzidos os resultados de fluxo de carga para cada modelo no *software* OpenDSS no modo diário, computando-se a cada 15 minutos (Figuras 53 a 55).

Figura 53. Potência ativa na Fase A da subestação após inserção da GSF.

Fonte: Autoria própria.

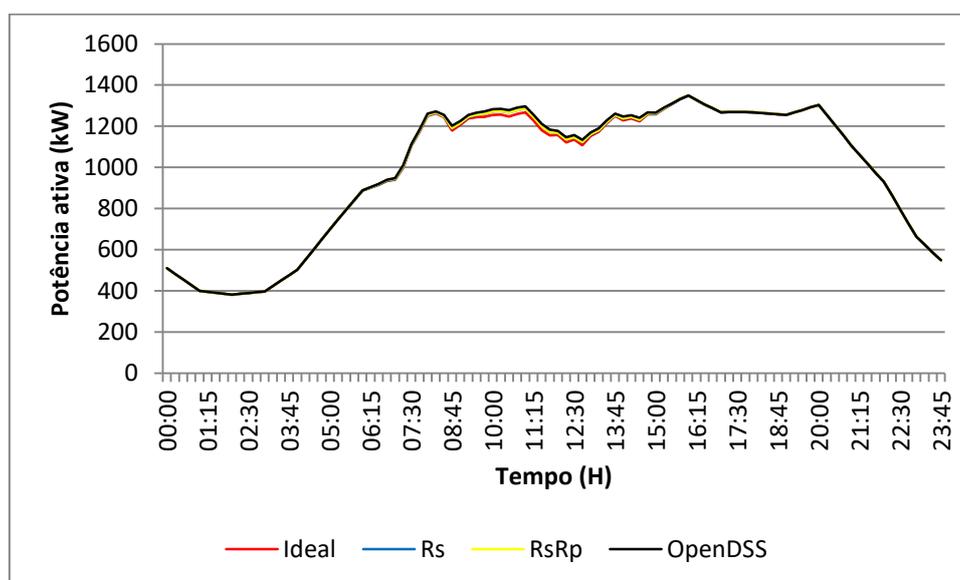


Figura 54. Potência ativa na Fase B da subestação após inserção da GSF.

Fonte: Autoria própria.

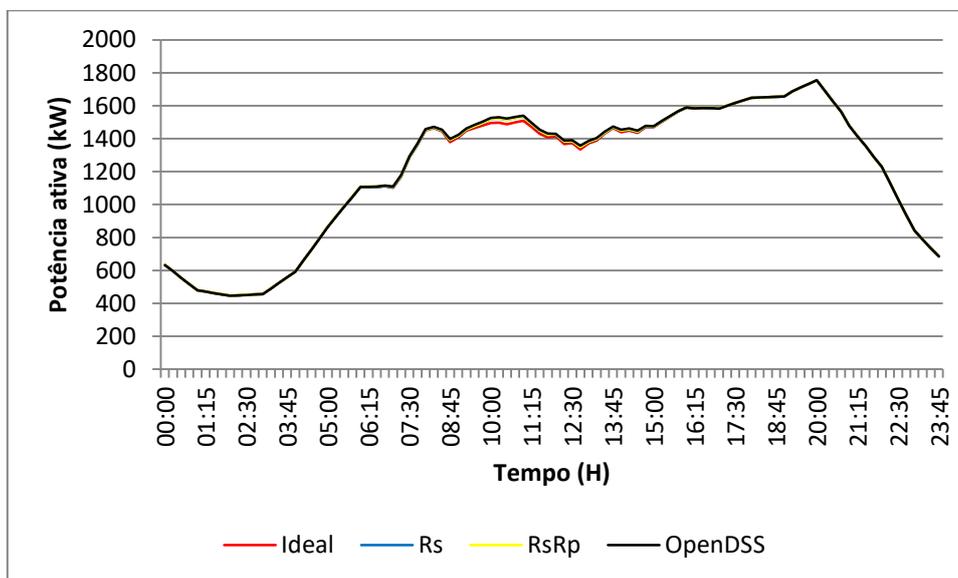
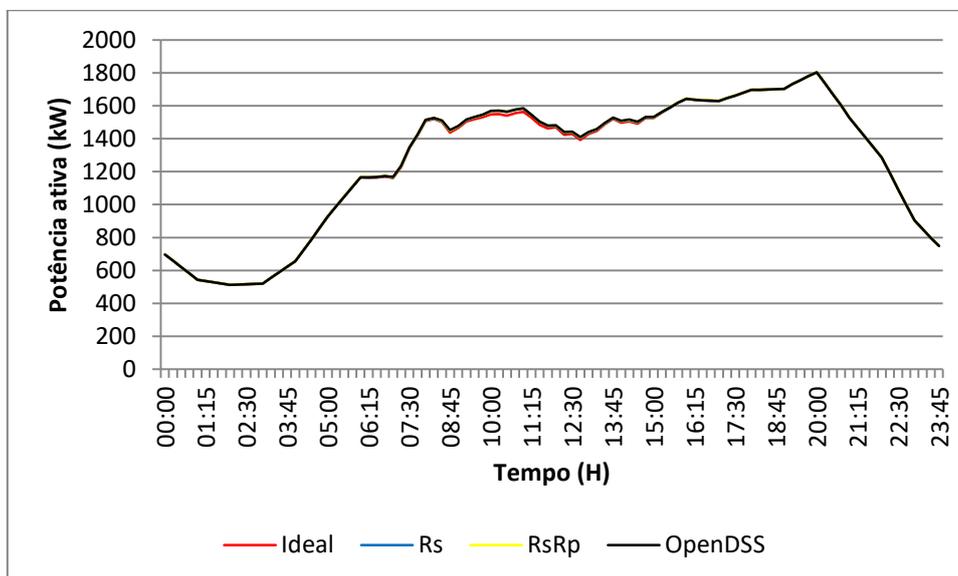


Figura 55. Potência ativa na Fase C da subestação após inserção da GSF.

Fonte: Autoria própria.



O Apêndice B contém o erro relativo percentual do fluxo de carga calculado a cada 15 minutos. Para esta análise, utilizou-se o Modelo R_s como referência. Os resultados indicam que os modelos programados no SIMULINK (Modelo Ideal, R_s e R_sR_p) estão

em concordância com os resultados obtidos pelo modelo de GSF disponibilizado pelo *software* OpenDSS.

O Modelo Ideal apresentou a maior redução na potência fornecida pela subestação. Esta redução significa que uma quantidade maior de potência ativa está sendo suprida pelo GSF. No entanto, este alto valor de potência ativa não é real, tendo em vista que o Modelo Ideal faz diversas simplificações, acarretando em um valor mais elevado de potência produzida.

Por outro lado, os Modelos R_S e $R_S R_P$ fornecem um valor de potência menor, mas mais próximo do valor real encontrado. Nos modelos aplicados, considerou-se um fator de potência unitário e conseqüentemente, o fluxo de potência reativa permaneceu inalterado.

Enfim, do ponto de vista do fluxo de carga, os três modelos construídos no SIMULINK representam bem o fenômeno fotovoltaico. Observou-se que os Modelos R_S e $R_S R_P$ apresentaram diferenças mínima entre si. Deve-se ressaltar que a exatidão destes dois modelos somente foi obtida porque se utilizou um método para estimação ótima dos parâmetros de cada modelo sugerido por VILLALVA *et al* (2009). Caso contrário, não haveria garantia de que os modelos produzissem resultados satisfatórios.

5.6.2 Perdas Técnicas Totais no Sistema

As perdas técnicas totais foram calculadas com e sem a presença do GSF, variando-se o modelo do GSF e considerando as condições ambientais de irradiância e temperatura mencionadas na seção 5.5. O estudo considerou as perdas técnicas ao longo de um dia.

Figura 56. Perdas técnicas totais adotando as curvas de potência diárias.

Fonte: Autoria própria.

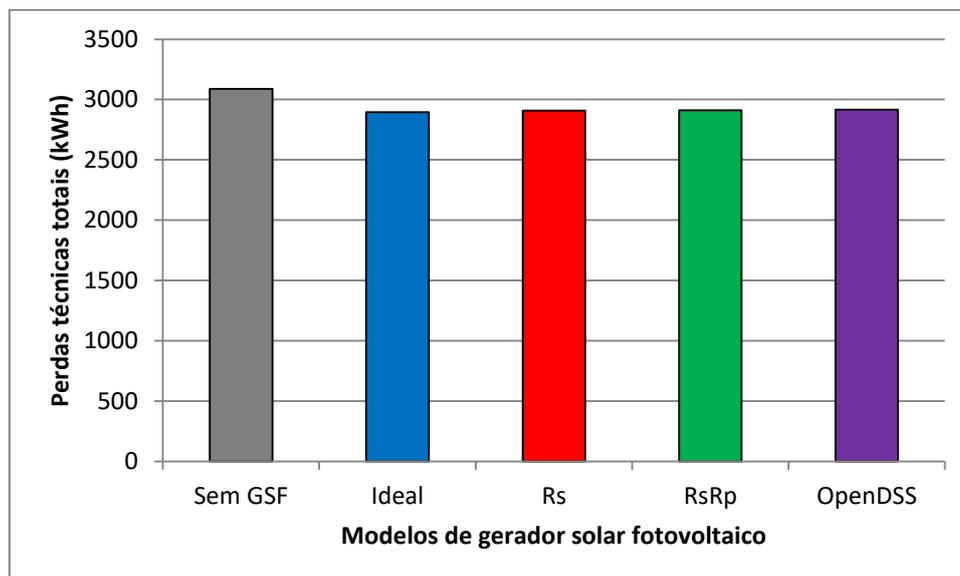


Tabela 25. Erro percentual das perdas técnicas ao longo de um dia.

Fonte: Autoria própria.

Referência (R _s)	Perdas técnicas totais (kWh)			Erro percentual (%)		
	Ideal	R _s R _P	OpenDSS	Ideal	R _s R _P	OpenDSS
2908	2894	2912	2915	0,48	0,14	0,24

Além disso, as perdas técnicas totais do sistema foram avaliadas para quatro cenários distintos de geração solar fotovoltaica e considerando as cargas na condição de demanda máxima, conforme mostrado na Figura 57. Inicialmente, avaliou-se a geração solar em 100%, ou seja, o gerador está fornecendo sua máxima potência de 500 kW. Além deste cenário, as perdas foram avaliadas para o GSF produzindo 375 kW, 250 kW e 100 kW.

Figura 57. Perdas técnicas totais no sistema após inserção da GSF.

Fonte: Autoria própria.

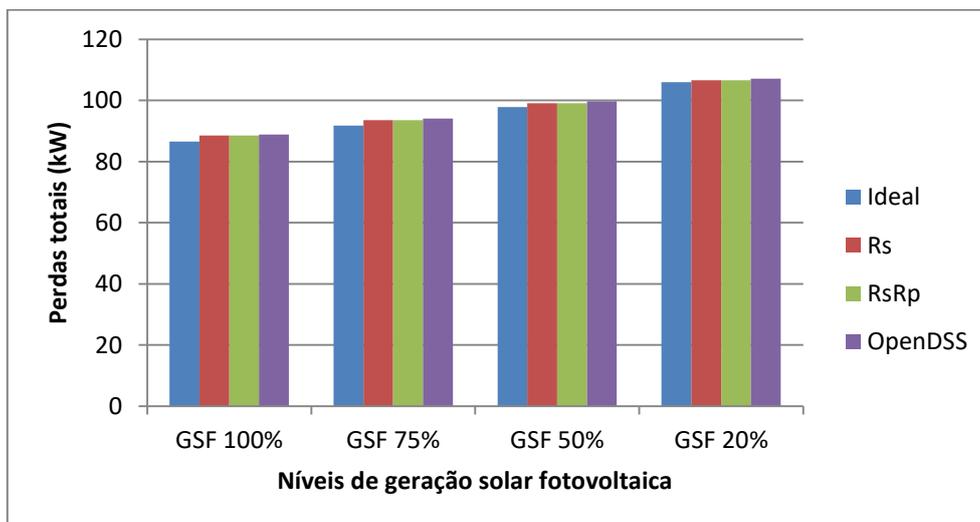


Tabela 26. Erro percentual das perdas técnicas variando-se o nível de geração.

Fonte: Autoria própria.

Nível de geração	Perdas técnicas totais (kW)				Erro percentual (%)		
	Referência (Rs)	Ideal	RsRp	OpenDSS	Ideal	RsRp	OpenDSS
100%	88,5	86,5	88,5	88,8	2,26	0	0,34
75%	93,5	91,8	93,5	94	1,82	0	0,53
50%	99,1	97,8	99,1	99,7	1,31	0	0,61
25%	106,6	106	106,6	107,1	0,56	0	0,47

Os menores valores de perdas, após a inserção do GSF na barra 675, foram obtidos com o Modelo Ideal. Porém, estes resultados se devem ao fato deste modelo desprezar algumas perdas inerentes ao fenômeno fotovoltaico. Por outro lado, os Modelos R_s e R_{sRp} apresentaram os mesmos valores de perdas para os quatro cenários analisados (diferentes níveis de geração solar fotovoltaica).

5.6.3 Perfil de Tensão

Esta análise consistiu em verificar o comportamento do perfil de tensão do alimentador após a inserção do GSF na barra 675, utilizando cada um dos modelos.

A avaliação dos níveis de tensão foi realizada com base na faixa de operação adequada determinada pela ANEEL no módulo 8 do PRODIST que determina que a tensão deve ser mantida entre 93% e 105% do seu valor nominal com o sistema operando em regime permanente (ANEEL, 2017).

A análise considerou todas as cargas industriais e residenciais do sistema na situação de demanda máxima e geração solar fotovoltaica constante em 50% da sua capacidade máxima, totalizando aproximadamente 250 kW. Considerando a carga instalada na barra 675, a geração solar correspondeu a aproximadamente 30% do consumo neste barramento. Os resultados mostrados nas Figuras 58 a 66 comparam o perfil de tensão para os modelos, tomando-se como referência o Modelo R_s.

Figura 58. Perfil de tensão da Fase A após inserção do GSF – Modelo Ideal.

Fonte: Autoria própria.



Figura 59. Perfil de tensão da Fase A após inserção do GSF - Modelo $R_S R_P$.

Fonte: Autoria própria.

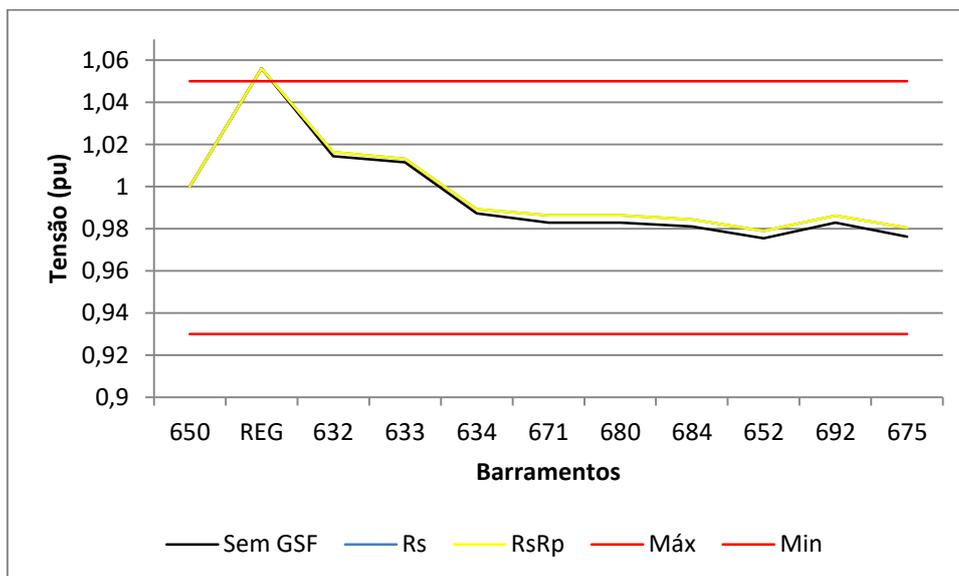


Figura 60. Perfil de tensão da Fase A após inserção do GSF - Modelo OpenDSS.

Fonte: Autoria própria.

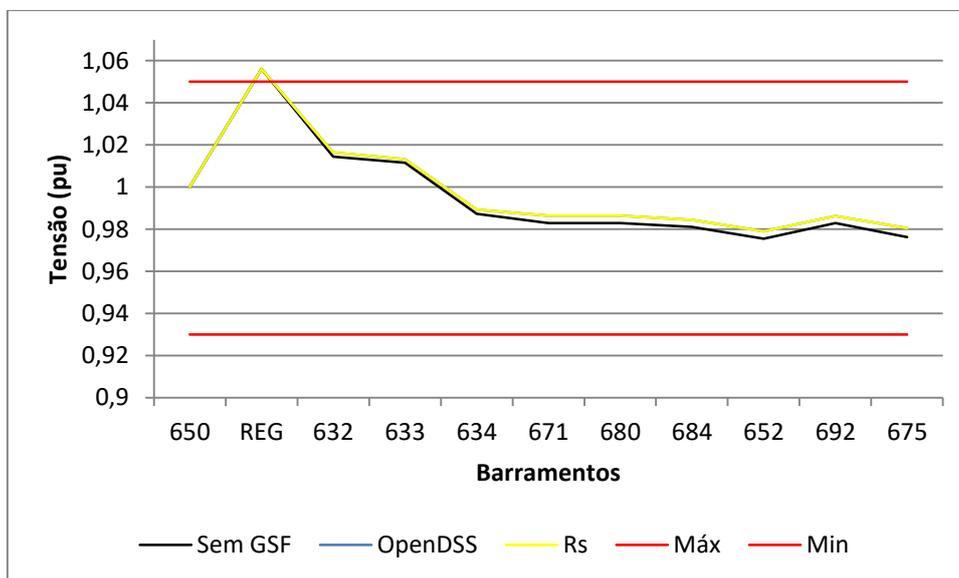


Figura 61. Perfil de tensão da Fase B após inserção do GSF - Modelo Ideal.

Fonte: Autoria própria.

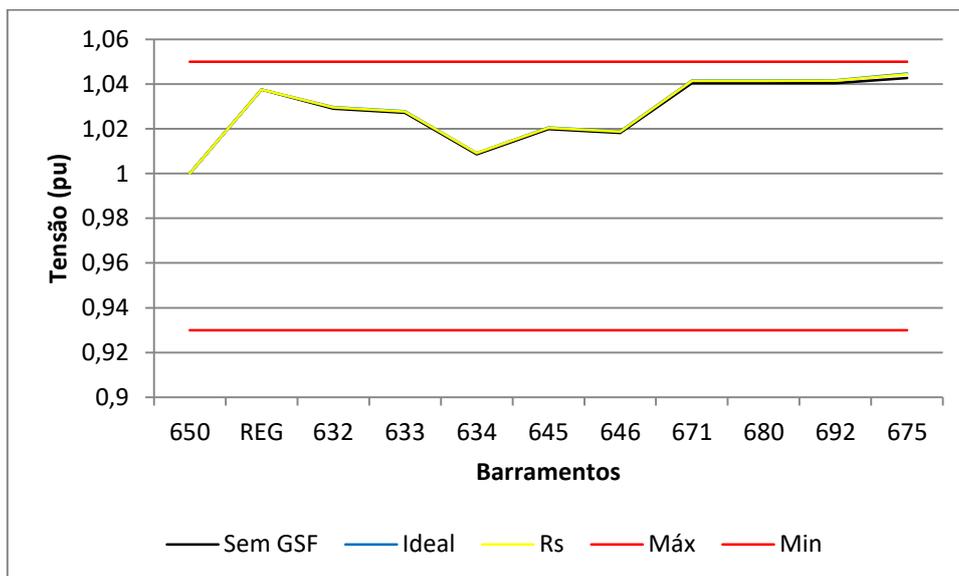


Figura 62. Perfil de tensão da Fase B após inserção do GSF - Modelo R_sR_p .

Fonte: Autoria própria.

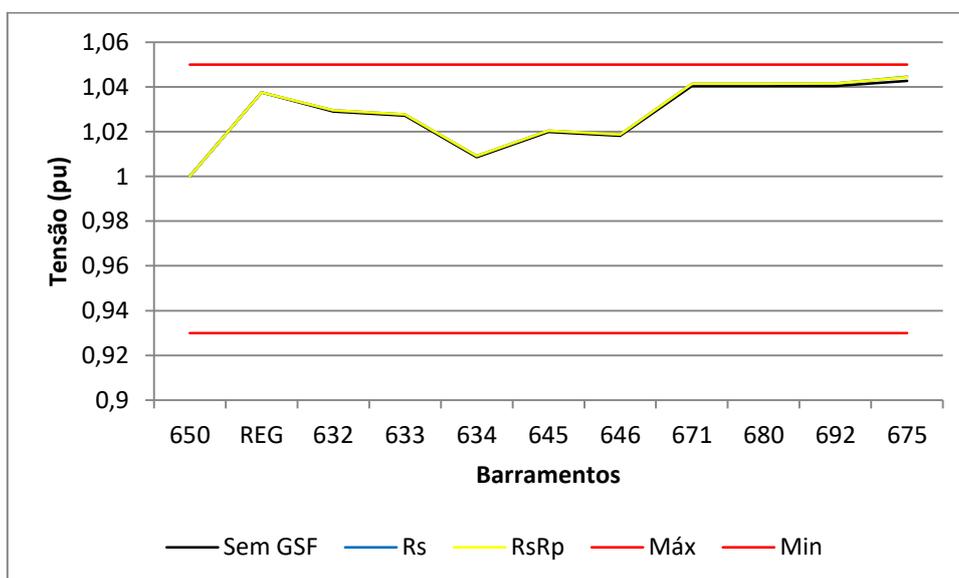


Figura 63. Perfil de tensão da Fase B após inserção do GSF - Modelo OpenDSS.

Fonte: Autoria própria.

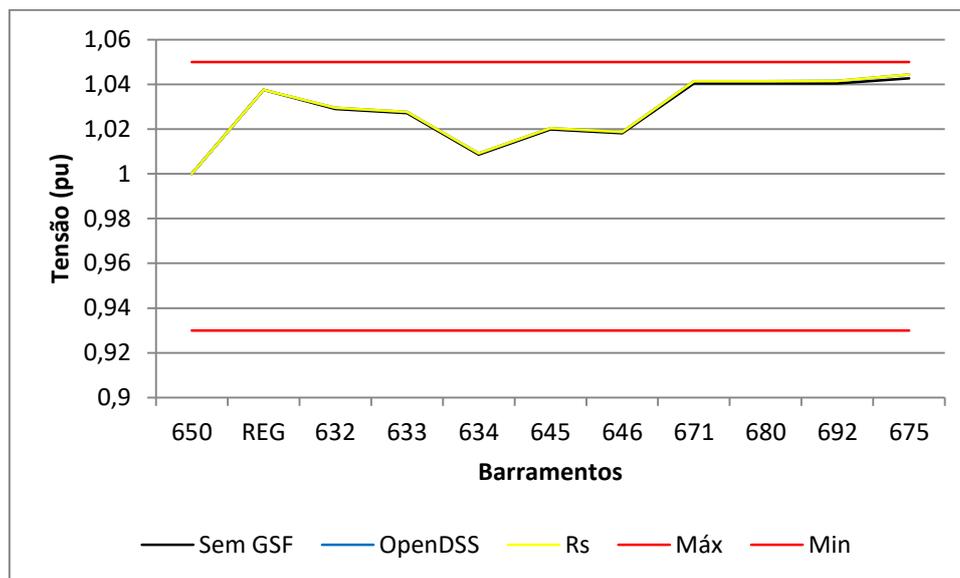


Figura 64. Perfil de tensão da Fase C após inserção do GSF - Modelo Ideal.

Fonte: Autoria própria.

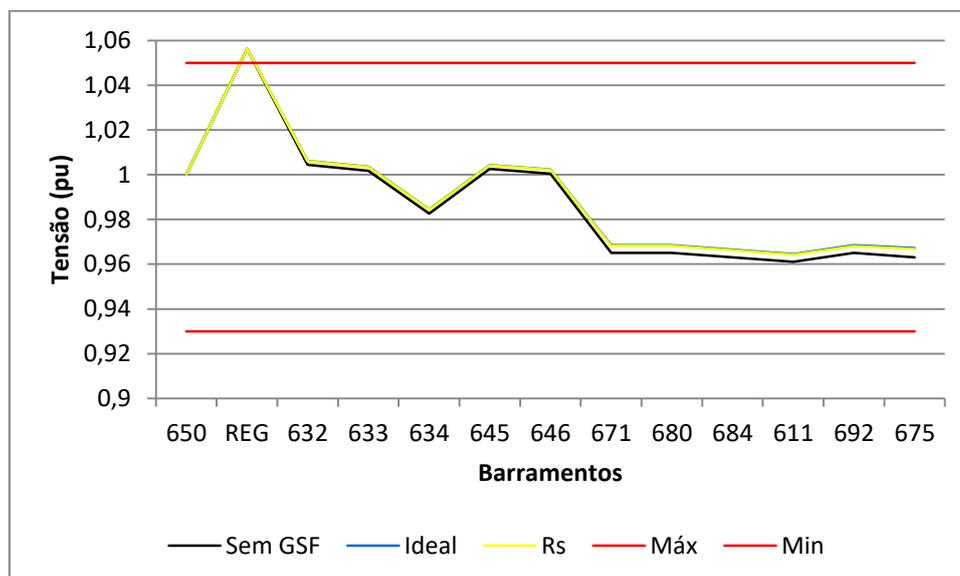


Figura 65. Perfil de tensão da Fase C após inserção do GSF - Modelo R_sR_p .

Fonte: Autoria própria.

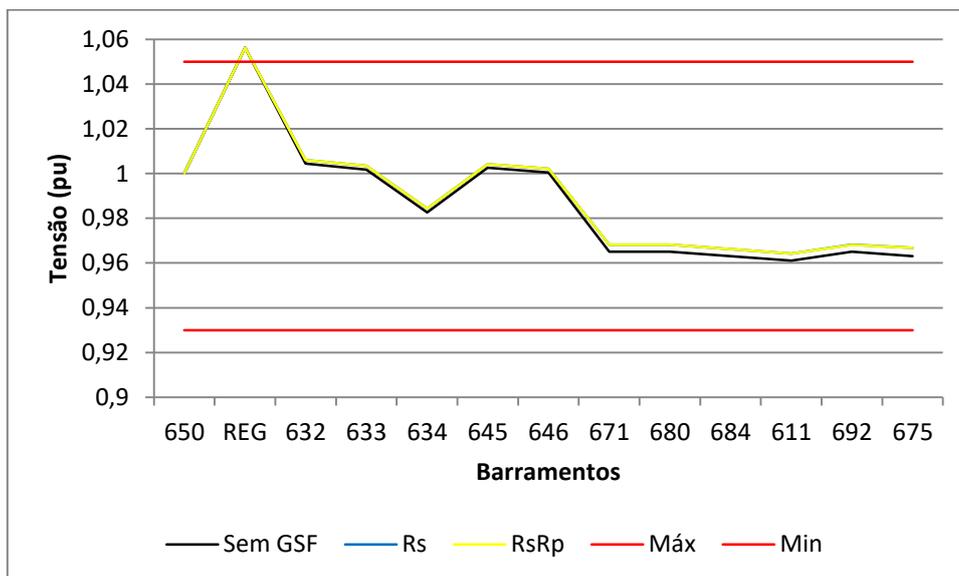


Figura 66. Perfil de tensão da Fase C após inserção do GSF - Modelo OpenDSS.

Fonte: Autoria própria.

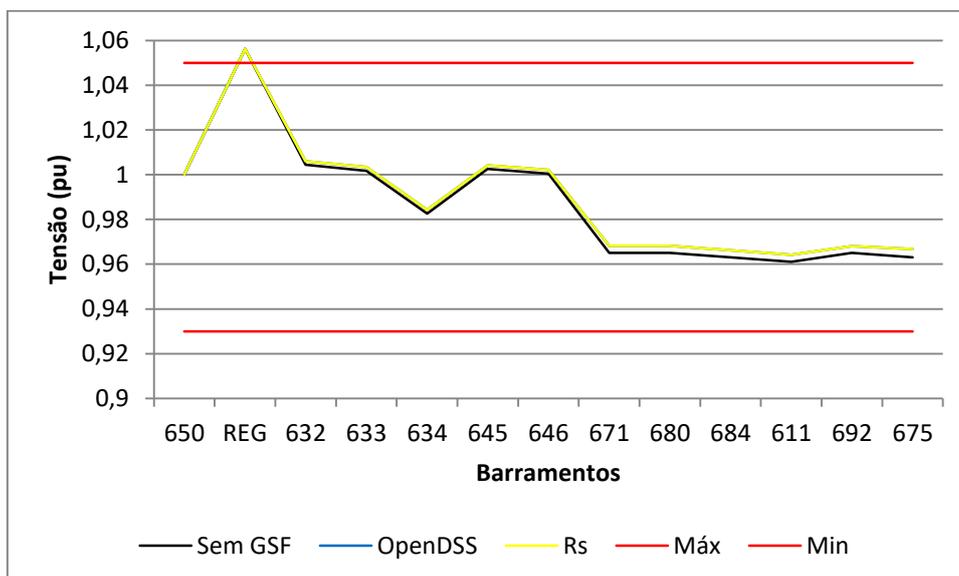


Tabela 27. Erro percentual produzido por cada modelo, tomando-se como referência o Modelo R_s – Fase A.

Fonte: Autoria própria.

Barramento	Tensão (pu)				Erro percentual (%)		
	Rs (Referência)	Ideal	RsRp	OpenDSS	Ideal	RsRp	OpenDSS
650	1	1	1	1	0	0	0
REG	1,0562	1,0562	1,0562	1,0562	0	0	0
632	1,0164	1,0166	1,0164	1,0164	0,02	0	0
633	1,0133	1,0135	1,0133	1,0133	0,02	0	0
634	0,98924	0,98944	0,98924	0,98924	0,02	0	0
671	0,98639	0,98674	0,98638	0,98639	0,04	0	0
680	0,98639	0,98674	0,98638	0,98639	0,04	0	0
684	0,98446	0,9848	0,98445	0,98446	0,04	0	0
652	0,97895	0,9793	0,97894	0,97895	0,04	0	0
692	0,98629	0,98664	0,98628	0,98629	0,04	0	0
675	0,98051	0,98095	0,9805	0,98051	0,05	0	0

Tabela 28. Erro percentual produzido por cada modelo, tomando-se como referência o Modelo R_s – Fase B.

Fonte: Autoria própria.

Barramento	Tensão (pu)				Erro percentual (%)		
	Rs (Referência)	Ideal	RsRp	OpenDSS	Ideal	RsRp	OpenDSS
650	1	1	1	1	0	0	0
REG	1,0375	1,0375	1,0375	1,0375	0	0	0
632	1,0296	1,0297	1,0296	1,0296	0	0	0
633	1,0277	1,0278	1,0277	1,0277	0	0	0
634	1,0091	1,0092	1,0091	1,0091	0	0	0
645	1,0204	1,0205	1,0204	1,0204	0	0	0
646	1,0187	1,0188	1,0187	1,0187	0	0	0
671	1,0414	1,0415	1,0414	1,0414	0,01	0	0
680	1,0414	1,0415	1,0414	1,0414	0,01	0	0
692	1,0415	1,0416	1,0415	1,0415	0,01	0	0
675	1,0445	1,0446	1,0444	1,0444	0,02	0,01	0

Tabela 29. Erro percentual produzido por cada modelo, tomando-se como referência o Modelo R_s – Fase C.

Fonte: Autoria própria.

Barramento	Tensão (pu)				Erro percentual (%)		
	Rs (Referência)	Ideal	RsRp	OpenDSS	Ideal	RsRp	OpenDSS
650	1	1	1	1	0	0	0
REG	1,0562	1,0562	1,0562	1,0562	0	0	0
632	1,006	1,0062	1,006	1,006	0,02	0	0
633	1,0034	1,0036	1,0034	1,0034	0,02	0	0
634	0,98434	0,98452	0,98435	0,98435	0,02	0	0
645	1,0041	1,0043	1,0041	1,0041	0,02	0	0
646	1,0021	1,0023	1,0021	1,0021	0,02	0	0
671	0,96818	0,9685	0,96818	0,96818	0,03	0	0
680	0,96818	0,9685	0,96818	0,96818	0,03	0	0
684	0,96615	0,96647	0,96616	0,96616	0,03	0	0
611	0,96414	0,96446	0,96415	0,96415	0,03	0	0
692	0,96811	0,96843	0,96812	0,96811	0,03	0	0
675	0,96678	0,96717	0,96679	0,96679	0,04	0	0

A partir dos resultados obtidos, concluiu-se que a variação dos modelos não produziu alterações significativas no perfil de tensão de cada fase. A justificativa é de que um único GSF, fornecendo metade da sua potência máxima, não tem capacidade de influenciar o perfil de tensão. Portanto, com relação ao perfil de tensão, qualquer um dos três modelos construídos no SIMULINK pode ser utilizado, pois apresentaram resultados muito semelhantes.

Capítulo 6 - Resultados e Análises

Este capítulo apresenta os resultados obtidos e as análises feitas utilizando GSF construídos a partir do Modelo R_S e inseridos no sistema-teste. Este modelo foi escolhido por proporcionar boa exatidão para os valores das grandezas elétricas no ponto de máxima potência, além de apresentar menor complexidade que o Modelo $R_S R_P$ e, conseqüentemente, menor esforço computacional no cálculo dos parâmetros.

Foram realizadas simulações considerando quatro cenários diferentes: antes da inserção da geração solar distribuída e após a inserção de um, dois e três GSF, todos com potência instalada de 500 kW.

6.1 Sistema-Teste com um GSF na Barra 675

Um resumo desse estudo é apresentado nas seções a seguir.

6.1.1 Fluxo de Potência

Como o sistema-teste é um sistema desequilibrado, a potência ativa em cada fase deverá apresentar valores distintos, fato que foi corroborado conforme mostrado nas figuras a seguir.

Figura 67. Potência ativa fornecida pela subestação após inserção de um GSF: Fase A.

Fonte: Autoria própria.

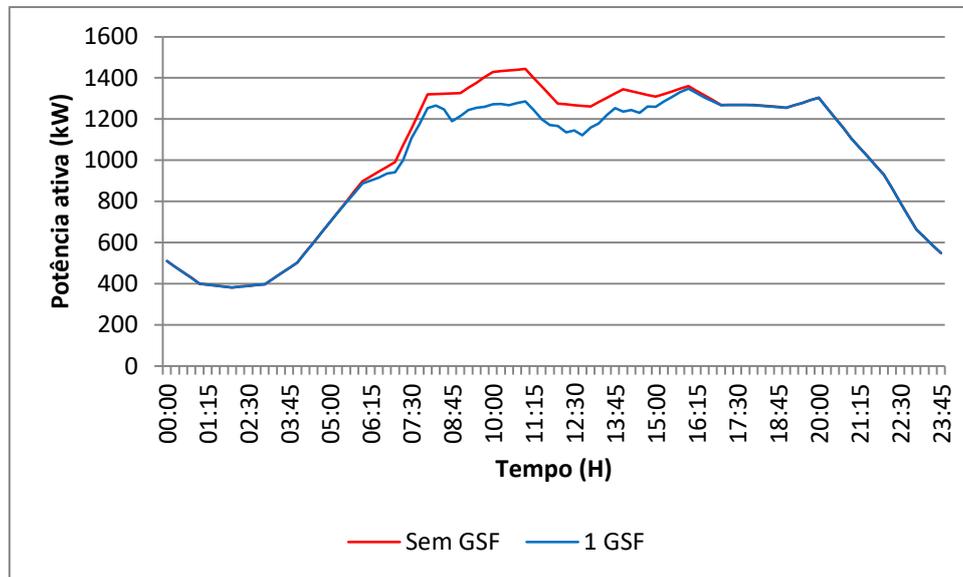


Figura 68. Potência ativa fornecida pela subestação após inserção de um GSF: Fase B.

Fonte: Autoria própria.

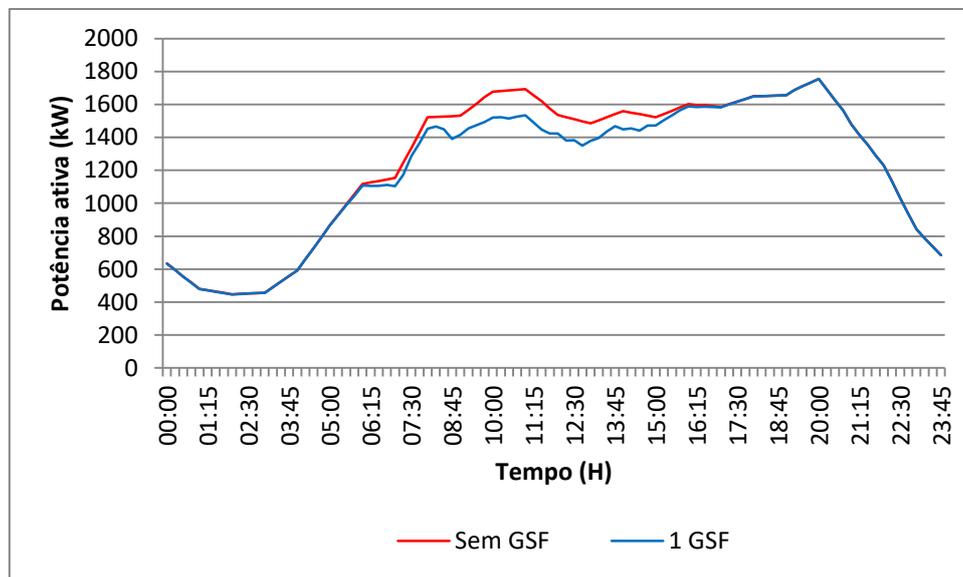
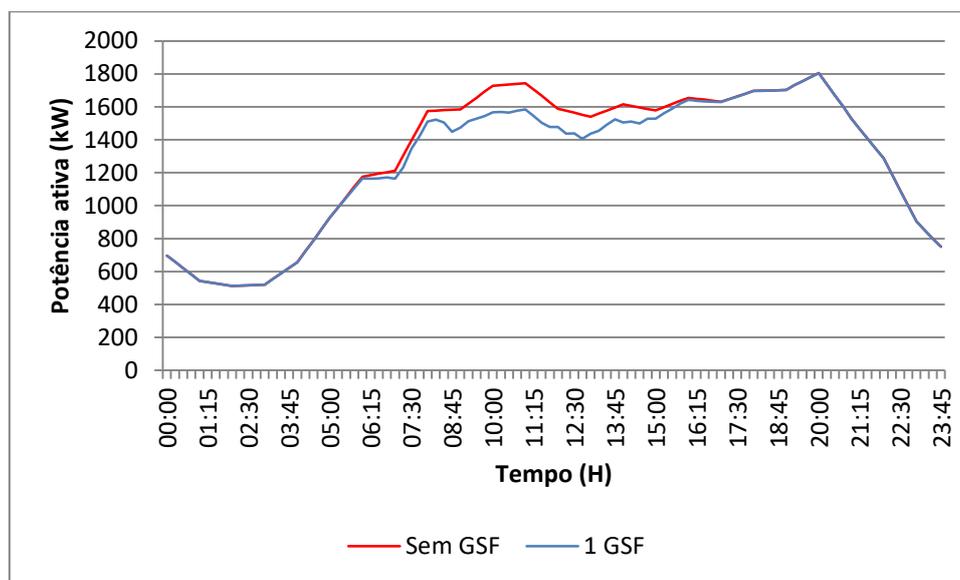


Figura 69. Potência ativa fornecida pela subestação após inserção de um GSF: Fase C.

Fonte: Autoria própria.



Os resultados mostram que a inclusão do GSF no SDEE causou redução da potência ativa injetada pela subestação, especialmente nos períodos de maior irradiação do dia. Tomando-se o horário de 11:00 da manhã como exemplo para representar um instante de forte incidência de irradiação solar, antes da inserção do GSF, a potência total fornecida pela subestação era de 4880,78 kW. Após a inserção, a potência fornecida pela subestação caiu para 4403,77 kW, ou seja, houve redução de aproximadamente 9,77%. Este resultado era esperado, visto que o GSF irá produzir parte da potência que será consumida pelo sistema. Nos períodos onde não houve incidência de irradiação, a potência fornecida manteve-se inalterada.

6.1.2 Perfil de Tensão

Para verificar se o alimentador do sistema-teste atende ao critério de nível de tensão da ANEEL, avaliou-se o perfil da tensão para determinados instantes do dia, conforme mostrado nas Figuras 70 a 72. Nesta análise, avaliou-se o perfil da tensão para o instante de máxima demanda e considerou-se que o GSF operasse no instante de pico de geração.

Figura 70. Perfil de tensão após inserção de um GSF: Fase A.

Fonte: Autoria própria.

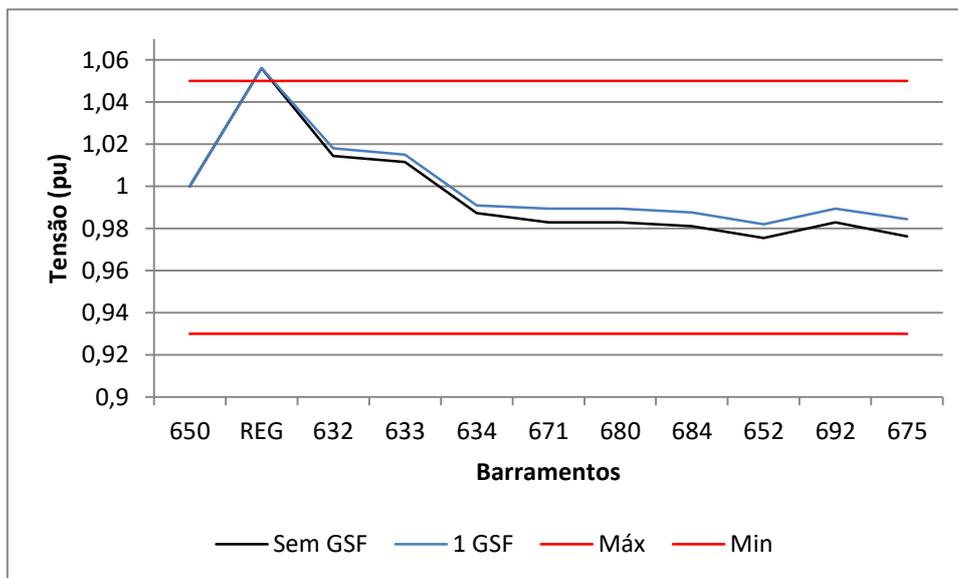


Figura 71. Perfil de tensão após inserção de um GSF: Fase B.

Fonte: Autoria própria.

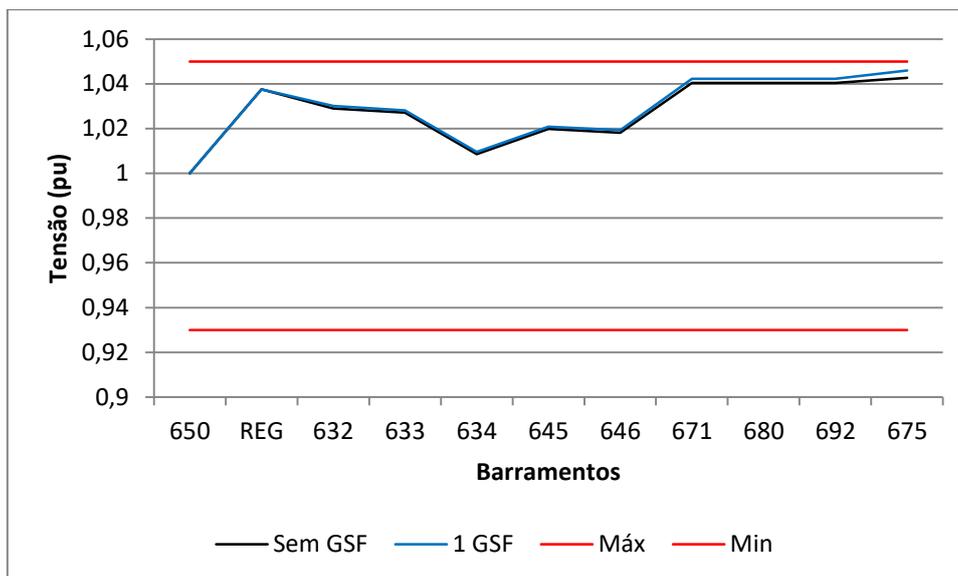
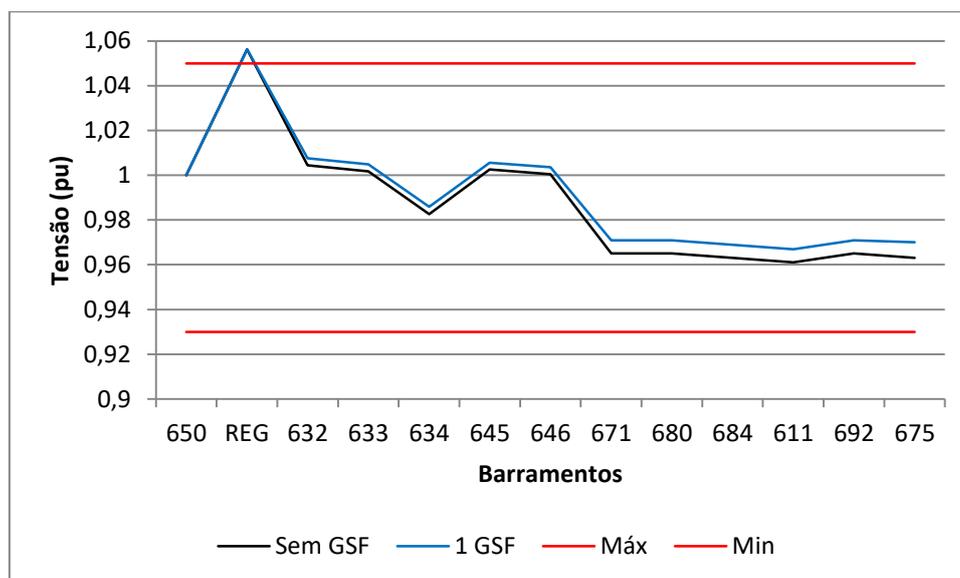


Figura 72. Perfil de tensão após inserção de um GSF: Fase C.

Fonte: Autoria própria.



Nota-se que as tensões continuam desequilibradas, como era esperado. Além disso, neste cenário, a inserção do GSF teve pouca influência nas tensões nas fases do alimentador, visto que o GSF é de pequeno porte.

6.1.3 Perdas Ativas

Nesta etapa, foram calculadas as perdas técnicas do sistema para todos os seus componentes, considerando duas condições de carregamento e três níveis de geração solar fotovoltaica, sendo que as gerações leve, média e máxima correspondem a 20%, 50% e 100% da potência máxima do GSF. As perdas para os instantes de carregamento máximo e médio são mostradas nas Figuras 73 e 74, respectivamente.

Figura 73. Perdas ativas para carga máxima em três cenários de geração.

Fonte: Autoria própria.

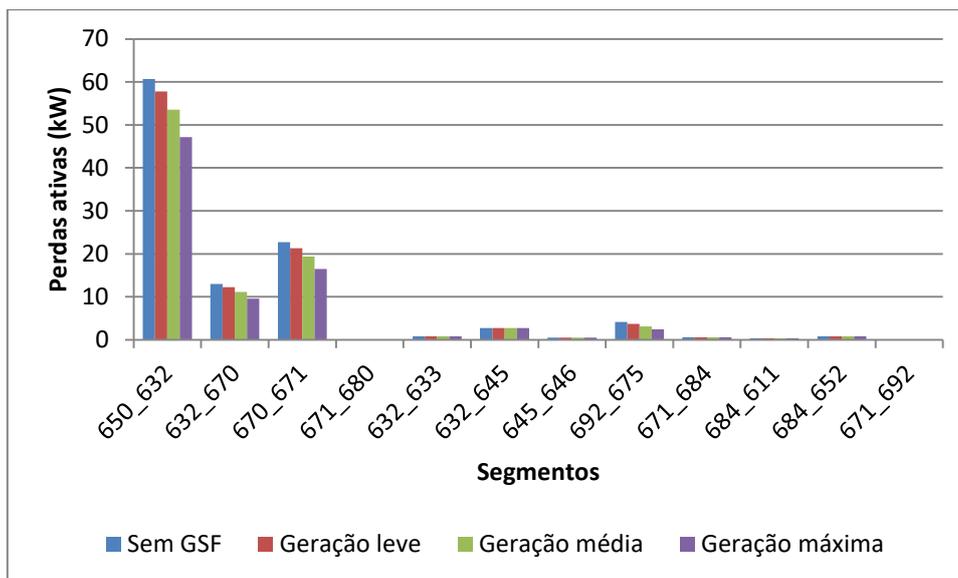
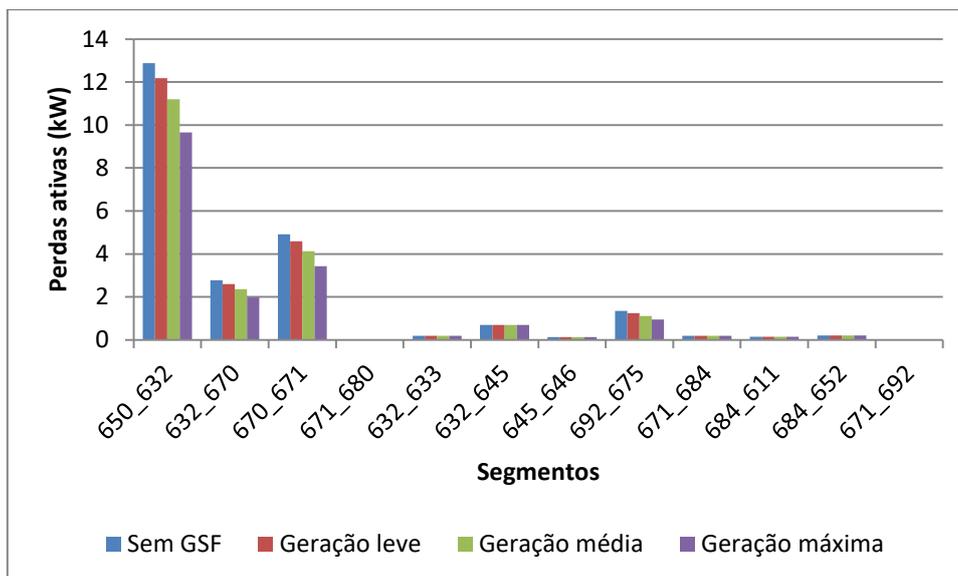


Figura 74. Perdas ativas para carga média em três cenários de geração.

Fonte: Autoria própria.



Como se vê, as maiores perdas ocorrem na situação de maior carregamento. Para todos os casos, os maiores valores de perdas ocorreram nos trechos de maior extensão, a exemplo dos segmentos 650-632 e 670-671. Os resultados mostram ainda que, de modo geral, a inserção do GSF auxilia na redução das perdas técnicas do sistema.

Outro fato importante a destacar é a quantidade de potência fotovoltaica fornecida ao sistema elétrico, visto que nos cenários analisados, quanto maior a potência fotovoltaica injetada, maior foi a redução das perdas.

6.2 Sistema-Teste com GSF nas Barras 675 e 680

Neste cenário foram inseridos dois GSF de 500 kW no sistema, sendo que cada uma das barras 675 e 680 recebeu um gerador. A escolha da barra 680 para a conexão do segundo GSF de 500 kW foi realizada de maneira aleatória, apesar de aparentemente este ser um local adequado para a escolha da instalação, por apresentar elevada redução de perdas (conforme mostrado na Tabela 5.3) e por apresentar elevada queda de tensão.

6.2.1 Fluxo de Potência

O fluxo de potência em cada fase antes e após a inserção dos geradores é mostrado nas Figuras 75 a 77.

Figura 75. Potência ativa fornecida pela subestação antes e após inserção de dois GSF: Fase A.

Fonte: Autoria própria.

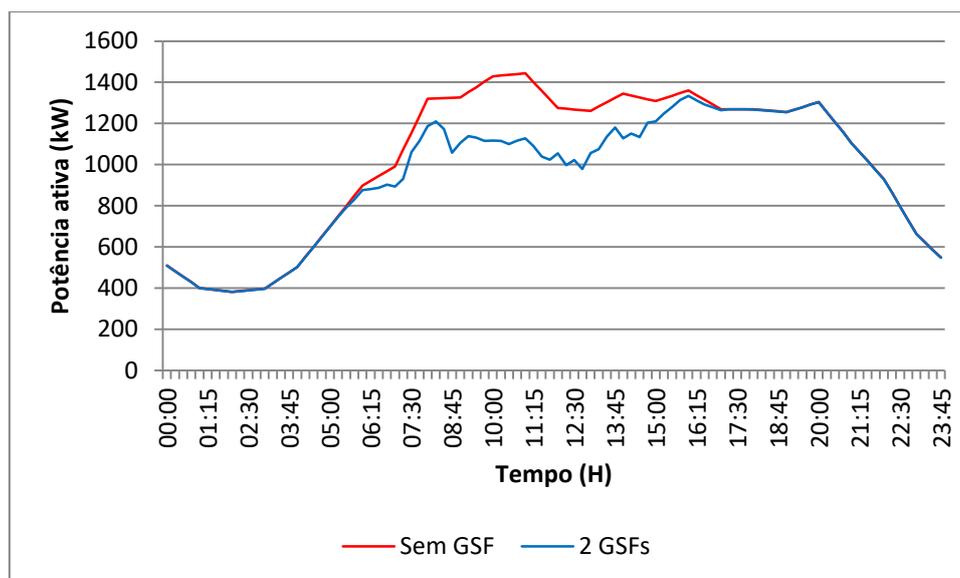


Figura 76. Potência ativa fornecida pela subestação antes e após inserção de dois GSF: Fase B.

Fonte: Autoria própria.

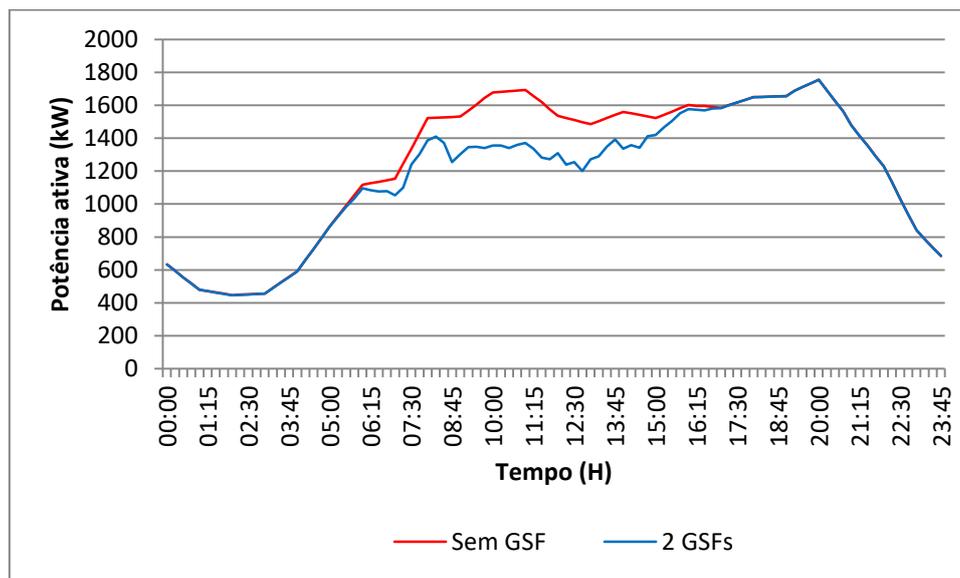
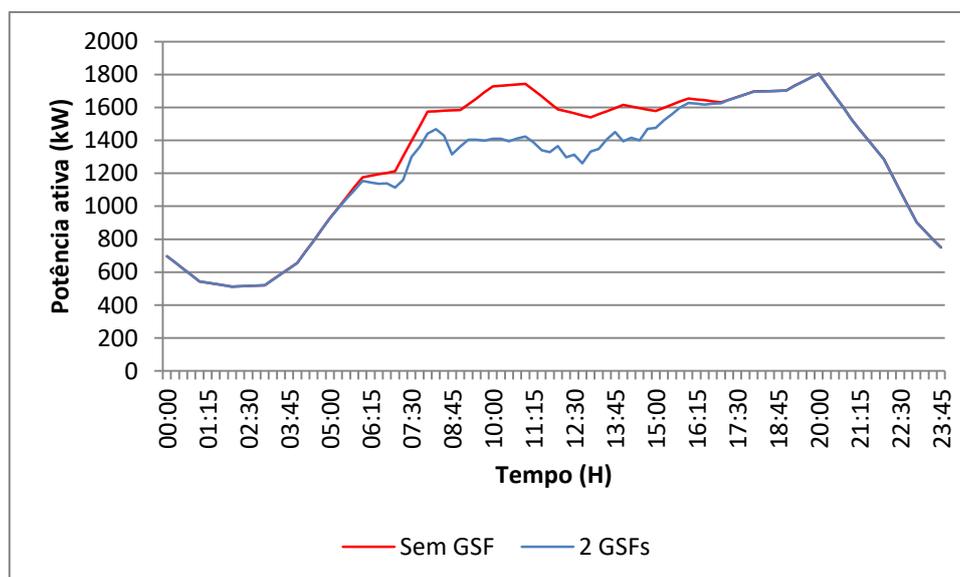


Figura 77. Potência ativa fornecida pela subestação antes e após inserção de dois GSF: Fase C.

Fonte: Autoria própria.



Como se pode observar, neste caso, houve maior redução da potência ativa injetada pela subestação nos períodos onde há incidência de irradiação solar. Para efeito de comparação com o sistema com apenas um GSF, no horário de 11:00 horas da manhã a potência total fornecida pela subestação antes da inserção do GSF era de 4880,78 kW. Após a instalação de dois GSF, a potência fornecida pela subestação neste mesmo horário foi reduzida para 3922,17 kW, ou seja, uma redução de 19,64%.

6.2.2 Perfil de Tensão

Os perfis da tensão de cada fase para o instante de máxima demanda antes e após a inserção dos dois GSF são mostrados nas Figuras 78 a 80. Consideraram-se ambos os GSF operando no instante de pico de geração

Figura 78. Perfil de tensão antes e após inserção de dois GSF: Fase A.

Fonte: Autoria própria.

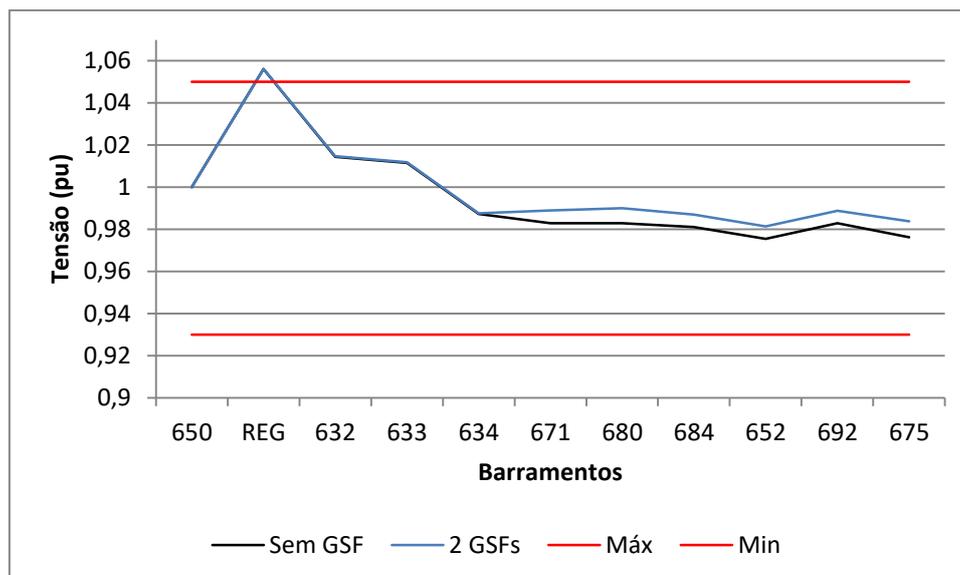


Figura 79. Perfil de tensão antes e após inserção de dois GSF: Fase B.

Fonte: Autoria própria.

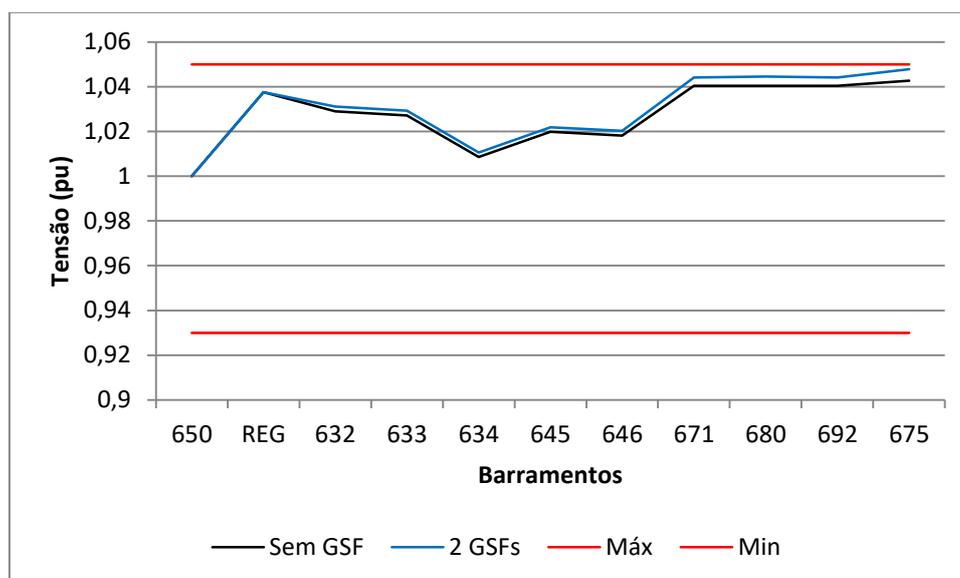
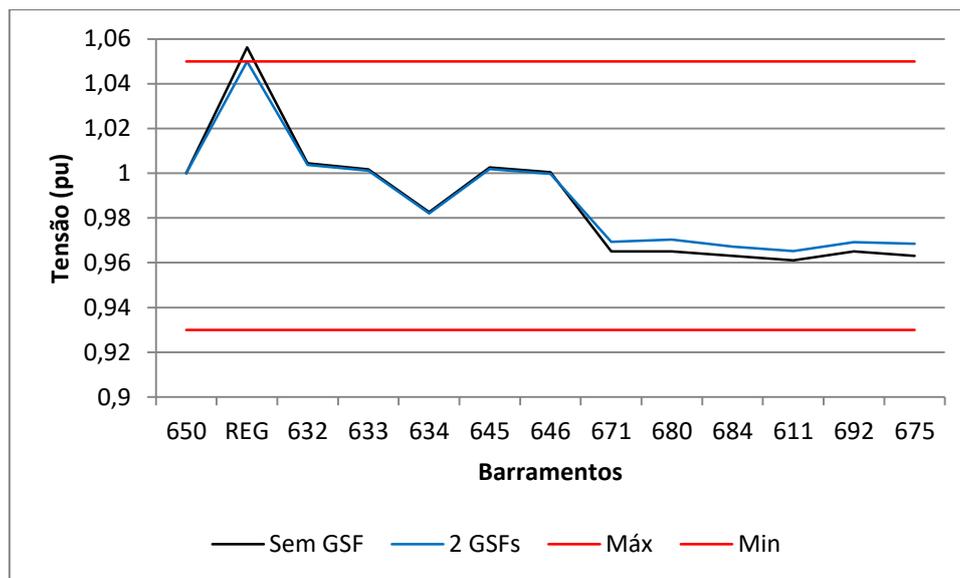


Figura 80. Perfil de tensão antes e após inserção de dois GSF: Fase C.

Fonte: Autoria própria.



Neste caso, observou-se pequena melhoria no perfil de tensão após a inserção do GSF. Os barramentos que apresentaram maior queda de tensão (mais distantes da subestação) tiveram elevação no nível de tensão.

6.2.3 Perdas Ativas

As perdas técnicas do sistema foram calculadas antes e após inserção dos dois geradores, considerando duas condições de carregamento e três níveis de geração solar fotovoltaica. As perdas para os instantes de carregamento máximo e médio são mostradas nas Figuras 81 e 82, respectivamente.

Figura 81. Perdas ativas para carga máxima em três cenários de geração com dois GSF.

Fonte: Autoria própria.

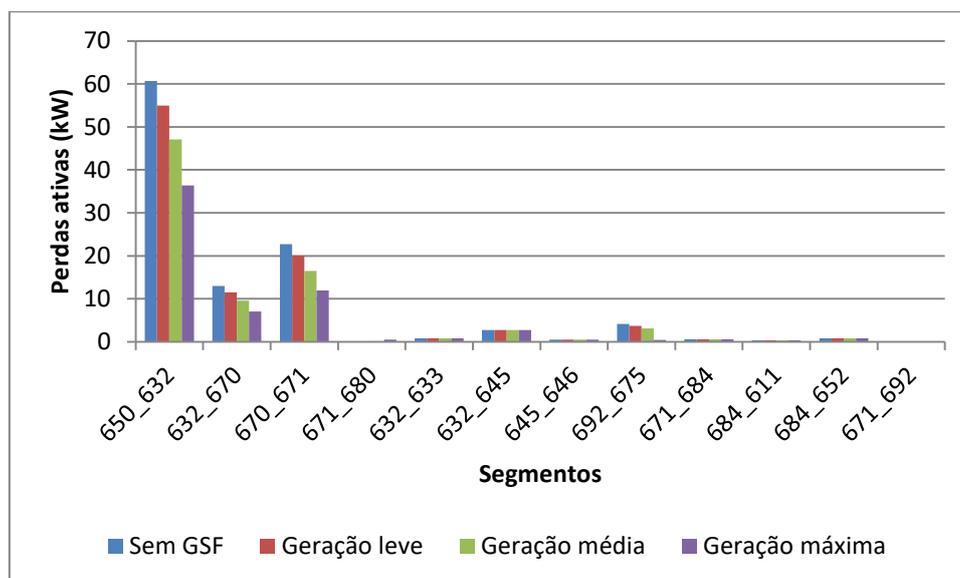
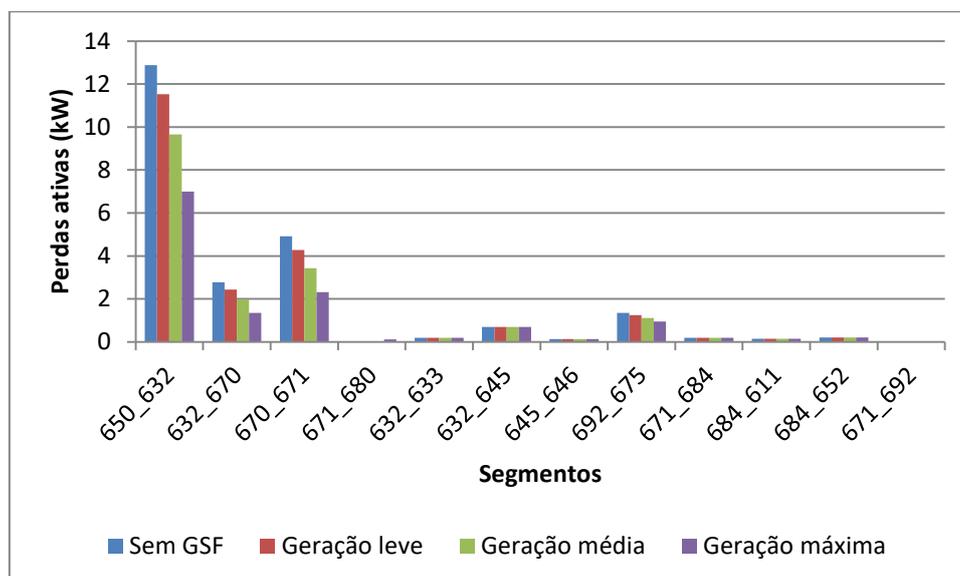


Figura 82. Perdas ativas para carga máxima em três cenários de geração com dois GSF.

Fonte: Autoria própria.



Comparando estes resultados com as perdas obtidas após a inserção de apenas um GSF, é possível concluir que a presença de dois geradores provocou redução maior no nível das perdas em todos os segmentos.

6.3 Sistema-Teste com GSF nas Barras 675, 680 e 671

Nesta análise foram inseridos três geradores solares idênticos de 500 kW. Cada uma das barras 675, 680 e 671 recebeu um gerador. A escolha das barras foi feita de maneira aleatória.

6.3.1 Fluxo de Potência

O fluxo de potência em cada fase, antes e após a inserção dos três geradores, é mostrado nas Figuras 83 a 85.

Figura 83. Potência ativa fornecida pela subestação antes e após inserção de três GSF: Fase A.

Fonte: Autoria própria.

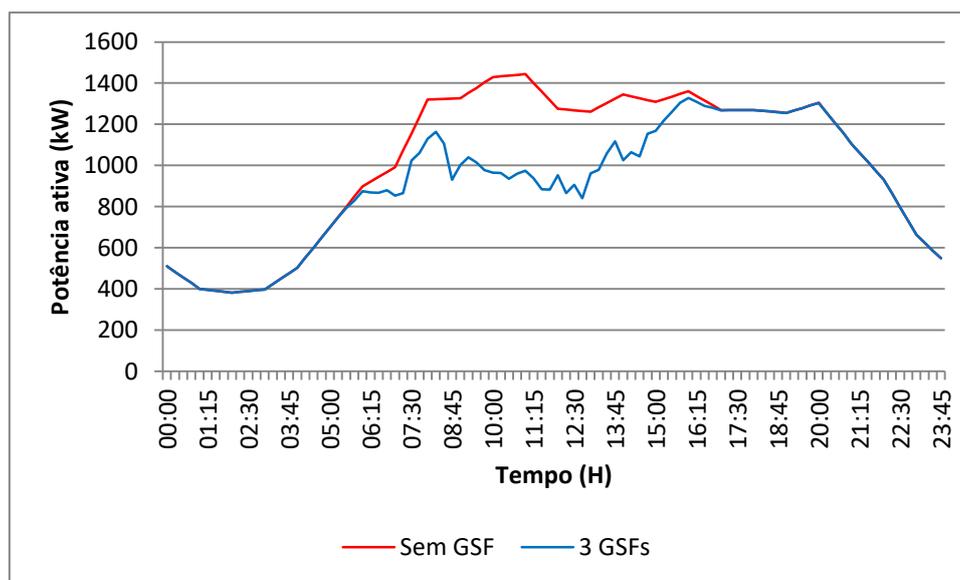


Figura 84. Potência ativa fornecida pela subestação antes e após inserção de três GSF: Fase B.

Fonte: Autoria própria.

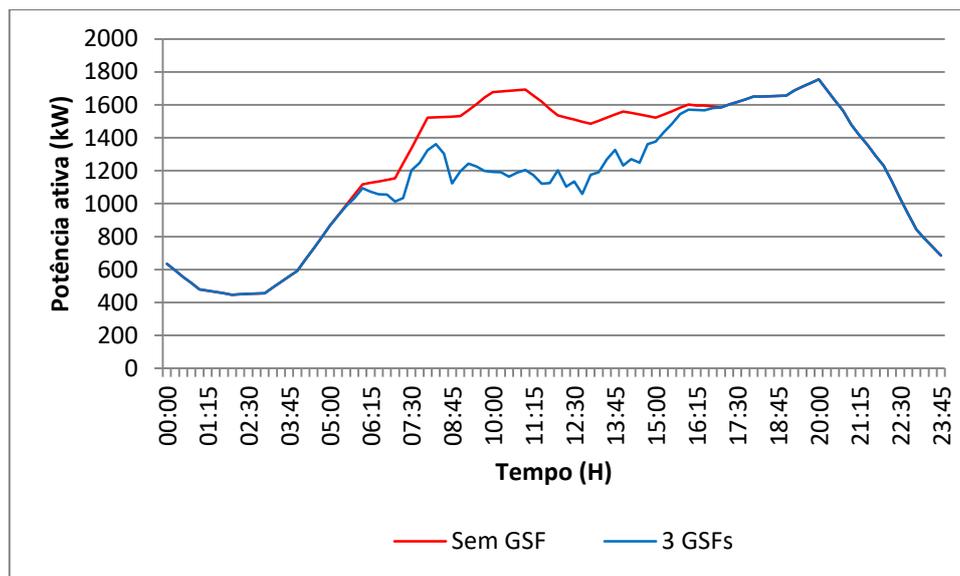
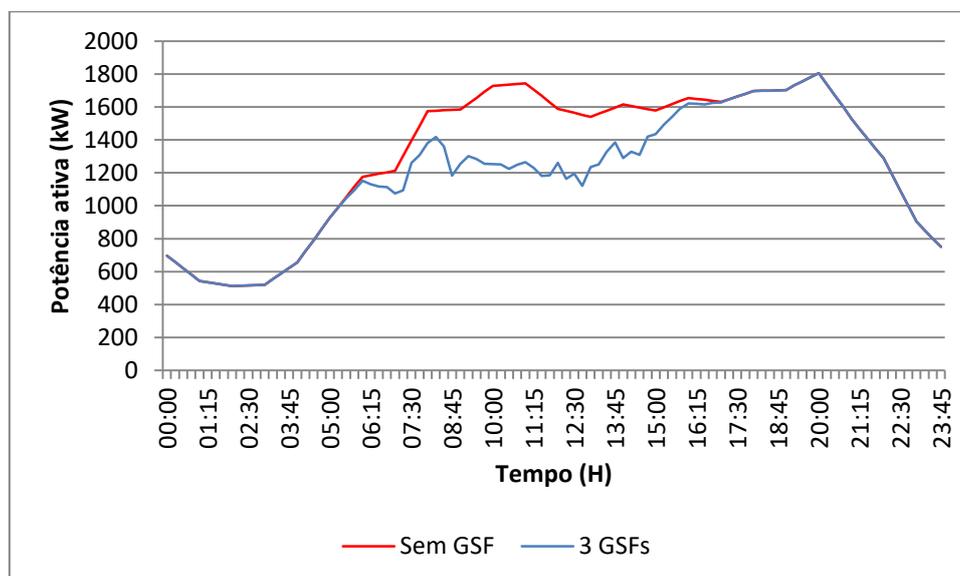


Figura 85. Potência ativa fornecida pela subestação antes e após inserção de três GSF: Fase C.

Fonte: Autoria própria.



Como esperado, este cenário apresentou a maior redução da potência ativa injetada pela subestação. Às 11:00 horas da manhã, a potência total fornecida pela subestação antes da inserção dos GSF era de 4880,78 kW. Após a inserção dos três geradores, a potência fornecida neste mesmo horário, foi reduzida para 3443,84 kW, ou seja, uma redução de 29,44%.

6.3.2 Perfil de Tensão

Os perfis da tensão de cada fase no instante de demanda máxima, antes e após a inserção dos três geradores são mostrados nas Figuras 86 a 88. Considerou-se que os três geradores operam no instante de pico de geração.

Figura 86. Perfil de tensão após inserção de três GSF: Fase A.

Fonte: Autoria própria.

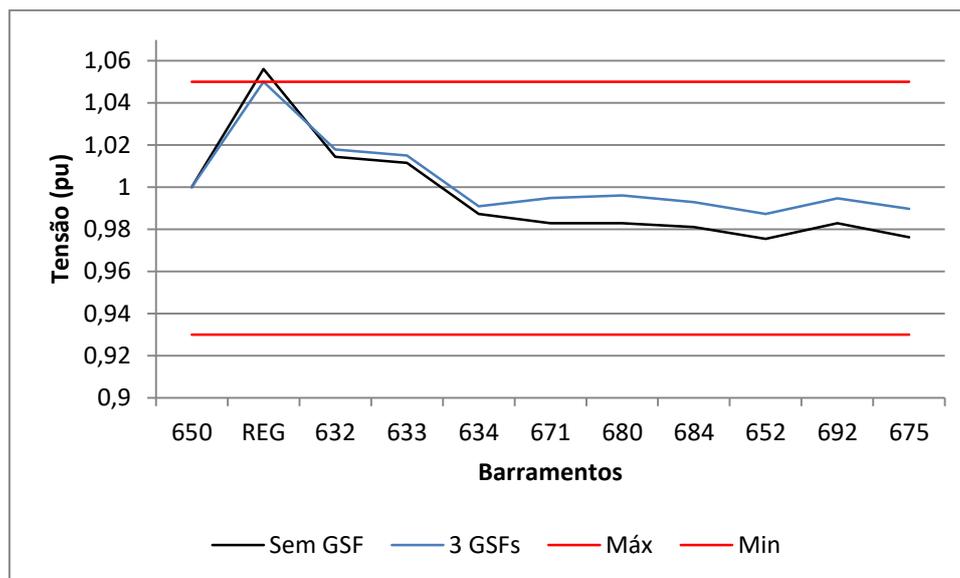


Figura 87. Perfil de tensão após inserção de três GSF: Fase B.

Fonte: Autoria própria.

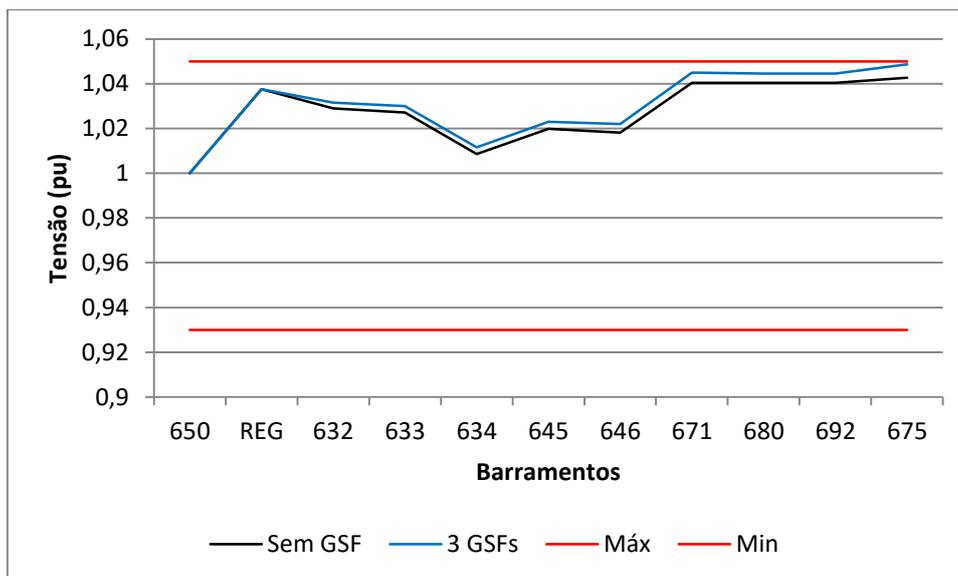
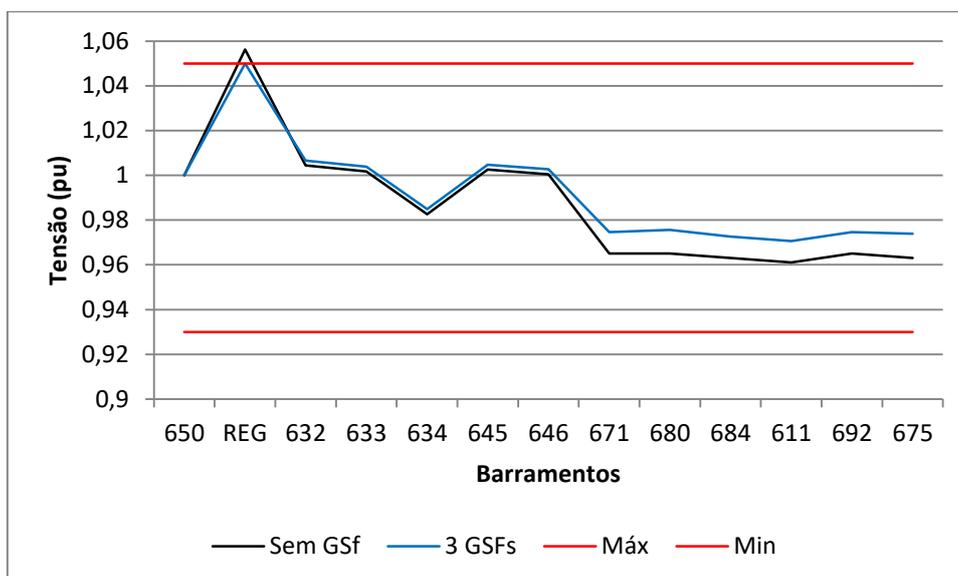


Figura 88. Perfil de tensão após inserção de três GSF: Fase C.

Fonte: Autoria própria.



Neste cenário, houve melhoria do perfil de tensão após a inserção dos geradores, com elevação significativa de tensão nos barramentos 671, 680, 684, 611, 692 e 675. Desta forma, a presença dos GSF minimizou os efeitos causados pela queda de tensão ao longo do alimentador.

6.3.3 Perdas ativas

As perdas técnicas do sistema foram calculadas, antes e após inserção de três geradores, considerando duas condições de carregamento e três níveis de geração solar fotovoltaica. As perdas para os instantes de carregamento máximo e médio são mostradas nas Figuras 89 e 90, respectivamente.

Figura 89. Perdas ativas para carga máxima em três cenários de geração com três GSF.

Fonte: Autoria própria.

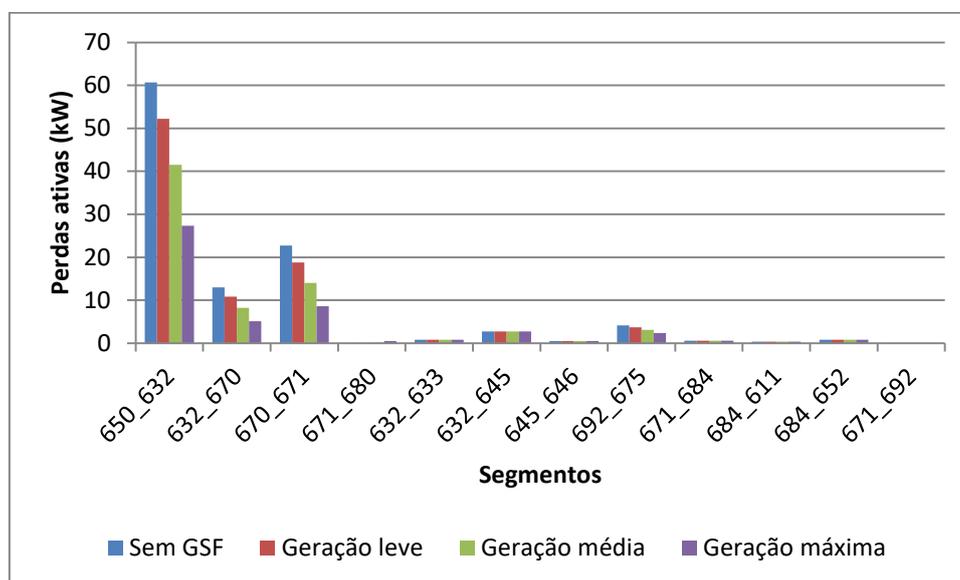
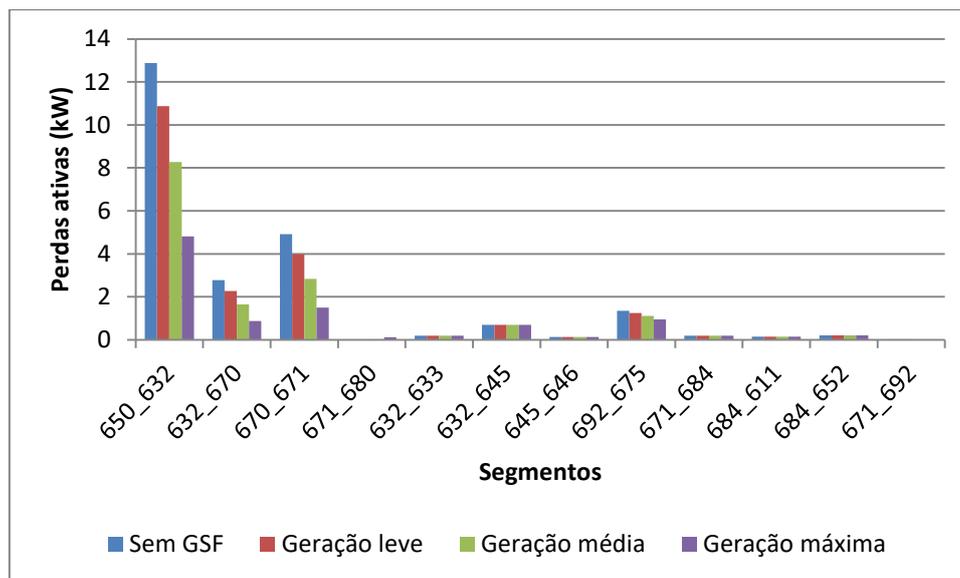


Figura 90. Perdas ativas para carga média em três cenários de geração com três GSF.

Fonte: Autoria própria.



Como se vê, dentre os casos avaliados, a inserção de três geradores no sistema-teste resultou na maior redução das perdas técnicas nos segmentos do sistema. No entanto, a penetração indiscriminada da GD pode contribuir negativamente para o cálculo das perdas, levando-se em consideração que pode haver fluxo reverso de potência, causando um aumento das perdas do sistema.

Capítulo 7 - Conclusões

Esta dissertação de mestrado apresentou e discutiu os principais tipos de modelos matemáticos de células fotovoltaicas, seus parâmetros e suas curvas características. Com os resultados obtidos, fez-se um estudo comparativo da exatidão dos modelos no ponto de máxima potência e constatou-se que:

- O Modelo Ideal, constituído por apenas uma fonte de corrente constante conectada em paralelo como um diodo, é indicado para estudos que não requeiram alta precisão da fonte fotovoltaica, tendo em vista que faz diversas aproximações.
- O Modelo Ideal, acrescido de uma resistência série, é atualmente um dos mais utilizados, visto que apresenta o melhor custo-benefício em termos do número de parâmetros a se determinar e da exatidão dos resultados. Esse fato foi corroborado, pois este modelo apresentou erro percentual pequeno para valores de corrente e tensão no ponto de máxima potência gerada. Além disto, este modelo requer menor esforço computacional no cálculo dos parâmetros que o Modelo R_sR_p , logo é o mais adequado para estudos de distribuição de energia elétrica.

Na segunda etapa do trabalho, avaliou-se o fluxo de carga proveniente da subestação, o perfil de tensão e as perdas do sistema. Os resultados obtidos indicaram pequenas elevações de tensão devido à conexão da geração distribuída. Esta melhoria moderada no perfil de tensão dos barramentos se deve ao fato de o gerador solar fotovoltaico ser de pequeno porte para o sistema em questão. Em relação à potência suprida pela subestação, observou-se redução da potência ativa fornecida pela subestação nos horários onde há irradiação, indicando que parte da demanda está sendo suprida pelo gerador solar fotovoltaico.

De modo geral, a conexão dos geradores solares fotovoltaicos auxiliou na redução das perdas técnicas quando comparado ao caso-base. No entanto, deve-se ressaltar que a penetração excessiva da geração fotovoltaica distribuída pode ocasionar fluxo de potência reverso, resultando no aumento das perdas. Tanto para o cálculo das perdas ao longo de um dia, quanto para a análise do fluxo de carga diário, verificou-se a importância do modelo do gerador solar fotovoltaico representar corretamente as características estocásticas deste tipo de geração.

Como os principais fatores que influenciam estes modelos são a irradiância e a temperatura, algumas considerações podem ser deduzidas a partir dos resultados obtidos, corroborando o estado da arte:

- O aumento da irradiância, mantendo-se a temperatura constante, resulta em aumento no ponto de operação da máxima potência gerada;
- O aumento de temperatura, considerando-se a irradiância constante, reduz o valor da potência máxima;
- A inclusão de determinados componentes como resistências em série ou *shunt* nos circuitos equivalentes é de grande importância na representação do fenômeno fotovoltaico.

Para finalizar, seguem algumas sugestões para dar continuidade ao estudo realizado neste trabalho:

- Reproduzir o estudo realizado em um sistema de distribuição real;
- Construir uma *interface* que permita ao usuário aplicar os modelos de GSF construídos no SIMULINK no OpenDSS;
- Utilizar os dados de medições da irradiância, temperatura e potência produzida por um painel fotovoltaico em operação para validar os resultados da potência produzida por cada modelo no SIMULINK.

Referências Bibliográficas

ABRADEE , 2017. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/redes-de-energia-eletrica>>. Acesso em: 01/2017.

ABSOLAR. Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica, 2017. Disponível em: <<http://viex-americas.com/2016/wp-content/uploads/2017/02/RODRIGO-LOPES-2017.02.08-ABSOLAR-Energia-Solar-Fotovoltaica-Dr.-Rodrigo-Lopes-Sauaia.pdf>>. Acesso em: 06/2017.

ALSAYID, B.; JALLAD, J. Modeling and simulation of photovoltaic cells/modules/arrays. International Journal of Research and Reviews in Computer Science (IJRRCS), 2011. 1327-1331.

ALTAS, I. H.; SHARAF, A. M. A fuzzy logic power tracking controller for a photovoltaic energy conversion scheme.. Electric Power Systems Research, v. 25, n. 3, p. 227-238, 1992.

ANDREI, H. E. A. Curve fitting method for modeling and analysis of photovoltaic cells characteristics. Automation Quality and Testing Robotics (AQTR), 2012 IEEE International Conference on. 2012. p. 307-312.

ANEEL. PRODIST - Módulo 8 - Acesso ao Sistema de Distribuição. 2017.

ANEEL, A. N. D. E. E. Aprimoramento da metodologia de cálculo de perdas na distribuição. Nota Técnica nº 0057/2014. Brasília. 2014.

ARAKI, K.; YAMAGUCHI, M. Novel equivalent circuit model and statistical analysis in parameters identification. Solar energy materials and solar cells, v. 75, n. 3, p. 457-466, 2003.

BAYOD-RUJULA, A. A. Future development of the electricity systems with distributed generation. Energy , v. 34, n. 3, p. 377-383, 2009.

BRASIL, D. Impacto da Integração das Fontes Renováveis Alternativas de Energia no Sistema - O SIN do Futuro. <http://www.ons.org.br/home/>, 2012.

BUDKA, K. C. et al. Communication network architecture and design principles for smart grids. *Bell Labs Technical Journal*, v. 15, n. 2, p. 205-227, 2009.

BURKE, J. J. Power distribution engineering: fundamentals and applications. CRC Press. 1994.

CASTANER, L.; SILVESTRE, S. Modelling photovoltaic systems using PSpice. [S.l.]: John Wiley and Sons, 2002.

CASTRO, R. M. G. Introdução à Energia Fotovoltaica. Universidade Técnica de Lisboa. Lisboa. 2004.

CELIK, A. N.; ACIKGOZ, N. Modelling and experimental verification of the operating current of mono-crystalline photovoltaic modules using four-and five-parameter models. *Applied energy*, v. 84.1, p. 1-15, 2007.

CHAAR, L. E.; LAMONT, ; ZEIN, N. E. Review of photovoltaic technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 15, n. 5, p. 2165-2175, 2011.

CHATTERJEE, A.; KEYHANI, A.; KAPOOR, D. Identification of photovoltaic source models. *IEEE Transactions on Energy conversion*, v. 26, n. 3, p. 883-889, 2011.

CHENNI, R. E. A. A detailed modeling method for photovoltaic cells. *Energy*, v. 32, n. 9, p. 1724-1730, 2007.

CHOUDER, A. Modeling and simulation of a grid connected PV system based on the evaluation of main PV module parameters. *Simulation Modelling Practice and Theory*, v. 20, n. 1, p. 46-58, 2012.

CIULLA, G. E. A. A comparison of different one-diode models for the representation of I-V characteristic of a PV cell. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 32, p. 684-696, 2014.

COSTA, W. T. D. Modelagem, estimação de parâmetros e método MPPT para módulos fotovoltaicos. Universidade Federal do Espírito Santo. Vitória. 2010.

DE BLAS, M. A. E. A. Selecting a suitable model for characterizing photovoltaic devices. *Renewable energy*, v. 25, n. 3, p. 371-380, 2002.

DE BRITO, M. A. G. et al. Evaluation of the main MPPT techniques for photovoltaic applications. *IEEE transactions on industrial electronics*, v. 60, n. 3, p. 1156-1167, 2013.

DE SOTO, W.; KLEIN, S. A.; BECKMAN, W. A. Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance. *Solar energy*, p. 78-88, 2006.

DRESCH, R. D. F. V. Análise do Efeito da Modelagem da Carga nas Estimativas de Perdas Elétricas em Sistemas de Distribuição. Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre. 2014.

DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A. *Solar engineering of thermal processes*. 2^a. ed. New York: John Wiley & Sons, 1991.

ECYCLE. O que é energia solar e como funciona o processo de geração de eletricidade?, 2016. Disponível em: <<http://www.ecycle.com.br>>. Acesso em: 05/2017.

ENERGIATECSOLAR. Painel Solar Fotovoltaico e Seu Funcionamento, 2016. Disponível em: <<http://energiatecsolar.com.br>>. Acesso em: 05/2017.

ERICSSON, G. N. Communication requirements-Basis for investment in a utility wide-area network. *IEEE transactions on power delivery*, v. 19, n. 1, p. 92-95, 2004.

ESRAM, T.; CHAPMAN, P. L. Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques. *IEEE Transactions on energy conversion*, v. 22, n. 2, p. 439-449, 2007.

FRAUNHOFER, I. S. E. Photovoltaics report. Fraunhofer ISE. Freiburg. 2016.

FREITAS, P. R. R. D. Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software OpenDSS. USP. São Paulo. 2015.

FRY, B. Simulation of grid-tied building integrated photovoltaic systems. University of Wisconsin. Madison. 1999.

GOW, J. A.; MANNING, C. D. Development of a model for photovoltaic arrays suitable for use in simulation studies of solar energy conversion systems, 1996.

GOW, J. A.; MANNING, C. D. Development of a photovoltaic array model for use in power-electronics simulation studies. IEE Proceedings-Electric Power Applications, v. 146, n. 2, p. 193-200, 1999.

HECKTHEUER, L. A. Análise de associações de módulos fotovoltaicos. UFRGS. Porto Alegre. 2001.

HOHM, D. P.; ROPP, M. E. Comparative study of maximum power point tracking algorithms using an experimental, programmable, maximum power point tracking test bed. Photovoltaic Specialists Conference, 2000. Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE. IEEE. 2000. p. 1699-1702.

IBRAHIM, A. A. et al. Optimization methods for optimal power quality monitor placement in power systems: a performance comparison. International Journal on Electrical Engineering and Informatics, v. 4, p. 78-91, 2012.

IEEE. Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems. IEEE Standard. p. 519. 1992.

JUNG, J.-H.; AHMED, S. Model construction of single crystalline photovoltaic panels for real-time simulation. IEEE Energy Conversion Congress and Exposition. IEEE. 2010. p. 342-349.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B.; ROBBA, E. J. Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica. Edgard Blücher, 2005.

KALOGIROU, S. A. Solar energy engineering: processes and systems. 1^a. ed.: Academic Press, 2009.

KESHAV, S.; ROSENBERG, C. How internet concepts and technologies can help green and smarten the electrical grid. ACM SIGCOMM Computer Communication Review, v. 41, n. 1, p. 109-114, 2011.

LOBATO, E. A mineração brasileira. Ministério de Minas e Energia - MME, 2009.

Disponível em:

<http://www.mme.gov.br/documents/1138775/1256650/P27_RT37_Perfil_do_Quartzo.pdf/3ea3802c-8da9-4012-a246-c722d750de1f>. Acesso em: 06/2017.

LOPES, Y. et al. Smart Grid e IEC 61850: Novos Desafios em Redes e Telecomunicações para o Sistema Elétrico. XXX Simpósio Brasileiro de Telecomunicações, p. 1-44, 2012.

LOPES, Y.; FERNANDES, N. C.; CHRISTINA, D. M. Geração Distribuída de Energia: Desafios e Perspectivas em Redes de Comunicação. XXXIII Simpósio Brasileiro de Redes de Computadores e Sistemas Distribuídos, p. 2-55, 2015.

MACHADO NETO, L. D. V. B. Caracterização de geradores fotovoltaicos e desenvolvimento de seguidor de potência máxima para sistemas autônomos aplicados à eletrificação rural. Universidade Federal de Viçosa. Viçosa. 2006.

MAHMOUD, Y.; XIAO, W.; ZEINELDIN, H. H. A simple approach to modeling and simulation of photovoltaic modules. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2012. 185-186.

MANNA, T. K.; MAHAJAN, S. M. Nanotechnology in the development of photovoltaic cells. 2007 International Conference on Clean Electrical Power. IEEE. 2007. p. 379-386.

MARKVART, T. Solar electricity. John Wiley & Sons, 2000.

MARKVART, T.; CASTAÑER, L. Practical handbook of photovoltaics: fundamentals and applications. 1st.ed: Elsevier, 2003.

MARQUES, J. P. P. T. Modelação e Controlo de Conversor DC/AC para interligação de painéis fotovoltaicos à Rede. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. Porto. 2009.

MARTÍN, E. C.; AGUILERA, M. Á. E. Edifícios fotovoltaicos conectados a la red eléctrica: características y posibilidades energéticas. Universidad Politécnica de Madrid. Madrid. 2005.

MASSON, G. Global market outlook for photovoltaics 2013-2017. European Photovoltaic Industry Association, 2013. 12-32.

NASCIMENTO, C. A. Princípio de funcionamento da célula fotovoltaica. Tese de Doutorado. Universidade Federal de Lavras. 2004.

NEOSOLAR. Sistemas de Energia Solar Fotovoltaica e Seus Componentes, 2017. Disponível em: <<https://www.neosolar.com.br>>. Acesso em: 05/2017.

OLIVEIRA, S. A. D. Geração Distribuída Fotovoltaica: Avaliação dos Impactos Técnicos e um Breve Estudo de Viabilidade Econômica. Universidade Federal de Campina Grande (UFCG). Campina Grande. 2016.

PALUDO, J. A. Avaliação dos impactos de elevados níveis de penetração da geração fotovoltaica no desempenho de sistemas de distribuição de energia elétrica em regime permanente. USP. 2014.

PANDIARAJAN, N.; MUTHU, R. Mathematical modeling of photovoltaic module with Simulink. International Conference on Electrical Energy Systems (ICEES 2011).. 2011.

PORTALSOLAR. O que é Energia Solar?, 2016. Disponível em: <<http://www.portalsolar.com.br>>. Acesso em: 05/2017.

SANTOS, G. V. Materiais Semicondutores. Eletrônica em Casa, 2013. Disponível em: <<http://eletronicaemcasa.blogspot.com.br/>>. Acesso em: 05/2017.

SERA, D.; TEODORESCU, R.; RODRIGUEZ, P. PV panel model based on datasheet values. Industrial Electronics, 2007. ISIE 2007. IEEE International Symposium, p. 2392-2396, 2007.

SHAYANI, R. A. Método para Determinação do Limite de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes de Distribuição Radial. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica - Universidade de Brasília. Brasília. 2010.

SHONGWE, S.; HANIF, M. Comparative analysis of different single-diode PV modeling methods. IEEE Journal of Photovoltaics, v. 5, n. 3, p. 938-946, 2015.

SIGNIFICADOS. Significado de Energia renovável, 2017. Disponível em: <<https://www.significados.com.br/energia-renovavel/>>. Acesso em: 06/2017.

SOARES, R. A. Análise do Uso do Software OpenDSS no Estudo de Sistemas com Geração Distribuída. UFCG. Campina Grande. 2017.

SOLARBRASIL, 2016. Disponível em: <<http://www.solarbrasil.com.br/>>. Acesso em: 05/2017.

SOON, J. J.; LOW, K.-S. Photovoltaic model identification using particle swarm optimization with inverse barrier constraint. IEEE Transactions on Power Electronics, v. 27, n. 9, p. 3975-3983, 2012.

SOUZA, B. A. Distribuição de Energia Elétrica. Universidade Federal da Paraíba. 1997.

SQ80 DATASHEET. Shell Solar Photovoltaic solar module, SQ80 Datasheet.

SUSKIS, P.; GALKIN, I. Enhanced photovoltaic panel model for MATLAB-simulink environment considering solar cell junction capacitance. Industrial Electronics Society, IECON 2013-39th Annual Conference of the IEEE. 2013. p. 1613-1618.

TOWNSEND, T. U. The long-term performance of direct-coupled photovoltaic systems. University of Wisconsin. Madison. 1989.

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R.; RUPPERT FILHO, E. Modeling and circuit-based simulation of photovoltaic arrays. Power Electronics Conference, 2009. COBEP'09. Brazilian. 2009. p. 1244-1254.

WALKER, G. E. A. Evaluating MPPT converter topologies using a MATLAB PV model. Journal of Electrical & Electronics Engineering, 2001. 49-56.

ZAMORA, F. H. P. et al. Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição com Geração Distribuída. 2013.

ZERHOUNI, F. Z. E. A. Proposed methods to increase the output efficiency of a photovoltaic (PV) system. Acta polytechnica hungarica. 2010.

Apêndice A

Codificação dos Modelos de Fontes Fotovoltaicas

Na construção dos três modelos:

- As entradas são: tensão de circuito aberto do módulo, corrente de curto-circuito, fator de idealidade do diodo, número de células em série, energia da banda proibida do material que compõe a célula (silício), coeficiente de temperatura da corrente de curto-circuito, irradiância de referência, temperatura de referência, irradiância incidente e temperatura de operação da célula.
- As saídas são a tensão, corrente e potência do módulo.

O primeiro modelo construído foi o Modelo R_sR_p , por ser mais completo. Em seguida, mostra-se que o processo de construção dos Modelos R_s e Ideal utilizando diagramas de blocos é o mesmo, pelo fato de constituírem simplificações do Modelo R_sR_p . Desta forma, a única etapa que teve alterações foi a do cálculo da corrente de saída do módulo (Etapa 5).

Modelo R_sR_p

Etapa 1: construção do módulo responsável pela conversão da temperatura de operação de graus Celsius para kelvin, conforme as Figuras 91 e 92. A temperatura de operação pode ser modificada a critério do usuário para diferentes análises.

Figura 91. Módulo de conversão das temperaturas de graus Celsius para kelvin.

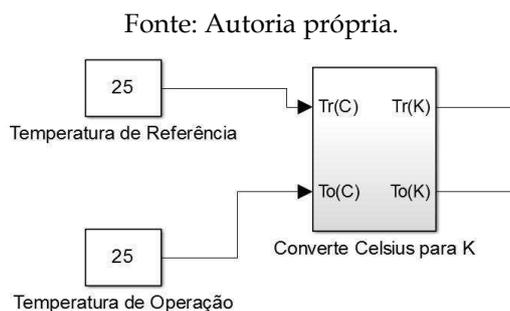
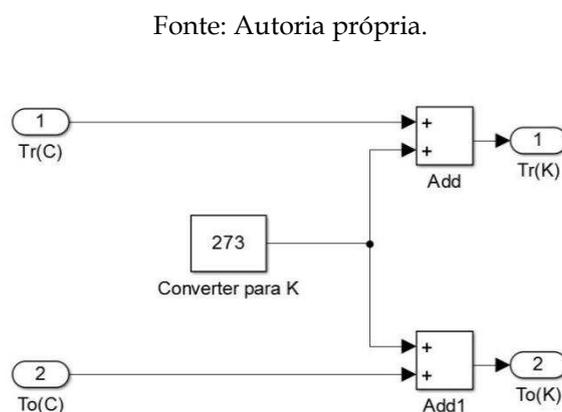


Figura 92. Interior do módulo da Figura 91.



Etapa 2: construção do módulo responsável por resolver a Equação (2) (Figuras 93 e 94). As entradas deste módulo são: corrente de curto-circuito, temperatura de operação em kelvin, temperatura de referência em kelvin, constante de temperatura da corrente de curto-circuito, irradiância de operação, irradiância de referência.

Figura 93. Módulo que resolve a Equação 2.

Fonte: Autoria própria.

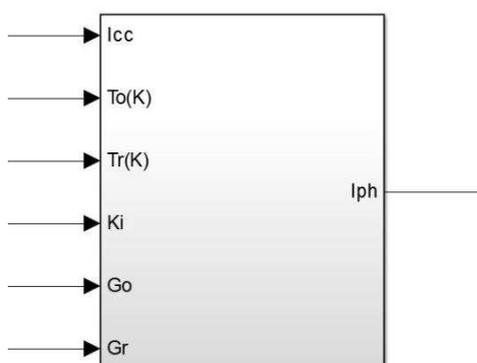
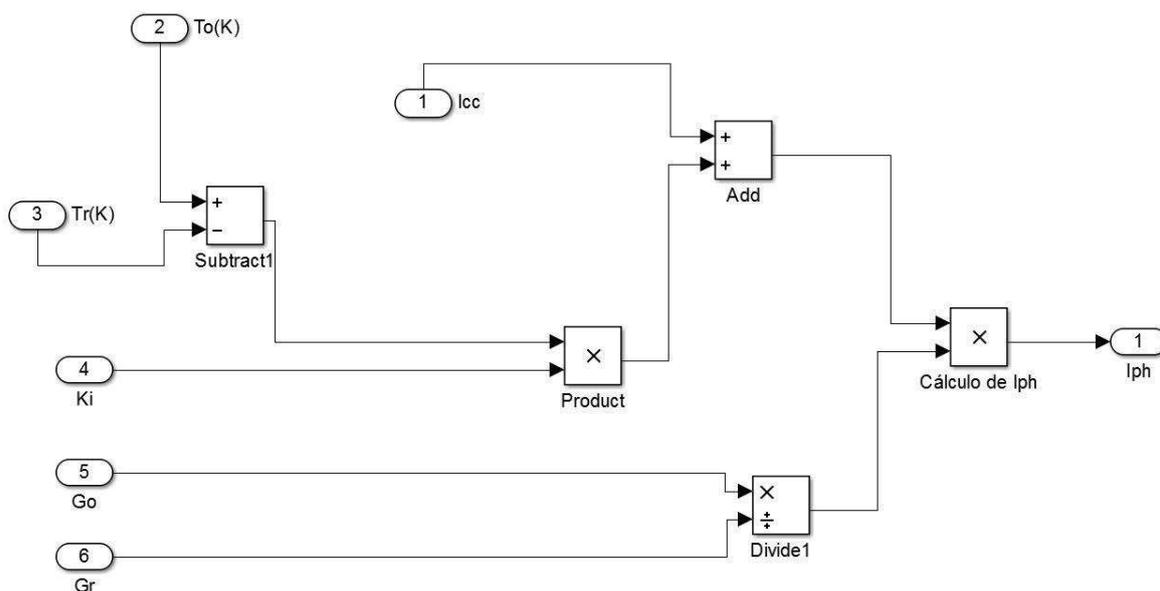


Figura 94. Interior do módulo da Figura 93.

Fonte: Autoria própria.



Etapa 3: construção do módulo responsável por resolver a Equação (9) (Figuras 95 e 96). As entradas desse módulo são: corrente de curto-circuito, tensão de circuito aberto, carga do elétron, fator de idealidade do diodo, número de células em série, temperatura de referência em kelvin, constante de Boltzmann.

Figura 95. Módulo que resolve a Equação 9.

Fonte: Autoria própria.

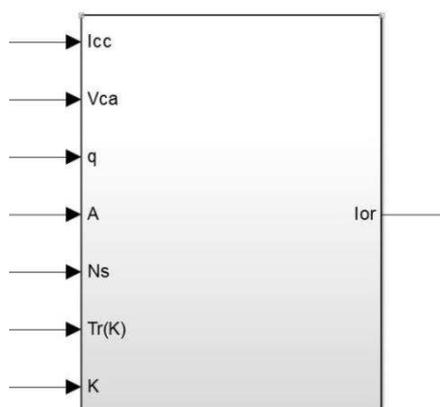
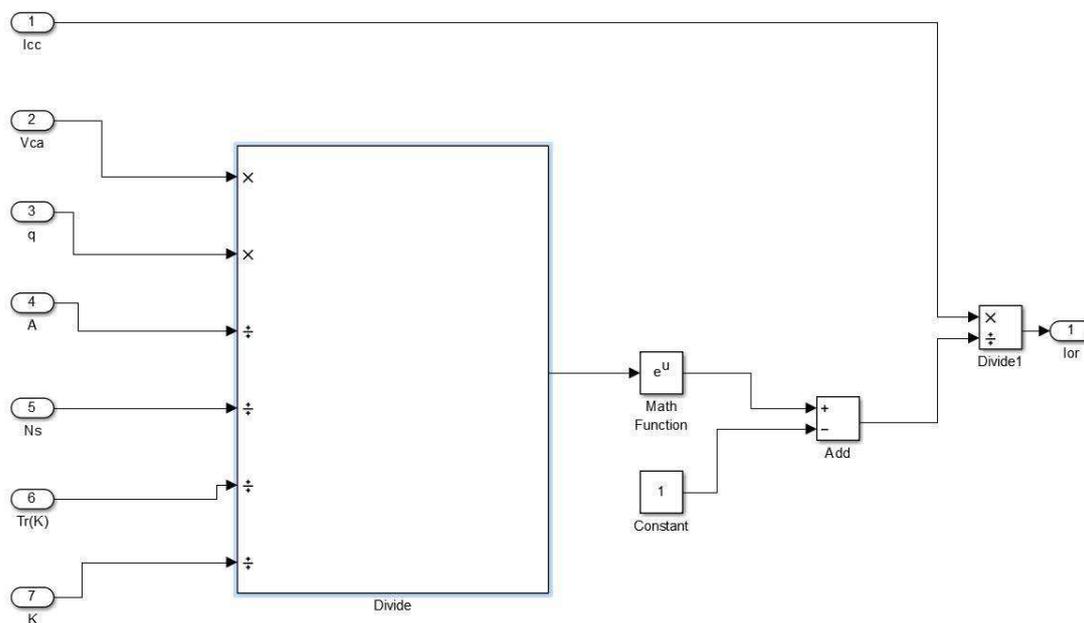


Figura 96. Interior do módulo da Figura 95.

Fonte: Autoria própria.



Etapa 4: construção do módulo responsável por solucionar a Equação (5) (Figuras 97 e 98). As entradas desse módulo são: carga do elétron, corrente de saturação reversa na temperatura de referência, fator de idealidade do diodo, temperatura de referência em kelvin, constante de Boltzmann, temperatura de operação em kelvin, energia de banda proibida do silício.

Figura 97. Módulo que resolve a Equação 5.

Fonte: Autoria própria.

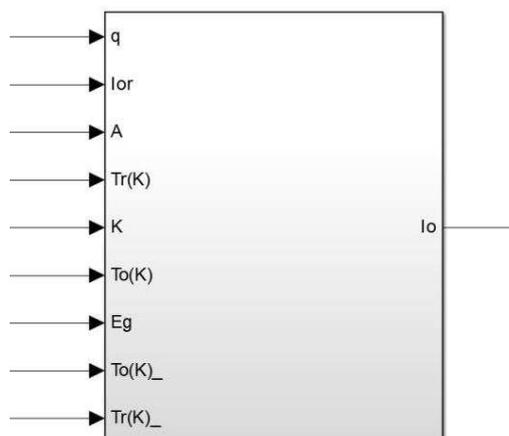
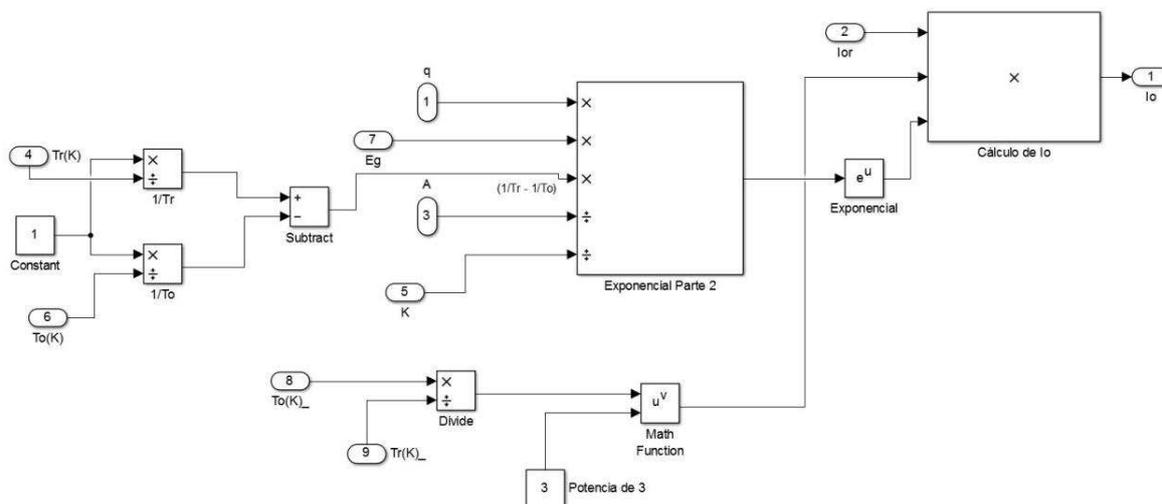


Figura 98. Interior do módulo da Figura 97.

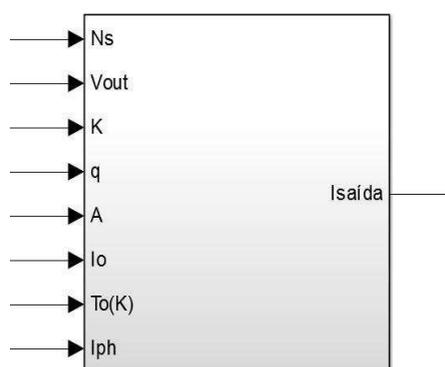
Fonte: Autoria própria.



Etapa 5: construção do módulo responsável por solucionar a Equação (13) (Figura 99). As entradas desse módulo são: número de células em série, tensão de saída, constante de Boltzmann, carga do elétron, fator de idealidade do diodo, corrente de saturação reversa do diodo, temperatura de operação do modulo em kelvin, corrente fotogerada.

Figura 99. Módulo que resolve a Equação 13.

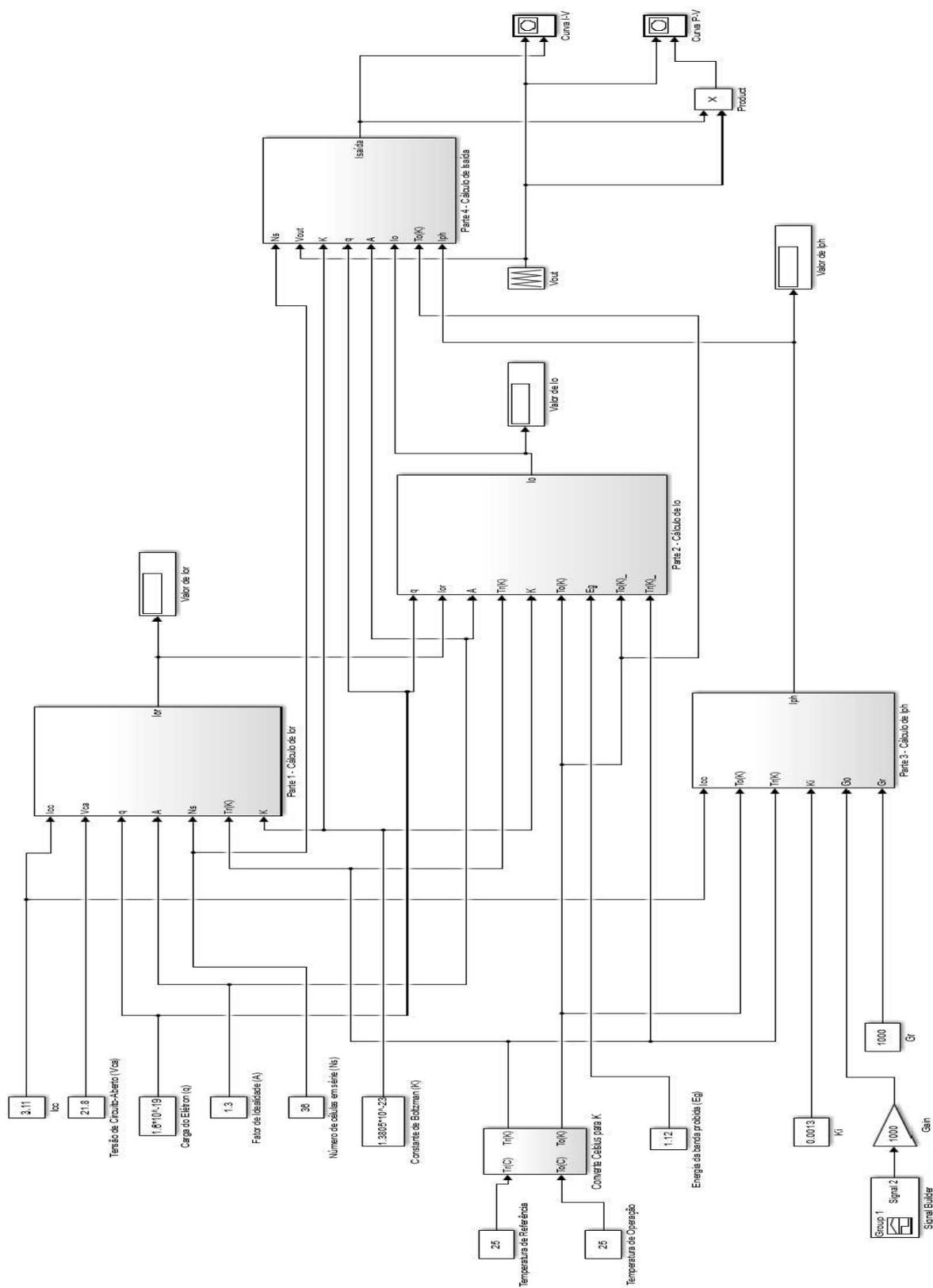
Fonte: Autoria própria.



Etapa 6: conexão dos diversos módulos, o que resultou no modelo do sistema fotovoltaico apresentado na Figura 100.

Figura 101. Sistema completo do módulo fotovoltaico referente ao modelo de um diodo com resistência série.

Fonte: Autoria própria.

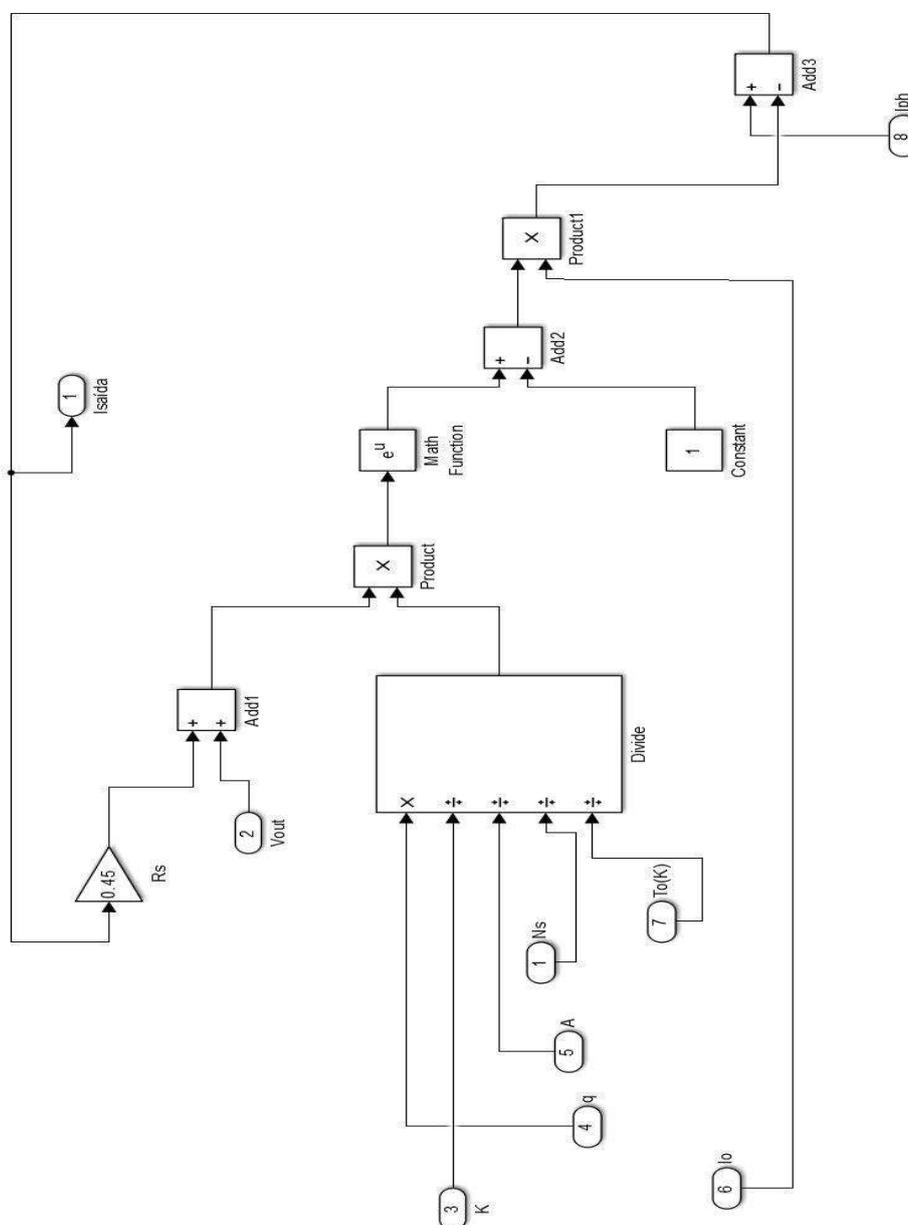


Modelo R_S

A codificação do modelo de um diodo com resistência em série (Modelo R_S) seguiu o mesmo procedimento adotado na construção do Modelo $R_S R_P$. Alterações foram introduzidas apenas na Etapa 5 e, portanto, no interior do módulo responsável pelo cálculo corrente de saída (Equação 10), conforme a Figura 102. As entradas desse módulo são as mesmas utilizadas no Modelo $R_S R_P$.

Figura 102. Interior do módulo que resolve a Equação 10.

Fonte: Autoria própria.

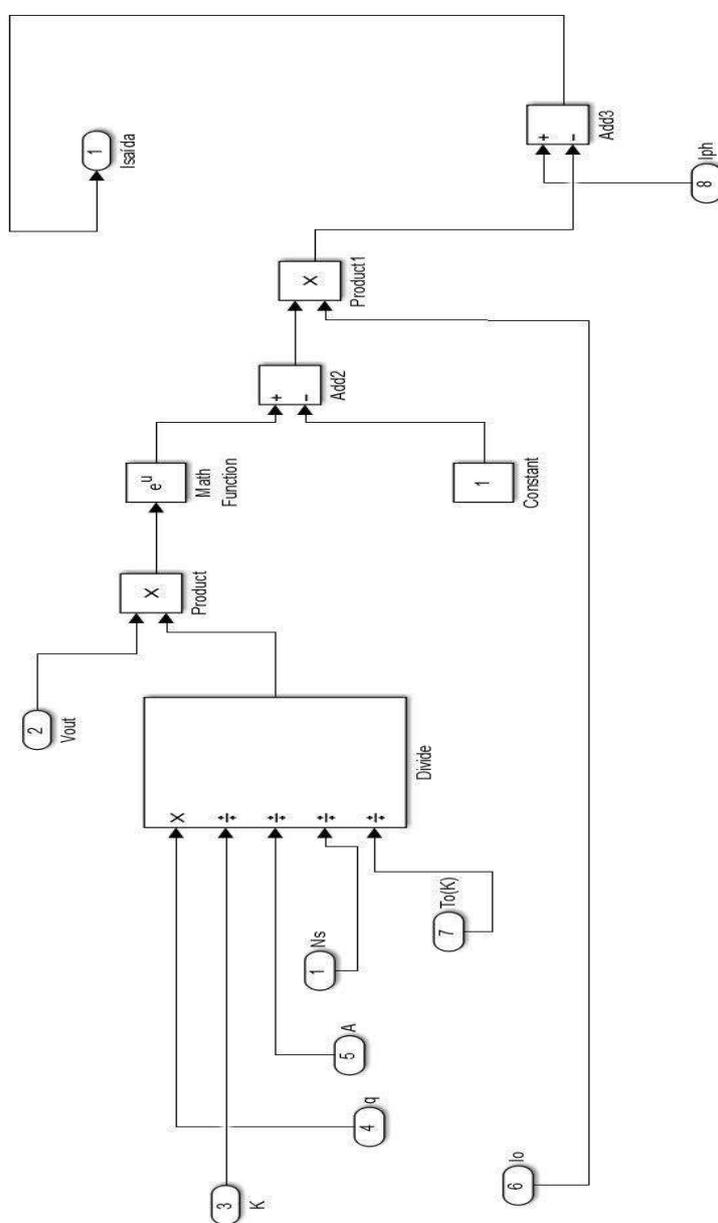


Modelo Ideal

A codificação do Modelo Ideal seguiu o mesmo procedimento adotado na construção do Modelo $R_S R_P$. Alterações foram introduzidas apenas na Etapa 5 e, portanto, no interior do módulo responsável pelo cálculo corrente de saída (Equação 6), conforme mostrado na Figura 103. As entradas desse módulo são as mesmas utilizadas no Modelo $R_S R_P$.

Figura 103. Interior do módulo que resolve a Equação 6.

Fonte: Autoria própria.



Apêndice B

Este apêndice é composto pelos erros relativos percentuais obtidos para o fluxo de potência do alimentador calculado a cada 15 minutos, em cada uma das três fases. Como referência utilizou-se o Modelo R_s.

Tabela 30. Erro percentual: fluxo de potência - Fase A.

Fonte: Autoria própria.

Tempo (h)	Ideal	RsRp	OpenDSS	Tempo (h)	Ideal	RsRp	OpenDSS
00:00	0,000	0,062	0,004	12:00	0,693	0,141	0,958
00:15	0,000	0,066	0,004	12:15	1,138	0,102	1,061
00:30	0,000	0,070	0,004	12:30	0,908	0,126	1,003
00:45	0,000	0,074	0,005	12:45	1,290	0,066	1,026
01:00	0,000	0,079	0,005	13:00	0,615	0,153	0,882
01:15	0,000	0,080	0,005	13:15	0,613	0,157	0,873
01:30	0,000	0,081	0,006	13:30	0,383	0,172	0,730
01:45	0,000	0,081	0,006	13:45	0,277	0,182	0,642
02:00	0,000	0,083	0,006	14:00	0,649	0,131	0,846
02:15	0,000	0,082	0,006	14:15	0,471	0,162	0,764
02:30	0,000	0,081	0,006	14:30	0,510	0,159	0,793
02:45	0,000	0,080	0,006	14:45	0,169	0,192	0,536
03:00	0,000	0,079	0,006	15:00	0,129	0,198	0,474
03:15	0,000	0,074	0,005	15:15	0,068	0,200	0,366
03:30	0,000	0,070	0,005	15:30	0,038	0,199	0,286
03:45	0,000	0,066	0,004	15:45	0,016	0,193	0,180
04:00	0,000	0,063	0,004	16:00	0,010	0,187	0,133
04:15	0,000	0,057	0,004	16:15	0,008	0,189	0,123
04:30	0,000	0,053	0,003	16:30	0,006	0,189	0,113
04:45	0,000	0,050	0,003	16:45	0,002	0,177	0,057
05:00	0,000	0,061	0,002	17:00	0,000	0,112	0,011
05:15	0,000	0,138	0,006	17:15	0,000	0,044	0,000
05:30	0,001	0,264	0,042	17:30	0,000	0,024	0,001
05:45	0,007	0,304	0,142	17:45	0,000	0,023	0,001
06:00	0,010	0,291	0,158	18:00	0,000	0,024	0,001
06:15	0,033	0,305	0,313	18:15	0,000	0,024	0,000
06:30	0,052	0,310	0,427	18:30	0,000	0,024	0,001
06:45	0,067	0,302	0,463	18:45	0,000	0,025	0,001
07:00	0,156	0,293	0,628	19:00	0,000	0,025	0,001
07:15	0,315	0,257	0,805	19:15	0,000	0,025	0,000
07:30	0,122	0,247	0,515	19:30	0,000	0,025	0,000
07:45	0,193	0,227	0,629	19:45	0,000	0,024	0,000
08:00	0,216	0,206	0,621	20:00	0,000	0,024	0,000
08:15	0,152	0,212	0,531	20:15	0,000	0,025	0,000
08:30	0,273	0,201	0,690	20:30	0,000	0,026	0,000
08:45	0,959	0,108	0,970	20:45	0,000	0,027	0,000

09:00	0,644	0,158	0,885	21:00	0,000	0,029	0,001
09:15	0,581	0,159	0,861	21:15	0,000	0,030	0,001
09:30	0,787	0,128	0,942	21:30	0,000	0,031	0,001
09:45	1,097	0,079	0,992	21:45	0,000	0,032	0,001
10:00	1,301	0,042	0,950	22:00	0,000	0,034	0,001
10:15	1,334	0,048	0,946	22:15	0,000	0,037	0,001
10:30	1,658	0,008	0,805	22:30	0,000	0,040	0,002
10:45	1,456	0,009	0,913	22:45	0,000	0,043	0,002
11:00	1,377	0,010	0,911	23:00	0,000	0,048	0,002
11:15	1,403	0,015	0,943	23:15	0,000	0,051	0,003
11:30	1,504	0,017	0,989	23:30	0,000	0,054	0,003
11:45	1,277	0,059	1,038	23:45	0,000	0,058	0,003

Tabela 31. Erro percentual: fluxo de potência - Fase B.

Fonte: Autoria própria

Tempo (h)	Ideal	RsRp	OpenDSS	Tempo (h)	Ideal	RsRp	OpenDSS
00:00	0,000	0,051	0,004	12:00	0,589	0,120	0,519
00:15	0,000	0,054	0,005	12:15	0,968	0,087	0,545
00:30	0,000	0,058	0,005	12:30	0,778	0,108	0,553
00:45	0,000	0,062	0,005	12:45	1,108	0,057	0,537
01:00	0,000	0,067	0,006	13:00	0,534	0,133	0,529
01:15	0,000	0,069	0,006	13:15	0,534	0,137	0,528
01:30	0,000	0,070	0,006	13:30	0,336	0,151	0,456
01:45	0,000	0,070	0,006	13:45	0,244	0,160	0,414
02:00	0,000	0,072	0,006	14:00	0,571	0,116	0,521
02:15	0,000	0,071	0,006	14:15	0,417	0,142	0,481
02:30	0,000	0,071	0,006	14:30	0,449	0,140	0,496
02:45	0,000	0,071	0,006	14:45	0,150	0,169	0,354
03:00	0,000	0,070	0,006	15:00	0,114	0,175	0,314
03:15	0,000	0,065	0,005	15:15	0,055	0,176	0,244
03:30	0,000	0,061	0,005	15:30	0,033	0,175	0,193
03:45	0,000	0,058	0,005	15:45	0,014	0,170	0,115
04:00	0,000	0,054	0,004	16:00	0,008	0,164	0,087
04:15	0,000	0,049	0,004	16:15	0,007	0,164	0,078
04:30	0,000	0,045	0,004	16:30	0,005	0,161	0,067
04:45	0,000	0,042	0,004	16:45	0,001	0,144	0,030
05:00	0,000	0,051	0,003	17:00	0,000	0,090	0,003
05:15	0,000	0,115	0,000	17:15	0,000	0,035	0,002
05:30	0,001	0,219	0,022	17:30	0,000	0,019	0,002
05:45	0,006	0,252	0,087	17:45	0,000	0,018	0,002
06:00	0,008	0,241	0,096	18:00	0,000	0,018	0,002
06:15	0,028	0,256	0,201	18:15	0,000	0,019	0,002
06:30	0,044	0,264	0,284	18:30	0,000	0,019	0,002
06:45	0,058	0,261	0,320	18:45	0,000	0,019	0,002
07:00	0,136	0,256	0,441	19:00	0,000	0,019	0,002
07:15	0,277	0,226	0,552	19:15	0,000	0,019	0,002
07:30	0,108	0,219	0,357	19:30	0,000	0,019	0,002
07:45	0,171	0,201	0,429	19:45	0,000	0,018	0,002
08:00	0,192	0,183	0,419	20:00	0,000	0,018	0,002

08:15	0,135	0,189	0,362	20:15	0,000	0,019	0,002
08:30	0,242	0,178	0,464	20:30	0,000	0,020	0,002
08:45	0,845	0,095	0,588	20:45	0,000	0,021	0,002
09:00	0,569	0,140	0,560	21:00	0,000	0,022	0,002
09:15	0,513	0,140	0,536	21:15	0,000	0,023	0,002
09:30	0,692	0,112	0,556	21:30	0,000	0,024	0,002
09:45	0,932	0,067	0,537	21:45	0,000	0,026	0,002
10:00	1,596	0,036	0,491	22:00	0,000	0,027	0,002
10:15	1,624	0,041	0,483	22:15	0,000	0,029	0,003
10:30	1,740	0,007	0,505	22:30	0,000	0,032	0,003
10:45	1,719	0,007	0,410	22:45	0,000	0,035	0,003
11:00	1,642	0,009	0,418	23:00	0,000	0,039	0,003
11:15	1,214	0,013	0,441	23:15	0,000	0,041	0,004
11:30	1,290	0,015	0,448	23:30	0,000	0,044	0,004
11:45	1,084	0,051	0,511	23:45	0,000	0,047	0,004

Tabela 32. Erro percentual: fluxo de potência - Fase C.

Fonte: Autoria própria

Tempo (h)	Ideal	RsRp	OpenDSS	Tempo (h)	Ideal	RsRp	OpenDSS
00:00	0,000	0,046	0,005	12:00	0,559	0,113	0,249
00:15	0,000	0,049	0,005	12:15	0,917	0,082	0,205
00:30	0,000	0,052	0,005	12:30	0,738	0,103	0,259
00:45	0,000	0,055	0,005	12:45	1,049	0,054	0,198
01:00	0,000	0,059	0,006	13:00	0,507	0,126	0,300
01:15	0,000	0,060	0,006	13:15	0,506	0,129	0,300
01:30	0,000	0,060	0,006	13:30	0,319	0,143	0,277
01:45	0,000	0,061	0,006	13:45	0,232	0,152	0,267
02:00	0,000	0,062	0,006	14:00	0,543	0,110	0,294
02:15	0,000	0,062	0,006	14:15	0,395	0,135	0,289
02:30	0,000	0,062	0,006	14:30	0,427	0,133	0,295
02:45	0,000	0,061	0,006	14:45	0,143	0,161	0,239
03:00	0,000	0,061	0,006	15:00	0,108	0,166	0,214
03:15	0,000	0,057	0,005	15:15	0,052	0,168	0,169
03:30	0,000	0,054	0,005	15:30	0,032	0,167	0,137
03:45	0,000	0,051	0,005	15:45	0,013	0,162	0,078
04:00	0,000	0,049	0,005	16:00	0,008	0,156	0,060
04:15	0,000	0,044	0,005	16:15	0,006	0,156	0,051
04:30	0,000	0,041	0,004	16:30	0,005	0,154	0,043
04:45	0,000	0,038	0,004	16:45	0,001	0,141	0,016
05:00	0,000	0,047	0,004	17:00	0,000	0,089	0,002
05:15	0,000	0,106	0,003	17:15	0,000	0,034	0,004
05:30	0,001	0,203	0,011	17:30	0,000	0,019	0,003
05:45	0,005	0,235	0,060	17:45	0,000	0,018	0,003
06:00	0,008	0,226	0,063	18:00	0,000	0,018	0,003
06:15	0,026	0,239	0,140	18:15	0,000	0,018	0,002
06:30	0,041	0,247	0,203	18:30	0,000	0,018	0,002
06:45	0,054	0,245	0,233	18:45	0,000	0,019	0,002
07:00	0,128	0,240	0,317	19:00	0,000	0,019	0,003

07:15	0,260	0,212	0,376	19:15	0,000	0,019	0,003
07:30	0,102	0,207	0,249	19:30	0,000	0,018	0,003
07:45	0,162	0,191	0,291	19:45	0,000	0,018	0,003
08:00	0,182	0,174	0,287	20:00	0,000	0,018	0,003
08:15	0,128	0,179	0,253	20:15	0,000	0,019	0,003
08:30	0,230	0,170	0,315	20:30	0,000	0,019	0,003
08:45	0,802	0,090	0,305	20:45	0,000	0,020	0,003
09:00	0,540	0,133	0,330	21:00	0,000	0,021	0,003
09:15	0,487	0,133	0,311	21:15	0,000	0,022	0,003
09:30	0,657	0,107	0,265	21:30	0,000	0,023	0,003
09:45	0,903	0,065	0,189	21:45	0,000	0,024	0,003
10:00	1,252	0,035	0,103	22:00	0,000	0,025	0,003
10:15	1,278	0,039	0,089	22:15	0,000	0,027	0,003
10:30	1,588	0,006	0,126	22:30	0,000	0,030	0,004
10:45	1,370	0,007	0,057	22:45	0,000	0,032	0,004
11:00	1,302	0,008	0,071	23:00	0,000	0,036	0,004
11:15	1,151	0,013	0,077	23:15	0,000	0,038	0,004
11:30	1,224	0,014	0,059	23:30	0,000	0,040	0,004
11:45	1,027	0,048	0,149	23:45	0,000	0,043	0,005