

Edemilson Luiz Rangel Junior

**MODELAGEM DE CENTRAIS FOTOVOLTAICAS NO
PROBLEMA DE FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO COM
APLICAÇÃO A SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO**

Dissertação submetida ao Programa de
Pós-Graduação de Engenharia Elétrica
da Universidade Federal de Santa
Catarina para a obtenção do Grau de
Mestrado em Engenharia Elétrica
Orientadora: Profa. Ph.D. Katia
Campos de Almeida

Florianópolis
2015

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

Rangel Junior, Edemilson Luiz
Modelagem de Centrais Fotovoltaicas no Problema de Fluxo de Potência Ótimo com Aplicação a Sistemas de Distribuição / Edemilson Luiz Rangel Junior ; orientadora, Kátia Campos de Almeida - Florianópolis, SC, 2015.
171 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

Inclui referências

1. Engenharia Elétrica. 2. Módulo Solar Fotovoltaico .
3. Modelo dos cinco parâmetros. 4. Fluxo de Potência Ótimo.
5. Sistemas de Distribuição. I. Almeida, Kátia Campos de.
II. Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

Edemilson Luiz Rangel Junior

**MODELAGEM DE CENTRAIS FOTOVOLTAICAS NO
PROBLEMA DE FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO COM
APLICAÇÃO A SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO**

Esta Dissertação foi julgada adequada para obtenção do Título de “Mestre”, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

Florianópolis, 26 de Fevereiro de 2015.

Prof. Carlos Galup Montoro, Ph.D.
Coordenador do Curso

Banca Examinadora:

Prof.^a Kátia Campos de Almeida,
Ph.D.
Orientadora
Universidade Federal de Santa
Catarina

Prof. Mauro Augusto da Rosa,
Ph.D.
Universidade Federal de Santa
Catarina

Prof. Ricardo Rütther, Ph.D.
Universidade Federal de Santa
Catarina

Eng. Diego Issicaba, Ph.D. – Pós-
Doutorando
Universidade Federal de Santa
Catarina

Prof. Hans Helmut Zürn, Ph.D.
Universidade Federal de Santa
Catarina

AGRADECIMENTOS

Meus sinceros agradecimentos a todos aqueles que de alguma forma doaram um pouco de si para que a conclusão deste trabalho fosse possível:

A minha amada e futura esposa Máira, pelo amor, paciência, compreensão e apoio incondicional em todos os momentos desta etapa, pois, com certeza, sem os mesmos não teria vencido esta e muitas outras de minha vida.

A minha orientadora Prof^ª. Ph.D. Kátia Campos de Almeida, pelos ensinamentos transmitidos nesses sete anos de parceria que foram de suma importância não só para este trabalho, como também para minha vida profissional.

Aos meus avós Neide e Tércio que, com muito amor e carinho, fizeram de tudo para que minha vida nesta fase fosse mais simples.

Aos diretores da empresa que trabalho, Estelar Engenheiros Associados Ltda, pela compreensão e incentivo em dar mais este passo em minha vida profissional.

Ao Sr. José da Silva Neto, meu companheiro de jornada na Estelar, pelos ensinamentos, experiências e contribuições para que este trabalho fosse realizado.

Por fim, aos meus pais, por terem feito de tudo ao seu alcance para me prover uma educação diferenciada.

RESUMO

Gerar energia elétrica a partir de módulos solares fotovoltaicos é uma realidade cada vez mais presente no cenário energético brasileiro. Torna-se necessário, portanto, o desenvolvimento de ferramentas capazes de avaliar os benefícios e malefícios que esta geração trará consigo, sobretudo aos sistemas de distribuição. Geralmente, a relação entre radiação solar e energia elétrica produzida por um módulo fotovoltaico (FV) é dada pelos fabricantes em apenas poucas condições específicas. Este trabalho propõe que a célula FV seja modelada como um circuito elétrico equivalente a cinco parâmetros – modelo dos cinco parâmetros – sendo que esses podem ser determinados para quaisquer condições solar-meteorológicas, fornecendo a tensão e corrente elétrica produzidas pelo módulo. A partir disto, uma central fotovoltaica pode ser formada com a associação série/paralelo de diversos módulos e inversores e conectada à rede elétrica. Para avaliar o efeito dessa conexão, propõe-se que seja resolvido um problema de Fluxo de Potência Ótimo via método de Pontos Interiores versão Preditor-Corretor, o qual visa minimizar as perdas elétricas em um alimentador ao longo do dia. As simulações foram realizadas com os dados dos alimentadores TDE-06, TDE-07 e TDE-09 da Subestação Trindade (Florianópolis – SC) de propriedade da Celesc Distribuição S.A, sendo que o alimentador TDE-06 foi utilizado para o estudo de caso.

Palavras-chave: Módulo Solar Fotovoltaico, Modelo dos cinco parâmetros, Fluxo de Potência Ótimo, Método de Pontos Interiores versão Preditor-Corretor, Sistemas de Distribuição.

ABSTRACT

The use of electrical energy from solar photovoltaic (PV) panels is a reality in Brazil. Due to this fact, it is necessary to develop tools capable of evaluating the effect of these generators on power system, particularly on the distribution systems. Usually, the relationship between solar radiation and the electrical energy production of PV panel is given only for a few specific conditions by the manufactures. This work proposes that a PV cell be modeled by an equivalent circuit known as the “Five-Parameter Model”. This work shows how these parameters can be obtained for any solar-meteorological condition, thus providing the electrical voltage and current produced by the panel in any of these conditions. Therewith, a PV Power Plant can be formed through series/parallel association of many panels associated to DC-AC inverters. To evaluate the impact of a PV Power Plant, this is represented in an Optimal Power Flow problem is presented and computationally solved by a Predictor-Corrector Interior Point Method. This problem seeks the daily minimization of electrical losses of a distribution feeder to which the PV Power Plant is connected. The simulations were conducted using data from the following feeders of the CELESC distribution system, in Florianópolis: TDE-06, TDE-07 and TDE-09 of Trindade Substation. A case study was conducted using the TDE-06 feeder and the results are thoroughly analyzed.

Keywords: solar photovoltaic (PV) panel, Five Parameters Model, Optimal Power Flow, Predictor-Corrector Interior Point Method, Distribution Systems.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Movimento de Translação da Terra ao redor do Sol.....	8
Figura 2.2 – Posição Solar em termos dos ângulos zenital θz e azimutal γs	9
Figura 2.3–Posição da superfície (com inclinação γ e azimute β) e o ângulo de incidência solar θ	10
Figura 2.4 - Componentes de radiação solar.....	11
Figura 3.1 – Circuito Elétrico Equivalente de um módulo fotovoltaico	22
Figura 3.2 – Curvas I-V para um módulo fotovoltaico	25
Figura 4.1 – Impedância série do transformador elevador.....	36
Figura 4.2 – Diagrama unifilar contendo o modelo completo da central fotovoltaica no FPO.....	37
Figura 4.3 (a) - transformador com tap variável conectado no ramo i - j e (b) – circuito π equivalente para compor a matriz de admitância.....	40
Figura 5.1 - – Componentes da irradiância total efetiva ($GTOTe, \omega 0,27^\circ$) incidente no módulo ao longo do dia 12/01/2013	53
Figura 5.2 – Componentes da irradiância total efetiva ($GTOTe, \omega 0,27^\circ$) incidente no módulo ao longo do dia 01/07/2013	54
Figura 5.3 – Componentes da irradiância total efetiva ($GTOTe, \omega 0,27^\circ$) incidente no módulo ao longo do dia 01/10/2013	55
Figura 5.4 – Variações diurnas de temperatura ambiente e das células FV ao longo do dia 12/01/2013	58
Figura 5.5 –Variações diurnas de temperatura ambiente e das células FV ao longo do dia 01/07/2013	59
Figura 5.6 –Variações diurnas de temperatura ambiente e das células FV ao longo do dia 01/10/2013	60
Figura 5.7 – Curvas I-V para o módulo Han nas condições STC e NOCT	66
Figura 5.8 – Curvas I-V para o módulo Kyo nas condições STC e NOCT	67
Figura 5.9 – Curvas I-V para o módulo Yin nas condições STC e NOCT	68
Figura 5.10 – Corrente elétrica sendo produzida pelo módulo ao longo do dia 12/01.....	71
Figura 5.11 – Tensão elétrica sendo produzida pelo módulo ao longo do dia 12/01.....	72
Figura 5.12 – Potência elétrica sendo produzida pelo módulo ao longo do dia 12/01.....	73
Figura 5.13 – Corrente elétrica sendo produzida pelo módulo ao longo do dia 01/07.....	74
Figura 5.14 – Tensão elétrica sendo produzida pelo módulo ao longo do dia 01/07.....	75
Figura 5.15 – Potência elétrica sendo produzida pelo módulo ao longo do dia 01/07.....	76
Figura 5.16 – Corrente elétrica sendo produzida pelo módulo ao longo do dia 01/10.....	77
Figura 5.17 – Tensão elétrica sendo produzida pelo módulo ao longo do dia 01/10.....	78

Figura 5.18 – Potência elétrica sendo produzida pelo módulo ao longo do dia 01/10.....	79
Figura 5.19 - Curvas de Rendimento do inversor Sunny Tripower 12000TL-US	81

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Parâmetros associados ao grau de sujeira.....	16
Tabela 2.2 – Parâmetros para o cálculo de <i>M_{am}</i> para diferentes tipos de células fotovoltaicas.....	19
Tabela 5.1 – Radiações diárias globais no plano horizontal para análise.....	51
Tabela 5.2 – Temperaturas máximas e mínimas para os dias de análise	57
Tabela 5.3 - Dados dos Módulos FV para diferentes fabricantes	62
Tabela 5.4 - Pontos iniciais para os cinco parâmetros	63
Tabela 5.5 - Cinco parâmetros de referência para diferentes módulos FV	63
Tabela 5.6 - Cinco parâmetros para as condições NOCT	63
Tabela 5.7 - Dados dos Módulos FV para diferentes fabricantes obtidos a partir do modelo dos cinco parâmetros.....	64
Tabela 5.8 - Principais características do inversor Sunny Tripower 12000TL-US	81
Tabela 5.9 - Influência da temperatura nas condições de entrada dos inversores	83
Tabela 5.10 – Dados da convergência do método PI-PC para os alimentadores.....	90
Tabela 5.11 – Valores finais das variáveis de otimização e multiplicadores de Lagrange do alimentador TDE-06	90
Tabela 5.12 – Valores finais da variáveis de folga e multiplicadores de Lagrange das desigualdades do alimentador TDE-06.....	91
Tabela 5.13 – Valores finais das variáveis de otimização e multiplicadores de Lagrange do alimentador TDE-07	92
Tabela 5.14 - Valores finais da variáveis de folga e multiplicadores de Lagrange das desigualdades do alimentador TDE-07.....	93
Tabela 5.15 – Valores finais das variáveis de otimização e multiplicadores de Lagrange do alimentador TDE-09	94
Tabela 5.16 - Valores finais da variáveis de folga e multiplicadores de Lagrange das desigualdades do alimentador TDE-09.....	95
Tabela 5.17 – Geração de potência ativa pela central para as condições de análise e potência reativa nos casos 3	100
Tabela 5.18 – Perdas totais nos ramos do alimentador para todos os cenários.....	102
Tabela 5.19 - Potência ativa na barra de referência para todos os cenários	104
Tabela 5.20 – Potência reativa na barra de referência para todos os cenários.....	105
Tabela 5.21 - Fator de potência do alimentador para todos os cenários.....	107
Tabela 5.22 – Geração FV para as condições 1 e 2 e casos 3 e 4.....	109
Tabela 5.23 – Perdas totais nos ramos do alimentador para as condições 1 e 2 e casos 1, 3 e 4.....	110
Tabela 5.24 - Potência ativa na barra de referência para as condições 1 e 2 e casos 1, 3 e 4	110
Tabela 5.25 – Potência reativa na barra de referência para as condições 1 e 2 e casos 1, 3 e 4.....	111

Tabela 5.26 - Fator de potência do alimentador para as condições 1 e 2 e casos 1, 3 e 4	111
---	-----

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AC	<i>Alternating current</i> , corrente alternada
AM	<i>Air mass</i> , massa de ar
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
DC	<i>Direct current</i> , corrente contínua
FPO	Fluxo de Potência Ótimo
FV	Fotovoltaica(o)
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
KKT	Condições de Karush-Kuhn-Tucker
MPP	<i>Maximum power point</i> , ponto de máxima potência
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracker</i> , Rastreador de Ponto de Máxima Potência
NOCT	<i>Nominal Operating Cell Temperature</i> , temperatura de operação nominal da célula
PI-PC	Método de Pontos Interiores versão Preditor-Corretor
SEP	Sistemas Elétricos de Potência
STC	<i>Standard Test Conditions</i> , condições-padrão de ensaio

LISTA DE SÍMBOLOS

AM	massa de ar
AM_{ω}	massa de ar para o ângulo horário solar ω
B_{ik}	susceptância do elemento ik da matriz Y
F_{Dd}	fração difusa de radiação horizontal
FP_{inv}	fator de potência ajustável que dos inversores
FT	fator de transmitância
G_0	constante solar, em W/m^2
$G_{ALB,\omega}(\gamma, \beta)$	irradiância de albedo para o ângulo horário solar ω , incidente em uma superfície com inclinação β e azimute γ , em W/m^2
$G_{DIF,\omega}$	irradiância difusa no plano horizontal para o ângulo horário solar ω , em W/m^2
$G_{DIFe,\omega}^C(\gamma, \beta)$	irradiância difusa circumsolar efetiva para o ângulo horário solar ω , incidente em uma superfície com inclinação β e azimute γ , em W/m^2
$G_{DIF,\omega}(\gamma, \beta)$	irradiância difusa para o ângulo horário solar ω , incidente em uma superfície com inclinação β e azimute γ , em W/m^2
$G_{DIF,\omega}^C(\gamma, \beta)$	irradiância difusa circumsolar para o ângulo horário solar, incidente em uma superfície com inclinação β e azimute γ , em W/m^2
$G_{DIF,\omega}^I(\gamma, \beta)$	irradiância difusa isotrópica para o ângulo horário solar ω , incidente em uma superfície com inclinação β e azimute γ , em W/m^2
$G_{DIR,\omega}(\gamma, \beta)$	irradiância direta para o ângulo horário solar ω , incidente em uma superfície com inclinação β e azimute γ , em W/m^2

$G_{DIR,\omega}$	irradiância direta no plano horizontal para o ângulo horário solar ω , em W/m^2
$G_{DIR,e,\omega}(\gamma, \beta)$	irradiância direta efetiva para o ângulo horário solar ω , incidente em uma superfície com inclinação β e azimute γ , em W/m^2
G_{EX}	irradiância extraterrestre incidente em uma superfície horizontal, em W/m^2
$G_{HOR,\omega}$	irradiância difusa no plano horizontal para o ângulo horário solar ω , em W/m^2
G_{ik}	condutância do elemento ik da matriz Y
$G_{TOT,e,\omega}(\gamma, \beta)$	irradiância total efetiva para o ângulo horário solar ω , incidente em uma superfície com inclinação β e azimute γ , em W/m^2
$G_{TOT,ref}$	radiação global efetiva de referência, em W/m^2
$G_{TOT,\omega}(\gamma, \beta)$	irradiância total para o ângulo horário solar ω , incidente em uma superfície com inclinação β e azimute γ , em W/m^2
H	Período de integralização da radiação extraterrestre, em horas
\mathbf{H}	matriz das segundas derivadas da função Lagrangeana em relação às variáveis de otimização
I	corrente elétrica produzida por um módulo fotovoltaico, em Amperè - A
I_D	corrente do diodo do circuito equivalente, em A
I_{DIF}	irradiação difusa incidente no plano horizontal, em Wh/m^2
I_{DIR}	irradiação direta incidente no plano horizontal, em Wh/m^2
I_{EX}	irradiação extraterrestre incidente em uma superfície horizontal, em Wh/m^2
I_{HOR}	irradiação global incidente no plano horizontal, em Wh/m^2

$I_{L,ref}$	corrente do efeito fotovoltaico de referência, em A
$I_{L,\omega}$	corrente do efeito fotovoltaico para o ângulo horário solar ω , em A
I_L	corrente do efeito fotovoltaico, em A
$I_{mpp,\omega}$	corrente no ponto de máxima potência ângulo horário solar ω , em A
I_{mpp}	corrente no ponto de máxima potência de um módulo fotovoltaico, em A
$I_{o,ref}$	corrente de saturação reversa do diodo de referência, em A
$I_{o,\omega}$	corrente de saturação reversa do diodo para o ângulo horário solar ω , em A
I_o	corrente de saturação reversa do diodo, em A
I_{sc}	corrente de curto-circuito de um módulo fotovoltaico, em A
$J(\mathbf{x})$	matriz jacobiana de $\mathbf{g}(\mathbf{x})$
K_{Td}	índice de claridade
$M_{am,\omega}$	modificador de massa de ar para o ângulo horário solar ω
$N_{PV,s}$	número de módulos em série de uma <i>string</i>
N_s	número de células em série de um módulo fotovoltaico
N_{string}	número de <i>strings</i> que compõe a central
$P_{CA,\omega}$	potência ativa CA da central fotovoltaica para o ângulo horário solar ω
$P_{CC,\omega}$	potência CC máxima da central fotovoltaica para o ângulo horário solar ω , em W
$P_{CO,\omega}$	potência ativa a central injeta na rede para o ângulo horário solar ω

$P_{PV,\omega}$	potência máxima potência para o ângulo horário solar ω , em W
P_{PV}	potência ativa produzida por um módulo fotovoltaico, em W
Pd_i	potência ativa da carga da barra i
Pg_i	geração de potência ativa da barra i
Pg_{ref}	potência ativa gerada na barra de referência
$Pg_{ref}^{m\acute{a}x}$	valor máximo que Pg_{ref} pode assumir
$Pg_{ref}^{m\acute{i}n}$	valores mínimo que Pg_{ref} pode assumir
$P_i(\mathbf{V}, \boldsymbol{\theta}, a_{tr})$	injeção de potência ativa na barra i
P_{mpp}	potência máxima de um módulo fotovoltaico, em W
$Q_{CA,\omega}$	potência reativa CA da central fotovoltaica para o ângulo horário solar ω
$Q_{CO,\omega}$	potência reativa a central injeta na rede para o ângulo horário solar ω
Qd_i	potência reativa da carga da barra i
Qg_i	geração de potência reativa da barra i
Qg_{ref}	potência reativa gerada na barra de referência
$Qg_{ref}^{m\acute{a}x}$	valor máximo que Qg_{ref} pode assumir
$Qg_{ref}^{m\acute{i}n}$	valor mínimo que Qg_{ref} pode assumir
$Q_i(\mathbf{V}, \boldsymbol{\theta}, a_{tr})$	injeção de potência reativa na barra i
$R_{s,ref}$	resistência série de referência do circuito equivalente, em Ω
$R_{s,\omega}$	resistência série para o ângulo horário solar ω do circuito equivalente, em Ω
R_s	resistência série do circuito equivalente, em Ω
$R_{sh,ref}$	resistência <i>shunt</i> de referência do circuito equivalente, em Ω

$R_{sh,\omega}$	resistência <i>shunt</i> para o ângulo horário solar ω do circuito equivalente, em Ω
R_{sh}	resistência <i>shunt</i> do circuito equivalente, em Ω
S_l	matriz diagonal formada pelos elementos de s_l
S_u	matriz diagonal formada pelos elementos de s_u
$T_{a,M}$	temperatura máxima do dia de análise, em $^{\circ}\text{C}$
$T_{a,m}$	temperatura mínima do dia de análise, em $^{\circ}\text{C}$
$T_{a,\omega}$	temperatura ambiente para o ângulo horário solar ω , em $^{\circ}\text{C}$
$T_{c,ref}$	temperatura da célula fotovoltaica de referência, em K
$T_{c,\omega}$	temperatura da célula para o ângulo horário solar ω , em $^{\circ}\text{C}$
T_c	temperatura da célula fotovoltaica, em K
$T_{s,l}$	relação entre as transmitâncias entre superfícies sujas e limpas no plano horizontal
U	matriz identidade com dimensão adequada
V	tensão elétrica produzida por um módulo fotovoltaico, em Volts – V
V	vetor n'_b -dimensional formado pelos ângulos das barras
$V^{máx}$	vetor formado pelos valores máximos que V pode assumir
$V^{mín}$	vetor formado pelos valores mínimos que V pode assumir
$V_{mpp,\omega}$	tensão no ponto de máxima potência para o ângulo horário solar ω , em V
V_{mpp}	tensão no ponto de máxima potência de um módulo fotovoltaico, em V
V_{oc}	tensão de circuito aberto de um módulo fotovoltaico, em V
Y	matriz de admitância de barras do sistema

Z_t	impedância série do transformador elevador
a	tensão térmica do diodo, em V
a_0, a_1, a_2, a_3	parâmetros para cálculo de $M_{am,\omega}$
e a_4	
a_G	parâmetro para cálculo de r_G
a_r	parâmetro para cálculo de FT
a_{ref}	tensão térmica do diodo de referência, em V
a_t	parâmetro para cálculo de $T_{a,\omega}$
a_{tr}	tap do transformador
$a_{tr}^{máx}$	valor máximo que a_{tr} pode assumir
$a_{tr}^{mín}$	valores mínimo que a_{tr} pode assumir
a_ω	tensão térmica do diodo para o ângulo horário solar ω , em V
b_G	parâmetro para cálculo de r_G
b_t	parâmetro para cálculo de $T_{a,\omega}$
d_n	número corrido do ano
$f(\mathbf{x})$	função ou conjunto de funções objetivo do FPO
$\mathbf{g}(\mathbf{x})$	vetor m -dimensional formado pelas restrições de igualdade
$\mathbf{h}(\mathbf{x})$	vetor l -dimensional formado pelas restrições de desigualdade
$\mathbf{h}^{máx}$	conjunto de valores máximos que $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ pode assumir
$\mathbf{h}^{mín}$	conjunto de valores mínimos que $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ pode assumir
j_{anl}	dia de análise
k_b	constante de Boltzmann ($k_b \equiv 1,38066 \times 10^{-23} J/K$)
l_{rd}	número de restrições de desigualdade do FPO
n_I	constante de idealidade do diodo
n_b	número original de barras do sistema

n'_b	número de barras do sistema com a conexão da central fotovoltaica
n_l	número original de ramos do sistema
n'_l	número de ramos do sistema com a conexão da central fotovoltaica
n_{pg}	número de barras de geração de potência ativa
n_{qg}	número de barras de geração de potência reativa
n_{rd}	número de variáveis sujeitas às restrições de desigualdade
q	carga elétrica de um elétron ($q \equiv 1,60218 \times 10^{-19}C$)
r	distância da Terra ao Sol, em km
r_0	valor médio da distância Terra-Sol, em km
r_D	relação entre as medições de radiação difusa instantânea e diária, em h^{-1}
r_G	relação entre as medições de radiação global instantânea e diária, em h^{-1}
r_{tr}	resistência série do transformador
\mathbf{s}_l	vetor l -dimensional formado pelas variáveis de folga associadas os limites mínimos de $\mathbf{h}(\mathbf{x})$
\mathbf{s}_u	vetor l -dimensional formado pelas variáveis de folga associadas os limites máximos de $\mathbf{h}(\mathbf{x})$
\mathbf{t}	vetor gradiente da função Lagrangeana em relação as variáveis de otimização
\mathbf{w}	vetor formado pelas variáveis de otimização (\mathbf{x}), variáveis de folga (\mathbf{s}_l e \mathbf{s}_u), multiplicadores de Lagrange ($\boldsymbol{\lambda}$, $\boldsymbol{\pi}_l$ e $\boldsymbol{\pi}_u$)
\mathbf{x}	vetor n -dimensional composto pelas variáveis de otimização
x_{tr}	reatância série do transformador

Π_l	matriz diagonal formada pelos elementos de π_l
Π_u	matriz diagonal formada pelos elementos de π_u
Ω_g	conjunto formado pelos n_{pg} geradores de potência ativa (excluindo-se a central fotovoltaica)
Ω_i	conjunto de barras adjacentes à barra i
$\Omega_{m\acute{a}x}$	conjunto das variáveis que possuem limite máximo
$\Omega_{m\acute{i}n}$	conjunto das variáveis que possuem limite mínimo
α	altura solar, em $^\circ$
α_{sc}	coeficiente de temperatura da corrente de curto-circuito, em $A/^\circ C$
β	ângulo de inclinação de uma superfície em relação à horizontal, em $^\circ$
β_{PI}	constante presente no Método de Pontos Interiores
γ	ângulo de azimute formado com a normal da superfície, em $^\circ$
γ_D	incremento das variáveis duais do Método de Pontos Interiores
γ_P	incremento das variáveis primais do Método de Pontos Interiores
γ_s	ângulo azimutal do sol, em $^\circ$
δ	declinação solar, em $^\circ$
ε_0	fator de correção de excentricidade
ε_{gap}	banda de energia de <i>gap</i> do material que constitui a célula fotovoltaica, em eV
$\eta_{inv,\omega}$	rendimento dos inversores para o ângulo horário solar ω
θ	ângulo de incidência solar, em $^\circ$

θ	vetor n_b -dimensional formado pelos ângulos das barras (exceto a de transferência)
θ_z	ângulo zenital do sol, em $^\circ$
κ_1	fator anisotrópico
λ	vetor m -dimensional formado com os multiplicadores de Lagrange associados às restrições de igualdade
μ	parâmetro de barreira do Método de Pontos Interiores
π_l	vetor l -dimensional formado pelos multiplicadores de Lagrange associados às restrições de desigualdade (limites inferiores)
π_u	vetor l -dimensional formado pelos multiplicadores de Lagrange associados às restrições de desigualdade (limites superiores)
ρ	refletividade do solo
σ	constante cuja finalidade é garantir que as variáveis π_l , π_u , s_l e s_u não se anulem
τ	erro no processo de otimização
ϕ	latitude do local, em $^\circ$
ω	ângulo horário solar, em $^\circ$
ω_s	ângulo do sol nascente, em $^\circ$
\mathcal{E}	função Lagrangeana do FPO

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	1
1.1 Justificativa	1
1.2 Revisão bibliográfica	2
1.3 Objetivos	4
1.4 Estrutura da dissertação	4
2 RADIAÇÃO SOLAR	7
2.1 Movimento entre Terra e Sol	7
2.2 Componentes de Radiação Solar	10
2.2.1 Massa de Ar	12
2.2.2 Índice de claridade	12
2.3 Irradiância em superfícies com orientação aleatória	13
2.3.1 Estimação da irradiância no plano horizontal	13
2.3.2 Irradiância solar para superfícies com orientação aleatória ..	14
2.4 Efeitos do ângulo de incidência e sujeira	15
2.5 Variações diurnas de temperatura ambiente	17
2.6 Modificador de massa de ar	19
2.7 Considerações Finais	20
3 MODELO DOS CINCO PARÂMETROS PARA UM MÓDULO FOTOVOLTAICO	21
3.1 Circuito elétrico equivalente de um módulo fotovoltaico - modelo dos cinco parâmetros	21
3.2 Condições de Circuito-Aberto e Curto-circuito	23
3.3 Curva I-V e Ponto de Máxima Potência	24
3.4 Metodologia para obtenção dos cinco parâmetros sob condições meteorológicas adversas	25
3.4.1 Cinco parâmetros de referência.....	26
3.4.2 Variação dos cinco parâmetros sob condições meteorológicas diversas	29
3.4.3 Determinação de I_{mpp} , ω e V_{mpp} , ω	31
3.5 Considerações finais	31

4 FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO.....	33
4.1 Fundamentos de FPO.....	33
4.2 Modelagem de uma central fotovoltaica no FPO.....	34
4.2.1 Potência CC de uma central fotovoltaica	34
4.2.2 Potência CA de uma central fotovoltaica.....	35
4.2.3 Transformador Elevador	35
4.2.4 Modelo completo de uma central fotovoltaica no FPO	36
4.3 Formulação do problema de FPO inserindo a geração fotovoltaica.....	38
4.4 Método dos Pontos Interiores para resolução do problema de FPO.....	40
4.5 Considerações Finais.....	47
5 RESULTADOS	49
5.1 Condições solarimétricas e meteorológicas para dias de baixa, média e alta radiação	49
5.1.1 Irradiância total efetiva ao longo dos dias de análise.....	50
5.1.2 Variações diurnas de temperatura para os dias de análise ...	56
5.2 Obtenção dos cinco parâmetros para módulos solares fotovoltaicos	61
5.2.1 Obtenção dos cinco parâmetros de referência.....	61
5.2.2 Variação dos parâmetros dos módulos sob condições NOCT	63
5.2.3 Geração de energia elétrica nos dias de análise	69
5.3 Estudos de Fluxo de Potência Ótimo	80
5.3.1 Formação da central FV.....	80
5.3.2 Desempenho do FPO via método PI-PC.....	86
5.3.3 Estudo de caso: minimização das perdas no alimentador TDE-06	97
5.4 Considerações Finais.....	113
6 CONCLUSÕES.....	115
7 REFERÊNCIAS.....	119
ANEXO A – DADOS DO ALIMENTADOR TDE-06.....	123
ANEXO B – DADOS DO ALIMENTADOR TDE-07	125

ANEXO C – DADOS DO ALIMENTADOR TDE-09	127
ANEXO D – DADOS DO ALIMENTADOR TDE-06 PARA O ESTUDO DE CASO.....	129
D.1 – Carga ativa para o dia 06/03/2014 – Condição 1.....	129
D.2 – Carga reativa para o dia 06/03/2014 – Condição 1	130
D.3 – Carga ativa para o dia 08/03/2014 – Condição 2.....	131
D.4 – Carga reativa para o dia 08/03/2014 – Condição 2	132
D.5 – Carga ativa para o dia 01/07/2014 – Condição 3.....	133
D.6 – Carga reativa para o dia 01/07/2014 – Condição 3	134
D.7 – Carga ativa para o dia 01/10/2014 – Condição 4.....	135
D.8 – Carga reativa para o dia 01/10/2014 – Condição 4	136

1 INTRODUÇÃO

1.1 Justificativa

Nos dias que correm, a produção de energia elétrica a partir de módulos solares fotovoltaicos (FV) está se tornando cada vez mais atrativa do ponto de vista econômico, sobretudo com o apelo de ser uma fonte renovável e de baixo impacto ambiental.

De acordo com a *European Photovoltaic Industry Association* (MASSON E ORLANDI, 2014), a tecnologia solar fotovoltaica tem crescido na última década em ritmo notável, mesmo em períodos de dificuldades econômicas, e está a caminho de se tornar uma das principais fontes de energia renováveis no mundo. Ao final de 2013, mais de 138 GWp de geração FV já haviam sido instalados globalmente, o que equivale a capacidade instalada do Sistema Interligado Nacional (SIN) brasileiro (com mais de 100 GW).

Em 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL publicou a Resolução Normativa (RN) nº 482/2012, a qual institui o sistema de compensação de energia (conhecido pelo termo em inglês *net metering*) como forma de incentivar a inserção de microgeradores (instalações com potência máxima de 100 kW) e minigeradores (instalações com potência máxima de 1000 kW) aos sistemas de distribuição de energia elétrica.

A RN 482/2012 pode ser considerada um marco regulatório para essa fonte, uma vez que os preços de tarifas de energia elétrica pagas pelo consumidor são maiores do que preços pagos para os agentes somente de geração. Com sua efetivação, coube às concessionárias a elaboração de requisitos e procedimentos para conexão de mini e microgeração aos seus sistemas, sendo que os mesmos devem estar aptos a receber este modo de geração. Nesse contexto, a concessionária de distribuição de energia elétrica do Estado de Santa Catarina, a Celesc Distribuição S.A., publicou em 2013 seu primeiro Manual de Procedimentos para Conexão de Mini e Microgeradores, sendo a última revisão dada por (CELESC, 2014).

Há, no entanto, um vasto caminho a ser percorrido até que as alterações provocadas nos sistemas de distribuição por esta nova forma de geração de energia distribuída sejam identificadas, conhecidas em detalhe, avaliados seus efeitos, identificadas e implementadas medidas mitigatórias de efeitos negativos, orçados os respectivos custos e assimiladas as novas práticas de operação e manutenção dos sistemas de distribuição. Tais alterações serão maiores e mais complexas à medida que a microgeração e minigerção, com pouco ou nenhum controle e

previsibilidade sobre suas produções, forem significativas em relação ao porte do sistema de distribuição ao qual estão conectadas, como notadamente é o caso da geração solar fotovoltaica.

Há poucas ferramentas que possam auxiliar o planejamento da operação com a inserção destas novas gerações em sistemas de distribuição. Esta dissertação desenvolveu uma metodologia que estima a geração de energia solar fotovoltaica de hora em hora de um dia de análise e, então, avalie os seus efeitos na rede elétrica considerando a operação em regime permanente. De forma a otimizar as condições operacionais da rede elétrica, o estudo foi realizado através de um programa computacional de fluxo de potência ótimo (FPO). Desta forma, para o desenvolvimento deste trabalho foi necessário:

- O conhecimento físico e matemático da geração fotovoltaica;
- A implementação de um programa computacional de fluxo de potência ótimo;
- A modelagem das usinas FV no programa implementado.

A seguir é feita uma breve revisão bibliográfica de artigos científicos que foram importantes no desenvolvimento da pesquisa.

1.2 Revisão bibliográfica

Há tempos que já são dominados os fenômenos físicos que levam um material semicondutor a produzir corrente elétrica quando excitado por uma fonte luminosa (DUFFIE e BECKMAN, 2006). Do ponto de vista analítico, há vários modelos que conseguem representar uma célula fotovoltaica através de circuitos elétricos equivalentes (LUQUE e HEGEDUS, 2011), (KONG et al., 2012), (PATEL, 1999). Dentre esses modelos, destaca-se o modelo de cinco parâmetros ou modelo a um diodo (BRANO et al., 2010) e (SOTO, KLEIN, BECKMAN, 2006). Com esse modelo, conhecendo-se os cinco parâmetros (resistência série, resistência *shunt*, tensão térmica do diodo, corrente de saturação reversa do diodo e corrente do efeito fotovoltaico), obtém-se a curva I-V de uma célula fotovoltaica, com a qual é possível determinar a potência que está sendo produzida pela mesma. Porém, esses cinco parâmetros não são comumente fornecidos pelos fabricantes, dificultando a estimativa da produção de um sistema FV. Diante desta falta de dados, foram propostas estratégias para obtenção dos cinco parâmetros a partir das condições

solar-meteorológicas e dados de fabricantes (BRANO et al., 2010), (SOTO, KLEIN, BECKMAN, 2006) e (SOTO, 2004).

A análise dos efeitos da geração fotovoltaica no sistema de distribuição elétrica pode ser realizada através de um conceito amplamente utilizado chamado de Fluxo de Potência (SAADAT, 1999). Este consiste na determinação do estado da rede em regime permanente e da distribuição de seus fluxos de potência aparente (normalmente a preocupação maior está em determinar o fluxo de potência ativa), por meio de um conjunto de equações algébricas, sendo estas não-lineares.

Existem vários métodos para a resolução de Fluxo de Potência, dentre os quais se encontra o método de Newton-Raphson, que tem como base teórica a expansão de uma função qualquer em termos de sua série de Taylor (SAADAT, 1999).

Alguns trabalhos já realizaram a análise dos efeitos da geração fotovoltaica utilizando o Fluxo de Potência. Em (GRABOLLE, 2010), o Fluxo de Potência foi utilizado para analisar a qualidade de energia (perfis de tensão) com a inserção da geração FV, porém só considera a central FV injetando potência ativa máxima. Djarallahe e Azoui (2006) demonstram uma forma de modelagem do módulo FV para obtenção das equações de balanço de potência presentes no problema de Fluxo de Potência. Para tanto, o conceito do circuito elétrico equivalente é utilizado para modelagem de um módulo FV, o balanço de energia (DC-AC) é respeitado supondo que o inversor é ideal e a conexão do lado AC é realizada através de uma impedância série. Yi-Bo et al. (2010) propõem uma modelagem completa da central fotovoltaica no problema de Fluxo de Potência, sendo que as injeções de potência ativa e reativa da mesma podem ser determinadas de acordo com as condições solar-meteorológicas as quais a central esteja submetida.

Dentre as várias soluções que o cálculo de um Fluxo de Potência fornece, pode-se pensar naquela que represente a melhor distribuição de magnitudes de tensão, melhor despacho de potência tanto ativa quanto reativa, sendo essa encontrada com base na otimização de um ou mais índices de desempenho. A este tipo de cálculo, dá-se o nome de Fluxo de Potência Ótimo (FPO) (DOMMEL e TINNEY, 1968).

O problema de fluxo de potência ótimo tem sido objeto de inúmeros estudos nos últimos 50 anos. Entre os métodos de otimização aplicados à resolução deste problema, alguns dos mais robustos são os métodos de pontos interiores. Várias versões desses métodos foram aplicadas ao problema FPO (GRANVILLE et al., 1996) (FRANK et al., 2012) e (TORRES E QUINTANA, 1996). Devido à robustez desses métodos, uma de suas versões foi usada neste trabalho.

Tendo por base a modelagem apresentada em (YI-BO et al., 2010), o presente trabalho faz a análise dos efeitos da inserção das centrais FV em redes de distribuição através de um programa FPO que minimiza as perdas elétricas em um alimentador. Tal programa computacional é baseado no Método de Pontos Interiores versão Preditor-Corretor (SALGADO e RANGEL, 2012).

1.3 Objetivos

Tem-se como intuito a análise do efeito da geração FV nos sistemas de distribuição, o que é feito nas seguintes etapas:

- Determinação das condições solares e meteorológicas às quais a central fotovoltaica (FV) está submetida ao longo de um dia de análise. As condições solares compreendem: irradiância total efetiva incidente em uma superfície de orientação aleatória (LUQUE, HEGEDUS, 2011) e modificador de massa de ar no instante de estudo. Já as condições meteorológicas consistem nas variações diurnas de temperatura ambiente e a partir dessas as variações diurnas da temperatura de uma célula FV;
- Partir das condições acima, determinação da corrente e tensão geradas por um módulo FV através da modelagem de um circuito equivalente (SOTO, 2004), onde serão apresentadas as influências que as condições solar-meteorológicas exercem sobre os módulos, culminando na determinação das tensões e correntes produzidas, e por consequência a geração de potência de toda a central FV;
- Análise do efeito da geração fotovoltaica no sistema de distribuição através de um programa de fluxo de potência ótimo visando a minimização das perdas em um alimentador ao longo de um dia. Para tanto, a central fotovoltaica será modelada no problema de FPO baseando-se no circuito elétrico equivalente e modelagem dos demais equipamentos que compõem uma central FV. A solução do FPO é obtida através do Método de Pontos Interiores versão Preditor-Corretor (SALGADO e RANGEL, 2012).

1.4 Estrutura da dissertação

Esta dissertação está organizada em seis capítulos e quatro anexos.

No Capítulo 2, os conceitos básicos de radiação solar são apresentados, tendo por objetivo a determinação: (i) da radiação global incidente em uma superfície com orientação aleatória, (ii) temperatura da célula fotovoltaica e (iii) do modificador de massa de ar, sendo essas grandezas determinadas a cada hora de um dia de análise.

O Capítulo 3 apresenta o modelo do módulo fotovoltaico composto por cinco parâmetros, o qual é derivado do circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica. Isso é feito com o objetivo de determinar tensão e corrente produzidas por um módulo FV que está sob as condições solar-meteorológicas de cada hora de um dia de análise.

O Capítulo 4 apresenta a ferramenta computacional de fluxo de potência ótimo utilizada para análise dos efeitos da central FV em sistemas de distribuição de energia elétrica. A descrição da ferramenta engloba a modelagem da central FV e a apresentação do método de otimização empregado – Método de Pontos Interiores versão Preditor-Corretor.

Os principais resultados das simulações realizadas através da metodologia abordada nos capítulos anteriores compõem o Capítulo 5.

O Capítulo 6 apresenta as conclusões e recomendações para futuros trabalhos.

2 RADIAÇÃO SOLAR

De acordo com (LUQUE e HEGEDUS 2011), o efeito fotovoltaico é o potencial elétrico desenvolvido entre dois materiais semicondutores quando sua junção comum (p-n) é iluminada com radiação de fótons. A célula fotovoltaica, assim, converte a radiação solar (luz) diretamente em eletricidade.

Portanto, este capítulo objetiva quantificar a radiação solar incidente em um módulo fotovoltaico, mais especificamente a irradiância total, a qual é absorvida pelas células fotovoltaicas e convertida em eletricidade. Essa radiação será determinada em qualquer instante (em termos do ângulo horário solar) a partir dos dados diários obtidos por estações solarimétricas.

Porém, outros fatores meteorológicos também influenciam no efeito fotovoltaico, os quais são: a temperatura de operação de uma célula fotovoltaica e massa de ar presente na atmosfera. Portanto, este capítulo também tem o intuito de determinar as variações diurnas de temperatura de uma célula FV a partir da temperatura ambiente e o modificador de massa de ar a partir de um determinado dia.

Para tanto, iniciar-se-á pela análise do movimento de translação entre Terra e Sol, determinando, portanto, o posicionamento solar em relação à uma superfície inclinada ao longo de um dia qualquer.

2.1 Movimento entre Terra e Sol

Atualmente, está bem estabelecido que a Terra gira em torno do Sol em uma órbita elíptica, sendo o Sol um dos focos. A distância r da Terra até o Sol é dada por:

$$r = r_0 \left[1 + 0,0017 \operatorname{sen} \left(\frac{360(d_n - 93)}{365} \right) \right] [km]. \quad (2.1)$$

onde d_n é o número corrido do ano (exemplo: 15 de abril $\rightarrow d_n = 105$). Percebe-se que o valor de excentricidade igual a 0,0017, é muito pequeno. Por conta disso, a diferença para uma órbita circular é também pequena e é adequado expressar a distância em termos de um valor médio de r_0 , sendo este igual a $1,496 \times 10^8$ km (LUQUE, HEGEDUS, 2011, p. 986). De acordo com Luque e Hegedus (2011, p. 986), é comum o uso do fator de correção de excentricidade (ε_0), dado por:

$$\varepsilon_0 = \left(\frac{r_0}{r}\right)^2 = \left[1 + 0,0033 \cos\left(\frac{360d_n}{365}\right)\right]. \quad (2.2)$$

Como se sabe, a Terra gira diariamente em torno de um eixo central, o eixo polar. O eixo polar orbita em torno do Sol, mantendo um ângulo constante de $23,45^\circ$ no plano elíptico. Esta inclinação incorre no Sol ser maior no céu no Verão do que no Inverno, bem como no fato de que no Verão os dias são mais longos do que no Inverno. A Figura 2.1 mostra a órbita terrestre ao redor do sol, com o eixo polar inclinado. O ângulo formado entre o plano equatorial e a linha conectando o centro da Terra ao centro do sol, o qual é chamado de declinação solar (δ), pode ser determinado em função de um dia corrido do ano d_n através de:

$$\delta = 23,45^\circ \text{sen} \left[\left(\frac{360(d_n + 284)}{365} \right) \right]. \quad (2.3)$$

Para uma localização qualquer na Terra, onde um sistema fotovoltaico está para ser instalado, é conveniente determinar a posição específica do sol através dos ângulos formados com relação aos eixos vertical e horizontal. A Figura 2.2 mostra o ângulo zenital (θ_z), o qual é formado pelo sol em relação ao eixo vertical e o ângulo azimutal do sol (γ_s), o qual é formado pelo Sol em relação ao eixo horizontal. O complemento de γ_s é chamado de altura solar (α).

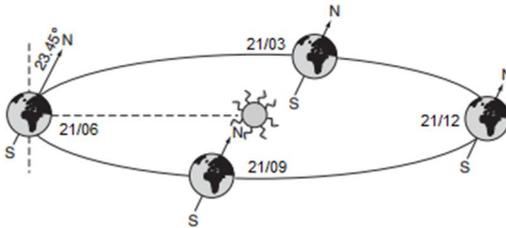


Figura 2.1 – Movimento de Translação da Terra ao redor do Sol

Fonte: (LUQUE, HEGEDUS, 2011, p. 987)

Em um determinado momento, as coordenadas solares (θ_z e γ_s) em relação a uma latitude ϕ (positiva para hemisfério norte e negativa para sul), são dadas por:

$$\cos \theta_z = \text{sen } \delta \text{ sen } \phi + \cos \delta \cos \phi \cos \omega = \text{sen } \alpha, \quad (2.4)$$

e

$$\cos \gamma_s = \frac{\sin \alpha \sin \phi - \sin \delta}{\cos \alpha \cos \phi} [\text{sign } \phi] , \quad (2.5)$$

onde ω é chamado de ângulo horário solar que, simplificadaamente, pode ser obtida em termos de horas pela expressão:

$$\omega = 15 \times (\text{hora}) - 180^\circ, \quad (2.6)$$

e $\text{sign } \phi$ é igual a +1, para qualquer local no hemisfério Norte e -1, para os locais no hemisfério Sul.

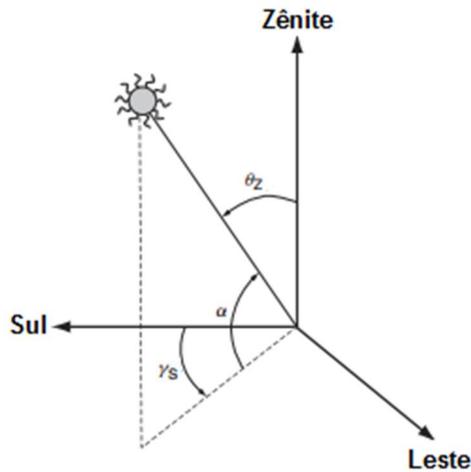


Figura 2.2 – Posição Solar em termos dos ângulos zenital θ_z e azimutal γ_s
Fonte: (LUQUE, HEGEDUS, 2011, p. 988)

Para muitas aplicações práticas, é requerida a posição solar em relação a superfícies inclinadas. A posição de uma superfície pode ser descrita por sua inclinação em relação à horizontal (β) e o azimute formado com a superfície normal (γ), conforme mostrado na Figura 2.3. O ângulo de incidência solar (θ), formado entre os raios solares e a normal da superfície, pode ser calculado por:

$$\begin{aligned} \cos \theta = & \sin \delta \sin \phi \cos \beta - [\text{sign } \phi] \sin \delta \cos \phi \sin \beta \cos \gamma + \\ & \cos \delta \cos \phi \cos \beta \cos \omega + [\text{sign } \phi] \cos \delta \sin \phi \sin \beta \cos \gamma \cos \omega + \\ & \cos \delta \sin \gamma \sin \omega \sin \beta . \end{aligned} \quad (2.7)$$

Por fim, é necessário determinar o ângulo do sol nascente (ω_s) (do inglês *sunrise angle*), o qual é determinado pela expressão:

$$\omega_s = -\arccos(-\tan \delta \tan \phi). \quad (2.8)$$

Tendo posse do posicionamento solar em relação a uma superfície inclinada, demonstrar-se-á na seção 2.3 como se calcula a radiação solar incidente a essa superfície.

A próxima seção explanará sobre as componentes de radiação solar e suas relações para determinação da radiação que incide diariamente em um determinado local.

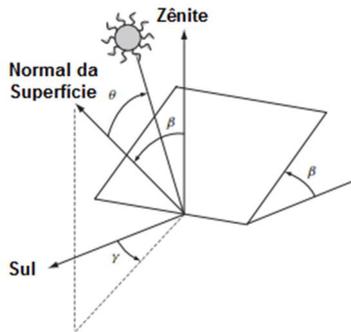


Figura 2.3—Posição da superfície (com inclinação γ e azimute β) e o ângulo de incidência solar θ .

Fonte: (LUQUE, HEGEDUS, 2011, p. 990)

2.2 Componentes de Radiação Solar

De acordo com Luque e Hegedus (2011, p. 991), o sol pode ser considerado como um emissor perfeito de radiação (corpo negro) em temperaturas próximas de 5.800 K. A potência incidente em uma área unitária perpendicular fora da atmosfera terrestre, quando esta dista r_0 do sol, é:

$$G_0 = 1367 \text{ W/m}^2, \quad (2.9)$$

e a esta densidade de potência dá-se o nome de constante solar, sendo que para radiação em corpos fora da atmosfera terrestre é chamada de irradiância extraterrestre.

A quantidade de irradiância extraterrestre instantânea (G_{EX}) que incide sobre uma superfície horizontal fora da atmosfera é dada por:

$$G_{EX} = G_0 \varepsilon_0 \cos \theta_z \quad [W/m^2]. \quad (2.10)$$

Ao se integrar G_{EX} ao longo do dia obtém-se:

$$I_{EX} = \frac{H}{\pi} B_0 \varepsilon_0 [-\omega_s \sin \delta \sin \phi - \cos \delta \cos \phi \sin \omega_s] [Wh/m^2] \quad (2.11)$$

onde ω_s é em radianos e $H = 24$ horas.

Assim que a radiação solar passa pela atmosfera da Terra, ela é modificada pela interação dos elementos presentes na atmosfera, como gases, nuvens, vapor d'água, sujeira. Dá-se o nome de **radiação direta** àquela em que os feixes de luz atingem diretamente uma superfície sem reflexões ou dispersões. Denomina-se **radiação difusa** àquela em que os feixes de luz se dispersaram na atmosfera e atingiram a superfície. Por último, **radiação de albedo** é aquela em que os feixes de luz atingem a superfície refletidos pelo solo. A soma de todos os tipos de radiações incidentes em uma superfície, denomina-se **radiação total**.

A Figura 2.4 ilustra as diferentes componentes de radiação solar que incidem sobre uma superfície inclinada.

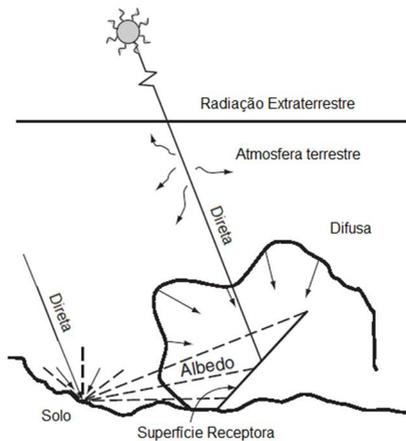


Figura 2.4 - Componentes de radiação solar.
Fonte: (LUQUE, HEGEDUS, 2011, p. 991)

2.2.1 Massa de Ar

Outro conceito importante que caracteriza o efeito da atmosfera na radiação solar é a **massa de ar** (AM , do inglês *airmass*), a qual está associada à camada de ar que um feixe de luz deve atravessar na atmosfera até atingir uma superfície e pode ser definida para a maioria das aplicações em engenharia como sendo (LUQUE, HEGEDUS, 2011, p. 992):

$$AM = 1 / \cos \theta_z. \quad (2.12)$$

2.2.2 Índice de claridade

A relação entre a radiação global e a extraterrestrial estima a transparência da atmosfera. Se I_{HOR} é a irradiação global no plano horizontal em um determinado dia (em Wh/m^2), o índice de claridade (K_{Td}) é dado por:

$$K_{Td} = I_{HOR} / I_{EX}. \quad (2.13)$$

De acordo com Luque e Hegedus (2011, p. 997), o índice de claridade pode ser utilizado para determinar a fração difusa de radiação horizontal (F_{Dd}), a qual é definida como sendo:

$$F_{Dd} = I_{DIF} / I_{HOR}, \quad (2.14)$$

onde I_{DIF} é a irradiação difusa incidente em uma superfície horizontal ao longo do dia (em Wh/m^2).

Supondo que I_{HOR} é conhecida, F_{Dd} pode ser obtida através de K_{Td} , conforme demonstrado em (LUQUE, HEGEDUS, 2011, p. 999):

$$F_{Dd} = \begin{cases} 0,99 \text{ para } K_{Td} \leq 0,17 \\ 1,188 - 2,272K_{Td} + 9,473K_{Td}^2 - 21,856K_{Td}^3 + 14,648K_{Td}^4 \\ \text{para } 0,17 < K_{Td} < 0,80 \end{cases} \quad (2.15)$$

Vale ressaltar que, de acordo com Luque e Hegedus (2011, p. 999), estas condições foram observadas para cinco lugares diferentes nos Estados

Unidos. Este trabalho está supondo que os valores de F_{Dd} não variam significativamente para outros locais no mundo¹.

De posse de F_{Dd} pode-se calcular I_{DIF} através da equação (2.14) e, por conseguinte, a irradiação direta no plano horizontal (I_{DIR}) com a equação:

$$I_{DIR} = I_{HOR} - I_{DIF} \quad [Wh/m^2]. \quad (2.16)$$

Vale ressaltar que a equação (2.16) desconsidera a radiação de albedo pois a mesma é nula para superfícies horizontais.

Com os valores diários de radiação no plano horizontal, a próxima seção concentrar-se-á na determinação dos valores instantâneos de radiação em superfícies inclinadas.

2.3 Irradiância em superfícies com orientação aleatória

2.3.1 Estimação da irradiância no plano horizontal

Partindo da observação de dados de radiação de diversas estações solarimétricas, percebe-se que repetidamente, considerando as radiações médias terrestres de longo-prazo, a relação entre as medições de irradiância difusa ($G_{DIF,\omega}$) e a irradiação difusa (I_{DIF}) (ambas no plano horizontal), r_D , é aproximadamente igual à relação entre a irradiância extraterrestre (G_{EX} , calculada pela equação (2.10)) e a irradiação extraterrestre (I_{EX} , calculada pela equação (2.11)), ou seja:

$$r_D = \frac{G_{EX}}{I_{EX}} = \frac{G_{DIF,\omega}}{I_{DIF}} = \frac{\pi}{T} \left(\frac{\cos \omega - \cos \omega_s}{\omega_s \cos \omega_s - \sin \omega_s} \right) \quad [h^{-1}], \quad (2.17)$$

onde $G_{DIF,\omega}$ é a irradiância difusa (em W/m^2) no plano horizontal para o ângulo horário solar ω (em radianos) e ω_s é dado em radianos.

Também pode-se determinar a relação entre a irradiância global ($G_{HOR,\omega}$) e irradiação global (I_{HOR}) (ambas no plano horizontal), através de:

$$r_G = \frac{G_{EX}}{I_{EX}} (a_G + b_G \cos \omega) = \frac{G_{HOR,\omega}}{I_{HOR}} = r_D (a_G + b_G \cos \omega) \quad [h^{-1}] \quad (2.18)$$

¹Deve-se notar que até a referência citada utiliza como exemplo a cidade de Porto Alegre - RS para calcular o F_{Dd} utilizando a equação (2.15).

onde $G_{HOR,\omega}$ é a irradiância global (em W/m^2) no plano horizontal no ângulo horário solar ω e:

$$a_G = 0,0409 - 0,5016 \text{ sen}(\omega_s + 60^\circ), \quad (2.19)$$

$$b_G = 0,6609 - 0,4767 \text{ sen}(\omega_s + 60^\circ), \quad (2.20)$$

sendo ω_s em graus.

Visto que ainda está se tratando de superfícies horizontais:

$$G_{DIR,\omega} = G_{HOR,\omega} - G_{DIF,\omega} \quad [W/m^2], \quad (2.21)$$

onde $G_{DIR,\omega}$ é a radiação global (em W/m^2) no plano horizontal e para o ângulo horário ω .

Determina-se assim, todas as componentes de radiação solar instantânea para superfícies no plano horizontal.

2.3.2 Irradiância solar para superfícies com orientação aleatória

Tendo em vista que a potência fornecida por um módulo fotovoltaico está diretamente relacionada com a irradiância total incidente no mesmo, determina-se tal irradiância para superfícies com orientação aleatória.

Para a determinação da irradiância total em superfícies com orientação aleatória é necessária a determinação de todas as componentes que a constituem, ou seja:

$$G_{TOT,\omega}(\gamma, \beta) = G_{DIR,\omega}(\gamma, \beta) + G_{DIF,\omega}(\gamma, \beta) + G_{ALB,\omega}(\gamma, \beta) \quad (2.22)$$

Onde $G_{TOT,\omega}(\gamma, \beta)$, $G_{DIR,\omega}(\gamma, \beta)$, $G_{DIF,\omega}(\gamma, \beta)$ e $G_{ALB,\omega}(\gamma, \beta)$ são, respectivamente, as irradiâncias total, direta, difusa e de albedo (todas em W/m^2) para o ângulo horário solar ω incidentes em uma superfície com inclinação β e azimute γ (ver Figura 2.3).

De acordo com Luque e Hegedus (2011, p. 1002), a irradiância direta, $G_{DIR,\omega}(\alpha, \beta)$, pode ser estimada por:

$$G_{DIR,\omega}(\gamma, \beta) = \frac{G_{DIR,\omega}}{\cos \theta_z} \times \max(0, \cos \theta) \quad (2.23)$$

Hay e McKay (1985) propõem a utilização de modelos anisotrópicos para se determinar a irradiância difusa, $G_{DIF,\omega}(\gamma, \beta)$, onde a mesma é decomposta em uma parcela circumsolar originada

diretamente do sol e uma parcela isotrópica que tem origem em toda a abóboda celeste. Ambas parcelas são proporcionais por um fator anisotrópico, κ_1 , definido por:

$$\kappa_1 = G_{DIR,\omega}/G_{EX} \quad (2.24)$$

A parcela isotrópica, $G_{DIF,\omega}^I(\gamma, \beta)$, é dada por:

$$G_{DIF,\omega}^I(\gamma, \beta) = G_{DIF,\omega}(1 - \kappa_1) \frac{1 + \cos \beta}{2} \quad (2.25)$$

e a parcela circumsolar, $G_{DIF,\omega}^C(\gamma, \beta)$, é dada por:

$$G_{DIF,\omega}^C(\gamma, \beta) = \frac{G_{DIF,\omega}}{\cos \theta_z} \kappa_1 \max(0, \cos \theta). \quad (2.26)$$

Usando (2.25) e (2.26) a irradiância difusa é

$$G_{DIF,\omega}(\gamma, \beta) = G_{DIF,\omega}^I(\gamma, \beta) + G_{DIF,\omega}^C(\gamma, \beta) \quad (2.27)$$

De acordo com Luque e Hegedus (2011, p. 1005), a irradiância de albedo, $G_{ALB,\omega}(\gamma, \beta)$, pode ser definida por:

$$G_{ALB,\omega}(\gamma, \beta) = \rho G_{HOR,\omega} \frac{1 - \cos \beta}{2} \quad (2.28)$$

onde ρ é a refletividade do solo e comumente igual a 0,2.

Com as equações (2.23) a (2.28), determina-se a irradiância total, $G_{TOT,\omega}(\gamma, \beta)$ em uma superfície com orientação aleatória através da equação (2.22).

2.4 Efeitos do ângulo de incidência e sujeira

Após as estimações das radiações incidentes em uma superfície com orientação aleatória, esta seção concentrar-se-á na atenuação que o ângulo de incidência dos raios solares e a sujeira produzem na determinação da irradiância total efetiva captada por um módulo fotovoltaico.

Para tanto, é necessária a inclusão do fator de transmitância, FT , ao cálculo das irradiâncias encontradas na seção 2.3.2.

De acordo com Luque e Hegedus (2011, p. 1008), para as irradiâncias difusa isotrópica e de albedo é comum o uso de $FT = 0,9$ diretamente aos valores calculados nas equações (2.25) e (2.28).

Martin e Ruiz (2001, p. 27) indicam que o fator de transmitância, $FT(\theta_s)$, para as irradiâncias direta e difusa circumsolar pode ser definido em termos do ângulo de incidência e grau de sujeira da superfície de um módulo através da equação:

$$FT(\theta_s) = 1 - \frac{e^{-\frac{\cos \theta_s}{a_r}} - e^{-1/a_r}}{1 - e^{-1/a_r}}, \quad (2.29)$$

onde a_r é um parâmetro utilizado para adequar o grau de sujeira e pode ser mensurado conforme mostrado na Tabela 2.1.

Percebe-se que $FT(\theta_s = 0) = 1$, portanto o efeito da sujeira não é perceptível para este ângulo de incidência. Luque e Hegedus (2011, p. 1009) propõem que seja acrescentado um outro fator relacionando a transmitância entre superfícies suja e limpa ($T_{s,l}$) que também está apresentado na Tabela 2.1.

Tabela 2.1 – Parâmetros associados ao grau de sujeira

GRAU DE SUJEIRA	$T_{s,l}$	a_r
LIMPO	1,00	0,17
BAIXO	0,98	0,20
MÉDIO	0,97	0,21
ALTO	0,92	0,27

Fonte: Confecção própria baseada nos dados apresentados em Luque e Hegedus (2011, p. 1009)

Portanto, as expressões que fornecem as irradiâncias direta e difusa circumsolar efetivas são:

$$G_{DIRE,\omega}(\gamma, \beta) = G_{DIR,\omega}(\gamma, \beta) \times T_{s,l} \times FT(\theta_s), \quad (2.30)$$

$$G_{DIFe,\omega}^C(\gamma, \beta) = G_{DIF,\omega}^C(\gamma, \beta) \times T_{s,l} \times FT(\theta_s), \quad (2.31)$$

onde $G_{DIRE,\omega}(\gamma, \beta)$ e $G_{DIFe,\omega}^C(\gamma, \beta)$ são as irradiâncias direta e difusa circumsolar efetivas.

Tendo em vista a equação (2.22), a irradiância total efetiva que incide em um módulo fotovoltaico com orientação aleatória, pode ser obtida pela expressão:

$$G_{TOTe,\omega}(\gamma, \beta) = G_{DIRE,\omega}(\gamma, \beta) + 0,90G_{DIF,\omega}^I(\gamma, \beta) + G_{DIFe,\omega}^C(\gamma, \beta) + 0,90G_{ALB,\omega}(\gamma, \beta) \quad (2.32)$$

sendo $G_{TOTe,\omega}(\gamma, \beta)$ a irradiância total efetiva em W/m^2 .

O valor obtido na equação (2.32) será utilizado no próximo capítulo para se determinar a produção de energia elétrica por um módulo fotovoltaico.

A próxima seção indicará como são determinadas as variações diurnas da temperatura ambiente e, a partir dessas, as variações diurnas das temperaturas de uma célula fotovoltaica.

2.5 Variações diurnas de temperatura ambiente

Outro fator que afeta a produção de energia elétrica de um módulo fotovoltaico é a temperatura de operação das células fotovoltaicas (T_c).

De acordo com Luque e Hegedus (2011, p. 1024), T_c pode ser determinada a partir da temperatura ambiente e radiação global efetiva incidente através da equação:

$$T_{c,\omega} = T_{a,\omega} + \frac{NOCT-20}{800} \times G_{TOTe,\omega}(\gamma, \beta) \quad (2.33)$$

onde: $T_{c,\omega}$ é a temperatura da célula em $^{\circ}C$ para o ângulo horário solar ω , $T_{a,\omega}$ é a temperatura ambiente em $^{\circ}C$ para o ângulo horário solar ω e NOCT é a temperatura nominal de operação da célula (do inglês *nominal operating cell temperature*), informada nos catálogos dos módulos fotovoltaicos.

Neste ponto, é necessário ressaltar que a equação (2.33) não contempla a influência de correntes de ar (ventos) no cálculo da temperatura da célula FV. Sendo assim, para locais com grande incidência de vento, a temperatura da célula pode ser menor do que a calculada pela equação (2.33) e por consequência, o módulo FV poderia estar gerando acima do estimado no próximo capítulo.

Para a determinação de $T_{a,\omega}$, Luque e Hegedus (2011, p. 1007) propõem o uso das temperaturas máximas e mínimas, por serem comumente as informações de que se dispõe.

O modelo apresentado por esses autores supõe que:

- A temperatura mínima, $T_{a,m}$, ocorre no nascer do sol ($\omega = \omega_s$).
- A temperatura máxima, $T_{a,M}$, ocorre duas horas após o meio-dia ($\omega = 30^{\circ}$).

- Entre esses dois instantes, a temperatura se desenvolve de acordo com dois semi-ciclos de uma função cossenoidal.

Usando esse modelo, a temperatura ambiente para o ângulo horário solar ω é calculado através das seguintes equações:

- Para $-180^\circ < \omega \leq \omega_s$:

$$T_{a,\omega}(j_{anl}) = T_{a,M}(j_{anl} - 1) - \frac{T_{a,M}(j_{anl}-1) - T_{a,m}(j_{anl})}{2} [1 + \cos(a_t \omega + b_t)] \quad (2.34)$$

sendo $a_t = \frac{-180^\circ}{\omega_s + 330^\circ} e b_t = -a_t \omega_s$.

- Para $\omega_s < \omega \leq 30^\circ$:

$$T_{a,\omega}(j_{anl}) = T_{a,m}(j_{anl}) + \frac{T_{a,M}(j_{anl}) - T_{a,m}(j_{anl})}{2} [1 + \cos(a_t \omega + b_t)] \quad (2.35)$$

sendo $a_t = \frac{180^\circ}{\omega_s - 30^\circ} e b_t = -30^\circ a_t$.

- Para $30^\circ < \omega \leq 180^\circ$:

$$T_{a,\omega}(j_{anl}) = T_{a,M}(j_{anl}) - \frac{T_{a,M}(j_{anl}) - T_{a,m}(j_{anl}+1)}{2} [1 + \cos(a_t \omega + b_t)] \quad (2.36)$$

sendo $a_t = \frac{180^\circ}{\omega_s + 330^\circ} e b_t = -(30^\circ a_t + 180^\circ)$.

Nas equações anteriores: $T_{a,\omega}(j)$ é a temperatura ambiente para o ângulo horário solar ω , $T_{a,M}(j)$ e $T_{a,m}(j)$ são as temperaturas máxima e mínima do dia de estudo, $T_{a,M}(j - 1)$ é a temperatura máxima do dia anterior ao de estudo, $T_{a,m}(j + 1)$ é a temperatura mínima do dia posterior ao de estudo e, ω_s é o ângulo do sol nascente em graus.

Após a determinação da irradiância total efetiva e as variações diurnas da temperatura das células fotovoltaicas, a próxima seção abordará a última condição meteorológica que influencia na produção de uma célula fotovoltaica, a qual é a modificação da massa do ar ao longo do dia.

2.6 Modificador de massa de ar

Conforme dito anteriormente, o conceito de massa de ar está associado com a camada de ar que um feixe de luz deve atravessar na atmosfera até atingir uma superfície. Quando a massa de ar cresce, pode influenciar na distribuição espectral da irradiação solar que, por sua vez, pode influenciar a produção de um módulo fotovoltaico. A essa influência dá-se o nome de modificador de massa de ar ($M_{am,\omega}$), que e pode ser calculado por (SOTO, 2004, p. 9):

$$M_{am,\omega} = a_0 + a_1AM_\omega + a_2AM_\omega^2 + a_3AM_\omega^3 + a_4AM_\omega^4 \quad (2.37)$$

sendo a_0 , a_1 , a_2 , a_3 e a_4 parâmetros definidos para diferentes tipos de células fotovoltaicas, conforme apresentado na Tabela 2.2, e AM_ω calculada através da equação (2.12) para o ângulo horário solar ω .

Entretanto, conforme observado por (SOTO, 2004, p. 9), para ângulos de zênite, θ_z , inferiores à 60° , o modificador de massa de ar possui valores muito próximo a 1,0 e, portanto, pouco influencia na geração de energia elétrica do módulo FV. Então, considerar-se-á que o modificador de massa de ar será constante e igual a 1,0 para os dias de análise, pois mesmo nos dias em que há pouca radiação, a variação do modificador de massa de ar não irá influenciar substancialmente na produção de energia elétrica.

Tabela 2.2 – Parâmetros para o cálculo de M_{am} para diferentes tipos de células fotovoltaicas

Parâmetro	Filme-Fino	Silício Mono-Cristalino	Silício Poli-Cristalino	Tripla-Junção De Silício Amorfo
a_0	0,938110	0,935823	0,918093	1,10044085
a_1	0,062191	0,054289	0,086257	-0,06142323
a_2	-0,015021	-0,008677	-0,024459	-0,00442732
a_3	0,001217	0,000527	0,002816	0,000631504
a_4	-0,000034	-0,000011	-0,000126	-0,000019184

Fonte: Confeção própria baseada nos dados apresentados em (SOTO, KLEIN, BECKMAN, 2006, p. 87)

2.7 Considerações Finais

Este capítulo mostrou que uma célula fotovoltaica produz energia elétrica quando excitada por luz (radiação solar), mais especificamente quando a incide a irradiância total efetiva.

Foi apresentada uma metodologia para obtenção da irradiância total efetiva, partindo-se da posição geográfica (latitude) de uma superfície, bem como sua orientação (inclinação e azimute) e conhecendo-se a irradiação global para um determinado dia. A irradiância efetiva pode ser determinada para qualquer instante do dia de análise.

Além disso, outras duas condições meteorológicas que interferem na produção de um módulo FV também foram apresentadas e obtidas instantaneamente através de dados disponíveis, quais são: temperatura da célula FV e modificador de massa de ar. Ressalta-se que a relação entre temperatura ambiente e temperatura da célula FV não está considerando o efeito de ventos, isto pode subestimar a geração FV principalmente em dias de alta irradiação com presença de correntes de ar.

O próximo capítulo demonstrará como se pode obter a tensão e corrente elétricas instantâneas produzidas por módulo fotovoltaico a partir da irradiância total efetiva encontrada na seção 2.4 e temperatura da célula (equação (2.33)).

3 MODELO DOS CINCO PARÂMETROS PARA UM MÓDULO FOTOVOLTAICO

Este capítulo tem por objetivo demonstrar a metodologia para se determinar tensão e corrente elétrica produzidas por um módulo fotovoltaico a partir do seu circuito elétrico equivalente, que por sua vez tem seus parâmetros obtidos através de dados de placa de um módulo fotovoltaico, irradiância total efetiva e temperatura da célula FV.

Para tanto, iniciar-se-á com a apresentação do circuito elétrico equivalente de um módulo fotovoltaico.

3.1 Circuito elétrico equivalente de um módulo fotovoltaico - modelo dos cinco parâmetros

Um módulo fotovoltaico pode ser modelado através de um circuito elétrico equivalente conforme mostrado na Figura 3.1 (SOTO, 2004, p. 20).

Analisando o circuito elétrico apresentado na Figura 3.1 através da 1ª Lei de Kirchhoff, tem-se que:

$$I = I_L - I_D - \frac{V+I \times R_s}{R_{sh}} \quad [A] \quad (3.1)$$

Na equação anterior, I [A] e V [V] são, respectivamente, a corrente e a tensão elétricas contínuas produzidas por um módulo fotovoltaico, I_L é a corrente proveniente diretamente do efeito fotovoltaico, em [A], R_s é a resistência série, em [Ω], R_{sh} é a resistência *shunt*, em [Ω]; e

$$I_D = I_o \left(e^{\frac{V+I \times R_s}{a}} - 1 \right) \quad [A] \quad (3.2)$$

Na equação (3.2), I_o é a corrente de saturação reversa do diodo, em [A], e a é a tensão térmica do diodo, que pode ser determinada por

$$a = \frac{N_s n_i k_b T_c}{q} \quad [V] \quad (3.3)$$

onde N_s é o número de células em série de um módulo fotovoltaico (geralmente informada em catálogos), n_i é a constante de idealidade do diodo (geralmente apresentando valores entre 1,0 a 1,5), k_b é a constante de Boltzmann ($k_b = 1,38066 \times 10^{-23}$ J/K), T_c é a temperatura da célula

fotovoltaica, em $[K]$ e q é carga elétrica de um elétron ($q = 1,60218 \times 10^{-19} C$).

Através das equações (3.1)-(3.3), percebe-se que ao determinar os cinco parâmetros: I_L , I_0 , R_s , R_{sh} e a , pode-se expressar a corrente injetada, I , como função da tensão na entrada, V , e potência gerada pelo módulo (P_{PV}), a qual é dada por:

$$P_{PV} = V \times I \quad [W] \quad (3.4)$$

Por esta razão dá-se o nome circuito elétrico equivalente a cinco parâmetros ou **Modelo dos cinco parâmetros** de um módulo fotovoltaico.

Pode-se notar que em (3.1) a corrente I não é função explícita de V . Como será visto posteriormente, isso não impede o cálculo de P_{PV} . Deve-se observar, no entanto, que recentemente foi proposta uma representação para a corrente I em função de V e dos cinco parâmetros (Kong et al., 2012):

$$I = \frac{I_L}{R} + \frac{I_0}{R} - \frac{V}{R R_{sh}} - \frac{a}{R_s} W_0 \left\{ \frac{R_s I_0}{R a} e^{\frac{1}{a} \left[V \left(1 - \frac{R_s}{R R_{sh}} \right) + \frac{R_s}{R} I_L + \frac{R_s}{R} I_0 \right]} \right\} \quad [A] \quad (3.5)$$

sendo $R = 1 + \frac{R_s}{R_{sh}}$ e $W_0(\cdot)$ a Função de Lambert.

A equação (3.5) permite que P_{PV} seja expressa apenas em função da tensão de entrada e dos 5 parâmetros do modelo.

A metodologia para determinação dos cinco parâmetros será abordada na seção 3.4, mas antes serão apresentadas algumas informações importantes sobre o comportamento elétrico de um módulo fotovoltaico, que são suas condições de circuito aberto e curto-circuito.

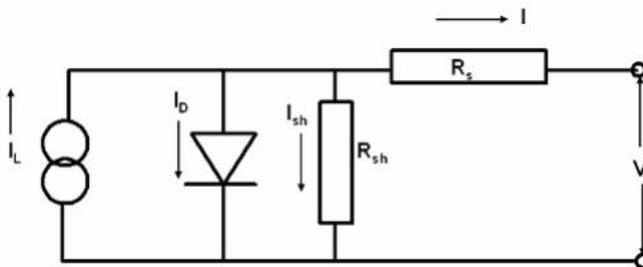


Figura 3.1 – Circuito Elétrico Equivalente de um módulo fotovoltaico
Fonte: (SOTO, 2004, p. 20)

3.2 Condições de Circuito-Aberto e Curto-circuito

De acordo com Patel (1999), os dois parâmetros mais importantes geralmente utilizados para descrever o desempenho elétrico de um módulo fotovoltaico são: tensão de circuito aberto (V_{oc}) e corrente de curto-circuito (I_{sc}). Esses dois parâmetros são informados em praticamente todos os catálogos de módulos fotovoltaicos e, geralmente, são determinados através de duas condições de teste:

- STC – condições-padrão de ensaio (do inglês *Standard Test Conditions*): na qual o módulo é submetido a irradiância total efetiva de 1000 W/m^2 , massa de ar de 1,5 e temperatura da célula em $25 \text{ }^\circ\text{C}$. Nessas condições, V_{oc} é obtida medindo-se a tensão V diretamente nos terminais do circuito da Figura 3.1 e I_{sc} é medida curto-circuitando-se os terminais do circuito da Figura 3.1.
- NOCT – temperatura nominal de operação da célula (do inglês *Nominal Operating Cell Temperature*): na qual o módulo é submetido a irradiância total efetiva de 800 W/m^2 , massa de ar de 1,5, velocidade do vento de $1,0 \text{ m/s}$ e temperatura da célula geralmente em $45 \text{ }^\circ\text{C}$. Nessas condições, V_{oc} é obtida medindo-se a tensão V diretamente nos terminais do circuito da Figura 3.1 e I_{sc} é medida curto-circuitando-se os terminais do circuito da Figura 3.1.

Conhecendo-se os cinco parâmetros, pode-se determinar analiticamente V_{oc} através de

$$0 = I_L - I_o \left(e^{\frac{V_{oc}}{a}} - 1 \right) - \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \quad (3.6)$$

e I_{sc} através de

$$I_{sc} = I_L - I_o \left(e^{\frac{I_{sc} \times R_s}{a}} - 1 \right) - \frac{I_{sc} \times R_s}{R_{sh}}. \quad (3.7)$$

Percebe-se que a obtenção de I_{sc} e de V_{oc} é dificultada pela não-linearidade das equações (3.6) e (3.7). Kong et al. (2012) utiliza a função de Lambert para escrever explicitamente I_{sc} e V_{oc} .

3.3 Curva I-V e Ponto de Máxima Potência

A característica elétrica de um módulo fotovoltaico é geralmente representada em termos da curva corrente versus tensão (ou curva I-V), obtida através da equação (3.1). Essa curva é fornecida em praticamente todos os catálogos de módulos fotovoltaicos e, geralmente, são determinadas nas condições STC e NOCT apresentadas na seção 3.2. A Figura 3.2 apresenta uma curva I-V para o módulo fotovoltaico da marca Hanwha Solar, modelo SF220–30–1PxxxL.

Para diferentes condições solar-meteorológicas, encontrar-se-ão diferentes curvas I-V. O ponto de máxima potência (MPP, do inglês *Maximum Power Point*) de um módulo fotovoltaico é dado pelo “joelho” da curva I-V. Neste ponto, a derivada da potência em relação a tensão é igual a zero, ou seja:

$$0 = \left. \frac{d(IV)}{dV} \right|_{I_{mpp}, V_{mpp}} = I_{mpp} + V_{mpp} \times \left. \frac{d(I)}{dV} \right|_{I_{mpp}, V_{mpp}} \quad (3.8)$$

sendo I_{mpp} e V_{mpp} corrente e tensão no MPP de um módulo fotovoltaico sob uma determinada condição meteorológica. A multiplicação entre I_{mpp} e V_{mpp} resulta na potência máxima do módulo FV (P_{mpp}).

Em (SOTO, KLEIN, BECKMAN, 2006, p. 80), demonstra-se que:

$$\left. \frac{d(I)}{dV} \right|_{I_{mpp}, V_{mpp}} = \frac{\frac{I_0}{a} \left(e^{\frac{V_{mpp} + I_{mpp} R_s}{a}} \right) + \frac{1}{R_{sh}}}{1 + \frac{I_0 R_s}{a} \left(e^{\frac{V_{mpp} + I_{mpp} R_s}{a}} \right) + \frac{R_s}{R_{sh}}} \quad (3.9)$$

Vale ressaltar que tanto I_{sc} e V_{oc} quanto I_{mpp} e V_{mpp} são fornecidos pelos fabricantes de módulos fotovoltaicos somente nas STC ou NOCT. Além disso, os cinco parâmetros dificilmente são conhecidos mesmo nessas condições de teste. Portanto, a próxima seção tem como foco a obtenção dos cinco parâmetros e, partir desses, a determinação da corrente e tensão no ponto de máxima potência para quaisquer condições meteorológicas.

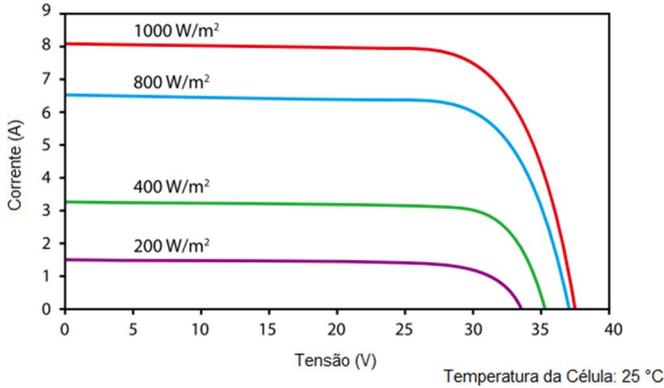


Figura 3.2 – Curvas I-V para um módulo fotovoltaico
 Fonte: Catálogo do módulo fotovoltaico marca Hanwha Solar modelo SF220–30–1PxxxL.

3.4 Metodologia para obtenção dos cinco parâmetros sob condições meteorológicas adversas

Conforme mostrado na seção anterior, percebe-se que se determinados os cinco parâmetros do circuito da Figura 3.1 para uma dada condição meteorológica, pode-se obter o ponto de máxima potência (MPP), ou seja, calculam-se I_{mpp} e V_{mpp} através da solução simultânea das equações:

$$0 = -I_{mpp} + I_L - I_o \left(e^{\frac{V_{mpp} + I_{mpp} \times R_s}{a}} - 1 \right) - \frac{V_{mpp} + I_{mpp} \times R_s}{R_{sh}} \quad (3.10)$$

$$0 = \left. \frac{d(IV)}{dV} \right|_{I_{mpp}, V_{mpp}} \quad (3.11)$$

e obtém-se $P_{mpp} = I_{mpp} \times V_{mpp}$.

Entretanto, conforme dito anteriormente, I_L , I_o , R_s , R_{sh} e a dificilmente são informados, mesmo sob STC e/ou NOCT.

Dispondo das informações disponíveis nos catálogos e dos cálculos desenvolvidos no Capítulo 2, pode-se determinar os cinco parâmetros para qualquer condição meteorológica através dos seguintes passos (SOTO, KLEIN, BECKMAN, 2006):

Passo 1. Nas STC, os catálogos dos módulos informam: I_{mpp} , V_{mpp} , V_{oc} e I_{sc} . Com estes, resolve-se um sistema de equações que resultarão nos **cinco parâmetros de referência** ($I_{L,ref}$, $I_{o,ref}$, $R_{s,ref}$, $R_{sh,ref}$ e a_{ref}). Este passo será abordado na seção 3.4.1.

Passo 2. São feitas correções nos valores de $I_{L,ref}$, $I_{o,ref}$, $R_{s,ref}$, $R_{sh,ref}$ e a_{ref} de acordo com a radiação global efetiva e temperatura da célula FV, todos esses calculados conforme demonstrado no capítulo 2. Este passo será abordado na seção 3.4.2.

Passo 3. Resolve-se o sistema formado pelas equações (3.10) e (3.11) para se obter tensão e corrente no ponto de máxima potência (MPP) e, por conseguinte, a potência elétrica sendo produzida por um módulo FV. Este passo será abordado na seção 3.4.3.

3.4.1 Cinco parâmetros de referência

Conforme dito anteriormente, a partir do conhecimento de: I_{mpp} , V_{mpp} , V_{oc} e I_{sc} , pode-se obter os parâmetros de referência ao solucionar as seguintes equações simultaneamente:

$$I_{mpp} = I_{L,ref} - I_{o,ref} \left(e^{\frac{V_{mpp} + I_{mpp} R_{s,ref}}{a_{ref}}} - 1 \right) - \frac{V_{mpp} + I_{mpp} R_{s,ref}}{R_{sh,ref}} \quad (3.12)$$

$$0 = I_{L,ref} - I_{o,ref} \left(e^{\frac{V_{oc}}{a_{ref}}} - 1 \right) - \frac{V_{oc}}{R_{sh,ref}}, \quad (3.13)$$

$$I_{sc} = I_{L,ref} - I_{o,ref} \left(e^{\frac{I_{sc} \times R_{s,ref}}{a_{ref}}} - 1 \right) - \frac{I_{sc} \times R_{s,ref}}{R_{sh,ref}}, \quad (3.14)$$

e

$$0 = I_{mpp} + V_{mpp} \times \frac{\frac{I_{o,ref}}{a_{ref}} \left(e^{\frac{V_{mpp} + I_{mpp} R_{s,ref}}{a_{ref}}} \right) + \frac{1}{R_{sh,ref}}}{1 + \frac{I_{o,ref} R_{s,ref}}{a_{ref}} \left(e^{\frac{V_{mpp} + I_{mpp} R_{s,ref}}{a_{ref}}} \right) + \frac{R_{s,ref}}{R_{sh,ref}}}. \quad (3.15)$$

Observa-se que os 5 parâmetros do modelo devem satisfazer 4 equações. Para obter os valores desses parâmetros, as seguintes alternativas foram testadas:

- Um dos parâmetros foi fixado e os demais calculados resolvendo-se o sistema de equações (3.12)-(3.15) através do Método de Newton-Raphson. O parâmetro fixado foi a resistência série, pois de acordo com Soto (2004), é o parâmetro que menos afeta a formação da curva I-V. Ao fixá-lo com o valor inicial proposto pela equação (3.20), obtém-se os quatro parâmetros de referência via Newton-Raphson, porém a curva I-V resultante desses parâmetros não é aderente aos dados de placa dos módulos testados.
- Foi aplicada a metodologia proposta por Soto, Klein e Beckman (2006), a qual deriva uma quinta equação a . Essa usa uma quinta equação obtida a partir da condição de circuito-aberto (eq. 3.13) para temperaturas ligeiramente diferentes das STC. Para resolver o sistema não-linear formado pelas 5 equações, foi empregado o Método de Newton-Raphson. Infelizmente, o método se mostrou ineficaz.
- Foi utilizada a metodologia proposta por Brano et al. (2010), a qual propõe que os cinco parâmetros de referência sejam obtidos por um algoritmo de tentativa e erro. Porém, por falta de informações, o algoritmo não pode ser reproduzido.

Portanto, para solucionar este problema, parte-se da constatação que as equações (3.12) a (3.15) definem um conjunto de soluções no espaço de $I_{L,ref}$, $I_{o,ref}$, $R_{s,ref}$, $R_{sh,ref}$ e a_{ref} . Como se tem um conjunto delimitado, propõe-se obter uma solução minimizando-se um critério de desempenho neste espaço de soluções. O critério de desempenho escolhido é o erro em (3.15). Admitindo um erro τ nessa equação tem-se:

$$\tau = I_{mpp} + V_{mpp} \times \frac{\frac{I_{o,ref}}{a_{ref}} \left(e^{\frac{V_{mpp} + I_{mpp} R_s}{a_{ref}}} \right) - \frac{1}{R_{sh,ref}}}{1 + \frac{I_{o,ref} R_{s,ref}}{a_{ref}} \left(e^{\frac{V_{mpp} + I_{mpp} R_{s,ref}}{a_{ref}}} \right) + \frac{R_{s,ref}}{R_{sh,ref}}} \quad (3.16)$$

Os valores dos parâmetros do modelo da célula fotovoltaica são obtidos resolvendo-se:

$$\begin{aligned} \min \quad & \tau \\ \text{s. a} \quad & \text{eqs. (3.12), (3.13), (3.14) e (3.16)} \\ & I_{L,ref}, I_{o,ref}, R_{s,ref}, R_{sh,ref}, a_{ref}, \tau \geq 0 \end{aligned} \quad (3.17)$$

Devido à não-linearidade considerável das restrições do problema (3.17), para resolvê-lo foi utilizado o software Matlab[®], mais especificamente o *Optimization Toolbox*, que é uma ferramenta computacional de otimização não-linear. Nessa ferramenta é necessária a inserção dos seguintes dados: função objetivo, restrições de igualdade e desigualdade, método de solução, tolerâncias e ponto inicial ($I_{L,ref}^0, I_{o,ref}^0, R_{s,ref}^0, R_{sh,ref}^0$ e a_{ref}^0).

As tentativas iniciais de resolução do sistema (3.17) no *Optimization Toolbox* não obtiveram sucesso. Percebeu-se que a convergência de (3.17) é altamente dependente do ponto inicial informado. Tomando como base (SOTO, 2004), foram adotados os seguintes pontos iniciais:

$$I_{L,ref}^0 = I_{sc} \quad (3.18)$$

$$I_{o,ref}^0 = I_{sc} \times e^{\frac{V_{oc}}{a_{ref}^0}} \quad (3.19)$$

$$R_{s,ref}^0 = \frac{1}{I_{mpp}} \left[a_{ref}^0 \times \log \left(\frac{I_{L,ref}^0 + I_{o,ref}^0 - I_{mpp}}{I_{o,ref}^0} \right) - V_{mpp} \right] \quad (3.20)$$

$$a_{ref}^0 = \frac{N_s n_i k_b T_{c,ref}}{q} \quad (3.21)$$

$$\left(\frac{\frac{I_{o,ref}^0}{a_{ref}^0} \left(e^{\frac{I_{sc} R_{s,ref}^0}{a_{ref}^0}} + \frac{1}{R_{sh,ref}^0} \right)}{1 + \frac{I_{o,ref}^0 R_{s,ref}^0}{a_{ref}^0} \left(e^{\frac{I_{sc} R_{s,ref}^0}{a_{ref}^0}} + \frac{R_{s,ref}^0}{R_{sh,ref}^0} \right)} \right) = - \frac{1}{R_{sh,ref}^0} \quad (3.22)$$

onde $T_{c,ref}$ é a temperatura em [K] nas STC.

Vale ressaltar que ao isolar $R_{sh,ref}^0$ na equação (3.22), encontra-se uma equação polinomial de 2ª ordem e a raiz positiva da mesma é o valor adotado para $R_{sh,ref}^0$.

Portanto, resolvendo-se o problema de otimização (3.17), obtém-se os cinco parâmetros de referência. A próxima seção focará na influência que as condições meteorológicas exercem nesses parâmetros.

3.4.2 Variação dos cinco parâmetros sob condições meteorológicas diversas

Conforme mencionado anteriormente, para se obter a potência fornecida por um módulo fotovoltaico num dado instante deve-se determinar os cinco parâmetros do circuito equivalente sob influência da condição meteorológica naquele instante específico. A presente seção determinará as relações entre os cinco parâmetros com a temperatura da célula FV e irradiância total efetiva, todos esses calculados para um determinado ângulo horário solar ω , conforme mostrado no capítulo 2.

Entre os cinco parâmetros do circuito equivalente, a resistência série é a que menos contribui para a modificação da curva I-V para diferentes condições meteorológicas (Soto et al., 2006, p. 81). Portanto, a resistência série é considerada constante, ou seja,

$$R_{s,\omega} = R_{s,ref} \quad (3.23)$$

onde $R_{s,\omega}$ é a resistência série para o ângulo horário solar ω .

3.4.2.1 Tensão térmica, a_ω

De acordo com Soto (2004, p. 31), a variação da tensão térmica depende somente da temperatura da célula, sendo que a mesma é linearmente dependente da outra, conforme mostrado a seguir:

$$\frac{a_\omega}{a_{ref}} = \frac{T_{c,\omega}}{T_{c,ref}} \quad (3.24)$$

onde a_ω é a tensão térmica para o ângulo horário solar ω e $T_{c,\omega}$ é a temperatura da célula para o ângulo horário solar ω encontrada na equação (2.33).

3.4.2.2 Corrente de saturação reversa do diodo, $I_{o,\omega}$

A corrente de saturação reversa do diodo depende da temperatura da célula, bem como da banda de energia de *gap* do material (ε_{gap}) e do número de célula em série do módulo fotovoltaico (N_s). De acordo com Soto (2004, p. 32), a relação é dada por:

$$\frac{I_{o,\omega}}{I_{o,ref}} = \left(\frac{T_{c,\omega}}{T_{c,ref}} \right)^3 e^{\left[\frac{\varepsilon_{gap} N_s}{a_{ref}} \left(1 - \frac{T_{c,ref}}{T_{c,\omega}} \right) \right]} \quad (3.25)$$

onde $I_{o,\omega}$ é a corrente de saturação reversa do diodo para o ângulo horário solar ω e o valor de ε_{gap} depende do tipo de célula, sendo alguns valores indicados em (SOTO, KLEIN, BECKMAN, 2006).

3.4.2.3 Corrente do efeito fotovoltaico, $I_{L,\omega}$

De acordo com Soto, Klein e Beckman (2006, p. 81), a corrente do efeito fotovoltaico depende da radiação global efetiva incidente no módulo, temperatura da célula e coeficiente de temperatura da corrente de curto-circuito (α_{sc} , em $A/^\circ C$), sendo este último fornecido pelos catálogos dos módulos. A relação é dada por:

$$I_{L,\omega} = \frac{G_{TOTe,\omega}(\gamma,\beta)}{G_{TOT,ref}} [I_{L,ref} + \alpha_{sc}(T_{c,\omega} - T_{c,ref})] \quad (3.26)$$

onde $I_{L,\omega}$ é a corrente do efeito fotovoltaico para o ângulo horário solar ω e $G_{TOT,ref}$ é igual a 1000 W/m^2 (STC).

3.4.2.4 Resistência *Shunt*, $R_{sh,\omega}$

De acordo com Soto, Klein e Beckman (2006, p. 82), a resistência *shunt* é inversamente proporcional à radiação global efetiva incidente no módulo, o que resulta em

$$\frac{R_{sh,\omega}}{R_{sh,ref}} = \frac{G_{TOT,ref}}{G_{TOTe,\omega}(\gamma,\beta)} \quad (3.27)$$

onde $R_{sh,\omega}$ é a resistência *shunt* para o ângulo horário solar ω e $G_{TOT,ref}$ é igual a 1000 W/m^2 (STC).

Portanto, ao se resolver as equações (3.23) a (3.27) pode-se obter corrente e tensão no ponto de máxima potência para um dado ângulo horário solar ω , conforme será demonstrado na próxima seção.

3.4.3 Determinação de $I_{mpp,\omega}$ e $V_{mpp,\omega}$

Tendo-se conhecimento dos parâmetros: $I_{L,\omega}$, $I_{o,\omega}$, $R_{s,\omega}$, $R_{sh,\omega}$ e a_ω , pode-se determinar a corrente e tensão elétricas no ponto de máxima potência ($I_{mpp,\omega}$ e $V_{mpp,\omega}$, respectivamente) sendo produzidas por um módulo fotovoltaico para o ângulo horário solar ω ao substituí-los nas equações (3.10) e (3.11), resultando:

$$0 = -I_{mpp,\omega} + I_{L,\omega} - I_{o,\omega} \left(e^{\frac{V_{mpp,\omega} + I_{mpp,\omega} \times R_{s,\omega}}{a_\omega}} - 1 \right) - \frac{V_{mpp,\omega} + I_{mpp,\omega} \times R_{s,\omega}}{R_{sh,\omega}} \quad (3.28)$$

$$0 = I_{mpp,\omega} + V_{mpp,\omega} \times \frac{-\frac{I_{o,\omega}}{a_\omega} \left(e^{\frac{V_{mpp,\omega} + I_{mpp,\omega} R_{s,\omega}}{a_\omega}} \right) - \frac{1}{R_{sh,\omega}}}{1 + \frac{I_{o,\omega} R_{s,\omega}}{a_\omega} \left(e^{\frac{V_{mpp,\omega} + I_{mpp,\omega} R_{s,\omega}}{a_\omega}} \right) + \frac{R_{s,\omega}}{R_{sh,\omega}}} \quad (3.29)$$

Novamente, devida à não-linearidade presente em ambas as equações (3.28) e (3.29), as mesmas são resolvidas simultaneamente pelo Método Newton-Raphson, sendo esta rotina implementada em ambiente Matlab®.

Portanto, com $I_{mpp,\omega}$ e $V_{mpp,\omega}$ pode-se determinar a potência máxima sendo gerada pelo módulo fotovoltaico para o ângulo horário solar ω , sendo esta igual a:

$$P_{PV,\omega} = V_{mpp,\omega} \times I_{mpp,\omega} [W] \quad (3.30)$$

A partir de $P_{PV,\omega}$ pode-se determinar a potência sendo gerada por uma central fotovoltaica, a qual é formada pela associação série/paralelo de diversos módulos fotovoltaicos.

3.5 Considerações finais

Neste Capítulo foram apresentados o circuito elétrico equivalente de um módulo fotovoltaico, bem como as principais características elétricas de um módulo FV.

A partir do conhecimento dos cinco parâmetros do circuito elétrico equivalente, pode-se determinar tensão e corrente elétricas produzidas sob uma determinada condição solar-meteorológica.

Entretanto, foi exposto que os cinco parâmetros não são fornecidos pelos catálogos dos fabricantes. Diante disto, foi proposta uma metodologia para obtenção dos mesmos a partir dos dados comumente

fornecidos pelos fabricantes e condições solares e meteorológicas (obtidas conforme apresentado no Capítulo 2).

Ressalta-se a dificuldade em implementar essa metodologia por conta do alto grau de não-linearidade presentes nas equações que derivam da relação I-V de um módulo FV. Para tanto, métodos numéricos e softwares matemáticos foram utilizados para se determinar os cinco parâmetros, bem como a corrente e tensão no ponto de máxima potência para uma determinada condição solar-meteorológica.

Ao final deste capítulo, foi determinada a potência instantânea de um módulo fotovoltaico a partir dos cinco parâmetros, e com essa pode-se determinar a produção de energia elétrica de uma central FV (associação de módulos) e então realizar a análise dos efeitos numa rede de distribuição elétrica.

O próximo Capítulo apresentará a modelagem matemática do problema FPO com representação de geração fotovoltaica e descreverá o método de solução do problema final.

4 FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO

Para a análise dos efeitos da geração de uma central fotovoltaica em sistemas de distribuição elétrica, será utilizada a metodologia do Fluxo de Potência Ótimo (FPO). Para tanto, este capítulo se estruturará da seguinte forma:

- Apresentação dos fundamentos do FPO – seção 4.1;
- Modelagem de uma central fotovoltaica no problema de FPO – seção 4.2;
- Formulação do problema de FPO inserindo a geração fotovoltaica – seção 4.3.
- Método de Pontos Interiores para resolução do problema de FPO – seção 4.4.

4.1 Fundamentos de FPO

O FPO é uma ferramenta computacional utilizada para a análise e síntese da operação em regime permanente dos Sistemas Elétricos de Potência (SEP) (SCHIOCHET, 2006).

O FPO pode ter como objetivo determinar a melhor distribuição de potência pelas unidades geradoras em funcionamento, o melhor perfil de tensão ou mesmo a melhor distribuição de potência reativa, todos com base na otimização de um ou vários índices de desempenho e atendendo simultaneamente a um conjunto de restrições.

A consistência do FPO é baseada na resolução de um conjunto de equações algébricas, não lineares e complexas, que resultam da aplicação das leis de Kirchhoff a um sistema com potências demandadas conhecidas. Diferentemente de um problema clássico de Fluxo de Potência, que necessita da especificação de algumas variáveis tais como: magnitudes de tensão e potência ativa gerada nas barras de geração (barras PV), o FPO trata estas variáveis como passíveis de ajustes (SCHIOCHET, 2006). Para tanto, ele é apresentado como um problema de otimização, onde se procura maximizar ou minimizar um índice de desempenho, atendendo simultaneamente a um conjunto de restrições de igualdade e desigualdade.

Genericamente, pode-se formular o problema de FPO como:

$$\min f(\mathbf{x}) \quad (4.1)$$

sujeito a

$$\mathbf{g}(\mathbf{x}) = 0 \quad (4.2)$$

$$\mathbf{h}^{\text{mín}} \leq \mathbf{h}(\mathbf{x}) \leq \mathbf{h}^{\text{máx}} \quad (4.3)$$

sendo $f(\mathbf{x})$ a função objetivo do problema; \mathbf{x} é um vetor n -dimensional composto pelas variáveis de otimização; $\mathbf{g}(\mathbf{x})$ é um vetor m -dimensional formado pelas restrições de igualdade do problema; $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ é um vetor l -dimensional formado pelas restrições de desigualdade do problema; e $\mathbf{h}^{\text{mín}}$ e $\mathbf{h}^{\text{máx}}$ são os limites mínimos e máximos, respectivamente, das restrições de desigualdade.

A função objetivo $f(\mathbf{x})$ representa analiticamente o(s) índice(s) de desempenho a ser(em) otimizado(s), já as restrições de igualdade (4.2) representam as equações de balanço de potência nas barras e por último, as restrições de desigualdade (4.3) retratam tanto os limites físicos quanto operacionais do sistema.

Apresentados os fundamentos de FPO, a próxima seção focar-se-á na modelagem de uma central fotovoltaica no FPO.

4.2 Modelagem de uma central fotovoltaica no FPO

Para a análise dos efeitos da geração FV em sistemas de distribuição é necessária a modelagem de uma central FV ao problema de FPO. Para tanto, primeiramente determina-se a potência em corrente contínua (CC) de uma central FV.

4.2.1 Potência CC de uma central fotovoltaica

Atualmente, módulos fotovoltaicos são fabricados com potência somente de algumas centenas de Watts ou Wp. Portanto, é comum a associação série/paralelo dos módulos para a formação das centrais fotovoltaicas (centenas/milhares de kWp).

As associações série são comumente utilizadas de forma a otimizar as correntes e tensões de entrada em um inversor CC-CA (conforme será demonstrado no Capítulo 5), formando as chamadas séries fotovoltaicas (sendo o termo equivalente, em inglês, *PV strings*).

Atualmente, os inversores possuem de 2 a 3 entradas para *strings*, e esses são conectados em paralelo formando os arranjos fotovoltaicos (sendo o termo equivalente, em inglês, *PV arrays*).

Este trabalho determina a potência CC de uma central fotovoltaica para o ângulo horário solar ω , através da seguinte equação:

$$P_{CC,\omega} = N_{PV,S} \times N_{string} \times N_{inv} \times P_{PV,\omega} \quad (4.4)$$

sendo $N_{PV,S}$ é o número de módulos em série de uma *string*; N_{string} é o número de *strings* que compõe a central fotovoltaica; N_{inv} é o número total de inversores que operam em paralelo e; $P_{PV,\omega}$ é a potência máxima de um módulo fotovoltaico calculada para o ângulo horário solar ω (conforme demonstrado no capítulo anterior) e; $P_{CC,\omega}$ é a potência CC máxima da central fotovoltaica para o ângulo horário solar ω .

Com $P_{CC,\omega}$ pode-se determinar a potência em corrente alternada (CA) que será convertida nos inversores, conforme será mostrado na próxima seção.

4.2.2 Potência CA de uma central fotovoltaica

Para se determinar a potência CA de uma central fotovoltaica é necessária a modelagem dos inversores presentes na central.

Visto que a análise do efeito da geração fotovoltaica será realizada em regime permanente, tanto o tipo de inversor CC-CA quanto a lógica de controle utilizados não serão abordados neste trabalho. Portanto, os inversores serão modelados somente por sua eficiência em converter grandezas elétricas contínuas em alternadas, resultando que a potência CA da central fotovoltaica seja dada por:

$$P_{CA,\omega} = \eta_{inv,\omega} \times P_{CC,\omega} \quad (4.5)$$

sendo $P_{CA,\omega}$ é a potência ativa (CA) da central fotovoltaica para o ângulo horário solar ω e $\eta_{inv,\omega}$ é o rendimento dos inversores para o ângulo horário solar ω . Vale ressaltar que o presente trabalho irá considerar que para o ângulo horário solar ω , todos os inversores trabalharão no mesmo ponto de rendimento e este é dado em função da tensão de entrada nos inversores e potência sendo convertida pelos inversores. A estratégia para determinação de $\eta_{inv,\omega}$ será abordado na seção 5.3.1.5.

A próxima seção abordará a modelagem do transformador elevador no FPO.

4.2.3 Transformador Elevador

Atualmente, para a formação de centrais fotovoltaicas é comum o uso de inversores trifásicos com potência de algumas dezenas de kW que

convertem a tensão CC de entrada em CA de baixa tensão (inferior a 1000 V).

Regulatoriamente (CELESC, 2014, p.7), a conexão de centrais fotovoltaicas com potência acima de centenas de kWp deve ser realizada em média (13,8 – 34,5 kV) ou alta tensão (>69kV).

Portanto, é comum o uso de transformadores elevadores para conexão das centrais fotovoltaicas.

Conforme será mostrado no próximo capítulo, considerar-se-á que a central FV possui capacidade nominal de aproximadamente 1,0 MWp. Portanto, será considerado que a conexão se dá em média tensão (13,8 kV), necessitando de um transformador elevador.

A modelagem do transformador utilizada é a da resistência (r_{tr}) e reatância (x_{tr}) série conforme demonstrado na Figura 4.1.

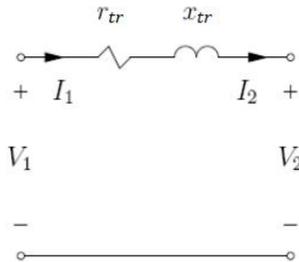


Figura 4.1 – Impedância série do transformador elevador

Fonte: Elaboração própria

Com a apresentação do modelo do transformador, todos os elementos que compõem a modelagem de uma central fotovoltaica no FPO foram apresentados e a mesma será sintetizada na próxima seção.

4.2.4 Modelo completo de uma central fotovoltaica no FPO

O modelo completo usado para representar uma central fotovoltaica no FPO está indicado no diagrama unifilar da Figura 4.1. Esse diagrama apresenta a conexão da central fotovoltaica na barra k (genérica) do sistema de distribuição, sendo que $P_{CO,\omega}$ e $Q_{CO,\omega}$ são as potências ativa e reativa que a central injeta na rede para o ângulo horário solar ω . Vale ressaltar que o presente trabalho optou por acrescentar uma barra e um ramo ao sistema elétrico de análise: a barra $n_b + 1$ (onde n_b é o número original de barras do sistema) e o ramo $n_l + 1$ (onde n_l é o

número original de ramos do sistema). Além disso, considera-se dois possíveis modos de operação da central:

- Operação com fator de potência unitário ($Q_{CA,\omega} = 0$). Neste caso, não será considerado que a central opere com potência diferente da máxima para o ângulo horário solar ω e, portanto, comportando-se como fonte de geração de potência ativa constante para o ângulo horário solar ω .
- Operação com fator de potência ajustável. Neste modo, a central fotovoltaica poderá gerar/absorver potência reativa ($Q_{CA,\omega} \neq 0$). A geração/absorção máxima de potência reativa na barra $n_b + 1$ para o ângulo horário solar ω será dependente do fator de potência ajustável que os inversores possuem (FP_{inv}), ou seja, os limites são dados por:

$$Q_{CA,\omega} \leq \left| \min \left(\sqrt{\left(\frac{P_{CA,\omega}}{FP_{inv}}\right)^2 - (P_{CA,\omega})^2}, \sqrt{(S_{inv}^{máx} \times N_{inv})^2 - (P_{CA,\omega})^2} \right) \right| \quad (4.6)$$

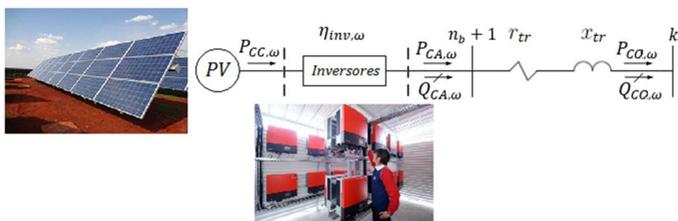


Figura 4.2 – Diagrama unifilar contendo o modelo completo da central fotovoltaica no FPO

Após a indicação do modelo da central fotovoltaica, a próxima seção apresentará o problema de FPO que deverá ser solucionado para a devida análise da inserção dos parques fotovoltaicos nos sistemas de distribuição.

4.3 Formulação do problema de FPO inserindo a geração fotovoltaica

Conforme dito anteriormente, o FPO se trata de um problema de otimização aplicado à análise de sistemas elétricos em regime permanente.

O presente trabalho propõe que o FPO seja aplicado para minimizar as perdas elétricas em um alimentador de uma rede de distribuição elétrica ao longo de um dia considerando a geração fotovoltaica.

Propõe-se que tanto geração FV quanto carregamento do sistema variarão ao longo do dia. Para tanto, considerar-se-á que o dia de análise é discretizado por hora, sendo que cada hora (associada a um determinado ângulo horário solar ω), o problema FPO a ser resolvido é o seguinte:

$$\min_x P g_{ref} \quad (4.7)$$

sujeito a

$$P g_i - P d_i - P_i(\mathbf{V}, \boldsymbol{\theta}, a_{tr}) = 0 \quad (4.8)$$

$$P g_{nb+1} + P_{CA,\omega} - P d_{nb+1} - P_{nb+1}(\mathbf{V}, \boldsymbol{\theta}, a_{tr}) = 0 \quad (4.9)$$

$$Q g_i - Q d_i - Q_i(\mathbf{V}, \boldsymbol{\theta}, a_{tr}) = 0 \text{ para } i \neq n'_b \quad (4.10)$$

$$Q g_{nb+1} + Q_{CA,\omega} - Q d_{nb+1} - Q_{nb+1}(\mathbf{V}, \boldsymbol{\theta}, a_{tr}) = 0 \quad (4.11)$$

$$\mathbf{V}^{min} \leq \mathbf{V} \leq \mathbf{V}^{max} \quad (4.12)$$

$$P g_{ref}^{min} \leq P g_{ref} \leq P g_{ref}^{max} \quad (4.13)$$

$$Q g_{ref}^{min} \leq Q g_{ref} \leq Q g_{ref}^{max} \quad (4.14)$$

$$a_{tr}^{min} \leq a_{tr} \leq a_{tr}^{max} \quad (4.15)$$

$$Q_{CA,\omega} \leq \left| \min \left(\sqrt{\left(\frac{P_{CA,\omega}}{FP_{inv}} \right)^2 - (P_{CA,\omega})^2}, \sqrt{(S_{inv}^{max} \times N_{inv})^2 - (P_{CA,\omega})^2} \right) \right| \quad (4.16)$$

sendo $i = 1, \dots, n_b$.

No problema (4.7)-(4.16):

- $\boldsymbol{\theta} = [\theta_1 \ \theta_2 \ \dots \ \theta_{n_b} \ \theta_{n'_b}]$, é o vetor formado pelos ângulos das $n_b + 1$ barras do sistema com a central FV (exceto a barra de referência);
- $\mathbf{V} = [V_1 \ V_2 \ \dots \ V_{n_b} \ V_{n_b+1}]$, é o vetor formado pelas magnitudes de tensão das barras.

- Pg_{ref} é a potência ativa gerada na barra de referência.
- Qg_{ref} é a potência reativa gerada na barra de referência.
- a_{tr} é o tap do transformador que reduz a alta tensão (138 kV) para média tensão ($\leq 34,5$ kV) em redes de distribuição. Este transformador está conectado à barra de transferência.
- Pg_i é a geração de potência ativa da barra i . No caso de sistemas de distribuição, $Pg_i = 0$ para todas as barras exceto a de referência, nessa barra $Pg_i = Pg_{ref}$.
- Pd_i , potência ativa da carga da barra i .
- $P_i(\mathbf{V}, \boldsymbol{\theta}, a_{tr})$, é a injeção de potência ativa na barra i , dada pela expressão:

$$P_i(\mathbf{V}, \boldsymbol{\theta}, a_{tr}) = V_i \sum_{k \in \Omega_i} (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}) V_k \quad (4.17)$$

sendo: Ω_i é o conjunto de barras adjacentes à barra i ; $\theta_{ik} = \theta_i - \theta_k$, G_{ik} e B_{ik} são os elementos da matriz de admitância de barra do sistema, \mathbf{Y} , sendo $Y_{ik} = G_{ik} + jB_{ik}$.

Quando há presença de transformador com tap regulável (a_{tr}) no ramo $i-j$ conforme demonstrado na Figura 4.3 (a), os elementos da matriz \mathbf{Y} associados a esse ramo passam a ser aqueles apresentados no circuito π equivalente da na Figura 4.3 (b), onde Y_{eq} é a admitância série do transformador e $t = 1/a_{tr}$.

- $Q_i(\mathbf{V}, \boldsymbol{\theta}, a_{tr})$, é a injeção de potência reativa na barra i , dada pela expressão:

$$Q_i(\mathbf{V}, \boldsymbol{\theta}, a_{tr}) = V_i \sum_{k \in \Omega_i} (G_{ik} \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik}) V_k \quad (4.18)$$

- \mathbf{V}^{min} e \mathbf{V}^{max} são os vetores formados pelos valores mínimos e máximos, respectivamente, que \mathbf{V} pode assumir. Neste trabalho serão adotados: $\mathbf{V}^{min} = 0,95$ p. u. e $\mathbf{V}^{max} = 1,05$ p. u. conforme previsto nos Procedimentos de Distribuição da ANEEL.
- Pg_{ref}^{min} e Pg_{ref}^{max} são os valores mínimos e máximos, respectivamente, que Pg_{ref} pode assumir.
- Qg_{ref}^{min} e Qg_{ref}^{max} são os valores mínimos e máximos, respectivamente, que Qg_{ref} pode assumir.
- a_{tr}^{min} e a_{tr}^{max} são os valores mínimos e máximos, respectivamente, que a_{tr} pode assumir.

O problema de FPO dado pelas equações (4.7) a (4.16) será solucionado através do Método de Pontos Interiores que será apresentado na próxima seção.

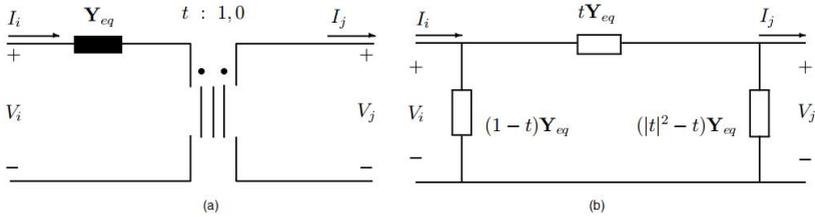


Figura 4.3 (a) - transformador com tap variável conectado no ramo i - j e (b) - circuito π equivalente para compor a matriz de admitância

Fonte: Notas de Aula da Disciplina Introdução aos Sistemas de Energia, aplicada no Curso de Graduação em Eng. Elétrica. UFSC. Prof. Dr. Roberto de S. Salgado.

4.4 Método dos Pontos Interiores para resolução do problema de FPO

O processo de solução do problema de FPO expresso pelas equações (4.7)-(4.16) via método dos Pontos Interiores versão Preditor-Corretor será descrita expressando este problema de forma compacta através das equações (4.1)-(4.3). Portanto,

$$f(\mathbf{x}) = Pg_{ref}, \quad (4.19)$$

$$\mathbf{g}(\mathbf{x}) = \begin{bmatrix} Pg_i - Pd_i - P_i(\mathbf{V}, \boldsymbol{\theta}, a_{tr}), \quad i = 1, \dots, nb \\ Pg_{nb+1} + P_{CA,\omega} - Pd_{nb+1} - P_i(\mathbf{V}, \boldsymbol{\theta}, a_{tr}) \\ Qg_i - Qd_i - Q_i(\mathbf{V}, \boldsymbol{\theta}, a_{tr}), \quad i = 1, \dots, nb \\ Qg_{nb+1} + Q_{CA,\omega} - Qd_{nb+1} - Q_i(\mathbf{V}, \boldsymbol{\theta}, a_{tr}) \end{bmatrix}, \quad (4.20)$$

$$\mathbf{h}(\mathbf{x}) = \begin{bmatrix} \mathbf{V} \\ Pg_{ref} \\ Qg_{ref} \\ a_{tr} \\ Q_{CA,\omega} \end{bmatrix}. \quad (4.21)$$

$$\mathbf{h}^{min} = \begin{bmatrix} \mathbf{v}^{min} \\ P g_{ref}^{min} \\ Q g_{ref}^{min} \\ a_{tr}^{min} \\ Q_{CA,\omega}^{min} \end{bmatrix} \quad (4.22)$$

$$\mathbf{h}^{max} = \begin{bmatrix} \mathbf{v}^{max} \\ P g_{ref}^{max} \\ Q g_{ref}^{max} \\ a_{tr}^{max} \\ Q_{CA,\omega}^{max} \end{bmatrix} \quad (4.23)$$

sendo:

$$Q_{CA,\omega}^{max} = -Q_{CA,\omega}^{min} = \min \left(\sqrt{\left(\frac{P_{CA,\omega}}{FP_{inv}}\right)^2 - (P_{CA,\omega})^2}, \sqrt{(S_{inv}^{max} \times N_{inv})^2 - (P_{CA,\omega})^2} \right) \quad (4.24)$$

Para empregar o Método de Pontos Interiores versão Preditor-Corretor (PI-PC) os seguintes passos são dados:

Passo 1. Transformação das restrições de desigualdade em restrições de igualdade através do uso de variáveis de folga ($\mathbf{s}_l, \mathbf{s}_u$), fornecendo:

$$\mathbf{h} - \mathbf{s}_l - \mathbf{h}^{min} = 0 \quad (4.25)$$

$$\mathbf{h} + \mathbf{s}_u - \mathbf{h}^{max} = 0 \quad (4.26)$$

$$\mathbf{s}_l, \mathbf{s}_u > 0 \quad (4.27)$$

Passo 2. Adição da função barreira logarítmica à função objetivo, isto é,

$$f(\mathbf{x}) - \mu [\sum_{i \in \Omega_{min}} \ln s_{l_i} + \sum_{i \in \Omega_{max}} \ln s_{u_i}] \quad (4.28)$$

sendo μ é o parâmetro de barreira; Ω_{min} conjunto das restrições de limite mínimo e Ω_{max} o conjunto das restrições de limite máximo.

Com as modificações anteriores, o problema de otimização passa a ser:

$$\min[f(\mathbf{x}) - \mu(\sum_{i \in \Omega_{\min}} \ln s_{l_i} + \sum_{i \in \Omega_{\max}} \ln s_{u_i})] \quad (4.29)$$

sujeito a

$$\mathbf{g}(\mathbf{x}) = 0 \quad (4.30)$$

$$\mathbf{h} - \mathbf{s}_l - \mathbf{h}^{\min} = 0 \quad (4.31)$$

$$\mathbf{h} + \mathbf{s}_u - \mathbf{h}^{\max} = 0 \quad (4.32)$$

$$\mathbf{s}_l, \mathbf{s}_u > 0 \quad (4.33)$$

e sua função Lagrangeana é:

$$\begin{aligned} \mathcal{E}(\mathbf{x}, \mathbf{s}_l, \mathbf{s}_u, \boldsymbol{\lambda}, \boldsymbol{\pi}_l, \boldsymbol{\pi}_u) = & f(\mathbf{x}) - \mu[\sum_{i \in \Omega_{\min}} \ln s_{l_i} + \sum_{i \in \Omega_{\max}} \ln s_{u_i}] - \\ & \boldsymbol{\lambda}^t \mathbf{g}(\mathbf{x}) - \boldsymbol{\pi}_l^t [\mathbf{h}(\mathbf{x}) - \mathbf{s}_l - \mathbf{h}^{\min}] - \boldsymbol{\pi}_u^t [\mathbf{h}(\mathbf{x}) + \mathbf{s}_u - \mathbf{h}^{\max}] \end{aligned} \quad (4.34)$$

sendo $\boldsymbol{\lambda}$ é o vetor formado com os multiplicadores de Lagrange associados às restrições de igualdade, $\boldsymbol{\pi}_l$ e $\boldsymbol{\pi}_u$ são os vetores formados pelos multiplicadores de Lagrange associados às restrições de desigualdade.

Passo 3. Derivação das condições de otimalidade de 1ª ordem de Karush-Kuhn-Tucker (KKT) para o problema modificado:

$$\nabla_{\mathbf{x}} \mathcal{E}(\mathbf{w}) = 0 = \nabla_{\mathbf{x}} f(\mathbf{x}) - \nabla_{\mathbf{x}} \mathbf{g}(\mathbf{x})^t \boldsymbol{\lambda} - \nabla_{\mathbf{x}} \mathbf{h}(\mathbf{x})^t [\boldsymbol{\pi}_l + \boldsymbol{\pi}_u] \quad (4.35)$$

$$\nabla_{\mathbf{s}_l} \mathcal{E}(\mathbf{w}) = 0 = \boldsymbol{\mu} \mathbf{e} - \mathbf{S}_l \boldsymbol{\pi}_l \quad (4.36)$$

$$\nabla_{\mathbf{s}_u} \mathcal{E}(\mathbf{w}) = 0 = \boldsymbol{\mu} \mathbf{e} + \mathbf{S}_u \boldsymbol{\pi}_u \quad (4.37)$$

$$\nabla_{\boldsymbol{\lambda}} \mathcal{E}(\mathbf{w}) = 0 = -\mathbf{g}(\mathbf{x}) \quad (4.38)$$

$$\nabla_{\boldsymbol{\pi}_l} \mathcal{E}(\mathbf{w}) = 0 = -[\mathbf{h}(\mathbf{x}) - \mathbf{s}_l - \mathbf{h}^{\min}] \quad (4.39)$$

$$\nabla_{\boldsymbol{\pi}_u} \mathcal{E}(\mathbf{w}) = 0 = -[\mathbf{h}(\mathbf{x}) + \mathbf{s}_u - \mathbf{h}^{\max}] \quad (4.40)$$

sendo: $\mathbf{w} = [\mathbf{x} \ \mathbf{s}_l \ \mathbf{s}_u \ \boldsymbol{\lambda} \ \boldsymbol{\pi}_l \ \boldsymbol{\pi}_u]^T$, $\nabla_x f(\mathbf{x})$ e $\nabla_x \mathbf{h}(\mathbf{x})$ os vetores gradientes de $f(\mathbf{x})$ e $\mathbf{h}(\mathbf{x})$, respectivamente; $\nabla_x \mathbf{g}(\mathbf{x}) = \mathbf{J}(\mathbf{x})$ a matriz jacobiana de $\mathbf{g}(\mathbf{x})$; \mathbf{e} um vetor unitário; e \mathbf{S}_l e \mathbf{S}_u matrizes diagonais formadas pelos elementos dos vetores \mathbf{s}_l e \mathbf{s}_u , respectivamente.

Passo 4. As condições expressas pela equação (4.35)-(4.40) são acrescidas das restrições de não negatividade, correspondentes às variáveis de folga, e de sinal, relativas aos multiplicadores duais, isto é,

$$\mathbf{s}_l \geq 0, \mathbf{s}_u \geq 0, \boldsymbol{\pi}_l \geq 0, \boldsymbol{\pi}_u \leq 0 \text{ e } \boldsymbol{\lambda} \leq \mathbf{0} \quad (4.41)$$

Passo 5. Aplicação do método de Newton Raphson para resolver o conjunto de equações (4.35)-(4.41), o que resulta no seguinte sistema de equações lineares a ser resolvido a cada iteração:

$$\mathbf{H}(\mathbf{x}\boldsymbol{\lambda}\boldsymbol{\pi}_l\boldsymbol{\pi}_u)\Delta\mathbf{x} - \mathbf{J}(\mathbf{x})^T\Delta\boldsymbol{\lambda} - \nabla_x\mathbf{h}(\mathbf{x})^t[\Delta\boldsymbol{\pi}_l + \Delta\boldsymbol{\pi}_u] = -\mathbf{t} \quad (4.42)$$

$$-\mathbf{\Pi}_l\Delta\mathbf{s}_l - \mathbf{S}_l\Delta\boldsymbol{\pi}_l = -(\boldsymbol{\mu}\mathbf{e} - \mathbf{S}_l\boldsymbol{\pi}_l) \quad (4.43)$$

$$\mathbf{\Pi}_u\Delta\mathbf{s}_u + \mathbf{S}_u\Delta\boldsymbol{\pi}_u = -(\boldsymbol{\mu}\mathbf{e} + \mathbf{S}_u\boldsymbol{\pi}_u) \quad (4.44)$$

$$-\mathbf{J}(\mathbf{x})^T\Delta\mathbf{x} = \mathbf{g}(\mathbf{x}) \quad (4.45)$$

$$-\nabla_x\mathbf{h}(\mathbf{x})\Delta\mathbf{x} + \Delta\mathbf{s}_l = \mathbf{h}(\mathbf{x}) - \mathbf{s}_l - \mathbf{h}^{\min} \quad (4.46)$$

$$-\nabla_x\mathbf{h}(\mathbf{x})\Delta\mathbf{x} - \Delta\mathbf{s}_u = \mathbf{h}(\mathbf{x}) + \mathbf{s}_u + \mathbf{h}^{\max} \quad (4.47)$$

onde:

- $\mathbf{H}(\mathbf{x}\boldsymbol{\lambda}\boldsymbol{\pi}_l\boldsymbol{\pi}_u)$ é a matriz das segundas derivadas da função Lagrangeana em relação às variáveis de otimização, dada por:

$$\mathbf{H}(\mathbf{x}\boldsymbol{\lambda}\boldsymbol{\pi}_l\boldsymbol{\pi}_u) = \nabla_x^2 f(\mathbf{x}) - \sum_i \lambda_i \nabla_x^2 g_i(\mathbf{x}) - \sum_j (\pi_{l,j} + \pi_{u,j}) \nabla_x^2 h_j(\mathbf{x}) \quad (4.48)$$

- \mathbf{t} é o vetor gradiente da função Lagrangeana em relação às variáveis de otimização, dado por:

$$\mathbf{t} = \nabla_x \mathcal{L}(\mathbf{w}) = \nabla_x f(\mathbf{x}) - \nabla_x \mathbf{g}(\mathbf{x})^t \boldsymbol{\lambda} - \nabla_x \mathbf{h}(\mathbf{x})^t [\boldsymbol{\pi}_l + \boldsymbol{\pi}_u] \quad (4.49)$$

- $\mathbf{\Pi}_l$ e $\mathbf{\Pi}_u$ são matrizes diagonais formadas pelos elementos dos vetores $\boldsymbol{\pi}_l$ e $\boldsymbol{\pi}_u$.

Passo 6. As equações (4.42)-(4.47) podem ser reescritas na forma matricial, resultando:

$$W(x, s_l, s_u, \lambda, \pi_l, \pi_u) \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta s_l \\ \Delta s_u \\ \Delta \lambda \\ \Delta \pi_l \\ \Delta \pi_u \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -t \\ -(\mu e - S_l \pi_l) \\ -(\mu e + S_u \pi_u) \\ g(x) \\ h(x) - s_l - h^{\min} \\ h(x) + s_u + h^{\max} \end{bmatrix} \quad (4.50)$$

onde

$$W(x, s_l, s_u, \lambda, \pi_l, \pi_u) = \nabla^2 E(w) = \begin{bmatrix} H(x\lambda\pi_l\pi_u) & 0 & 0 & 0 & -\nabla_x h(x)^t & -\nabla_x h(x)^t \\ 0 & -\Pi_l & 0 & 0 & -S_l & 0 \\ 0 & 0 & \Pi_u & 0 & 0 & S_u \\ -J(x) & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -\nabla_x h(x) & U & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -\nabla_x h(x) & 0 & -U & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (4.51)$$

e U é uma matriz identidade com dimensão adequada.

Passo 7. Obtidos os incrementos nas variáveis primais e duais, a não violação das restrições de não negatividade das variáveis de folga e de sinais dos multiplicadores duais é assegurada, calculando-se o comprimento do passo nos espaços primal e dual através de:

$$\gamma_P = \min \left[\min_{\Delta s_{l_i} < 0} \frac{s_{l_i}}{|\Delta s_{l_i}|} \min_{\Delta s_{u_i} < 0} \frac{s_{u_i}}{|\Delta s_{u_i}|} \quad 1 \right] \quad (4.52)$$

$$\gamma_D = \min \left[\min_{\Delta \pi_{l_i} < 0} \frac{\pi_{l_i}}{|\Delta \pi_{l_i}|} \min_{\Delta \pi_{u_i} > 0} \frac{-\pi_{u_i}}{|\Delta \pi_{u_i}|} \quad 1 \right] \quad (4.53)$$

Passo 8. Atualização das variáveis primais e duais através das seguintes expressões:

$$\begin{array}{l} \text{Variáveis Primais} \\ x^{k+1} = x^k + \sigma \gamma_P \Delta x^k \\ s_l^{k+1} = s_l^k + \sigma \gamma_P \Delta s_l^k \\ s_u^{k+1} = s_u^k + \sigma \gamma_P \Delta s_u^k \end{array} \left| \begin{array}{l} \text{Variáveis Duais} \\ \lambda^{k+1} = \lambda^k + \sigma \gamma_D \Delta \lambda^k \\ \pi_l^{k+1} = \pi_l^k + \sigma \gamma_D \Delta \pi_l^k \\ \pi_u^{k+1} = \pi_u^k + \sigma \gamma_D \Delta \pi_u^k \end{array} \right. \quad (4.54)$$

onde σ é uma constante cuja finalidade é garantir que as variáveis $\boldsymbol{\pi}_l$, $\boldsymbol{\pi}_u$, \mathbf{s}_l e \mathbf{s}_u não se anulam. Tipicamente $\sigma = 0,9995$.

Passo 9. Atualização do valor do parâmetro de barreira utilizando-se:

$$\mu^{k+1} = \frac{\mathbf{s}_l^{k+1T} \boldsymbol{\pi}_l^{k+1} - \mathbf{s}_u^{k+1T} \boldsymbol{\pi}_u^{k+1}}{2l_{rd}\beta_{Pl}} \quad (4.55)$$

onde l_{rd} é número de restrições de desigualdade do problema original e β_{Pl} é uma constante (geralmente $\beta_{Pl} = 10$).

Passo 10. Sem perda de generalidade (SALGADO e RANGEL, 2012), ao fazer $\gamma_D = \gamma_p = 1,0$, a substituição das variáveis calculadas em (4.54) em (4.42)-(4.47), encontra-se:

$$\nabla_x f(\mathbf{x} + \Delta\mathbf{x})\Delta\mathbf{x} - \mathbf{J}(\mathbf{x} + \Delta\mathbf{x})^T(\boldsymbol{\lambda} + \Delta\boldsymbol{\lambda}) - \nabla_x \mathbf{h}(\mathbf{x} + \Delta\mathbf{x})^t[\boldsymbol{\pi}_l + \Delta\boldsymbol{\pi}_l + \boldsymbol{\pi}_u + \Delta\boldsymbol{\pi}_u] = 0 \quad (4.56)$$

$$\boldsymbol{\mu}e - (\mathbf{S}_l + \Delta\mathbf{S}_l)(\boldsymbol{\pi}_l + \Delta\boldsymbol{\pi}_l) = 0 \quad (4.57)$$

$$\boldsymbol{\mu}e + (\mathbf{S}_u + \Delta\mathbf{S}_u)(\boldsymbol{\pi}_u + \Delta\boldsymbol{\pi}_u) = 0 \quad (4.58)$$

$$-\mathbf{g}(\mathbf{x} + \Delta\mathbf{x}) = 0 \quad (4.59)$$

$$-[\mathbf{h}(\mathbf{x} + \Delta\mathbf{x}) - (\mathbf{s}_l + \Delta\mathbf{s}_l) - \mathbf{h}^{mín}] = \mathbf{0} \quad (4.60)$$

$$-[\mathbf{h}(\mathbf{x} + \Delta\mathbf{x}) + (\mathbf{s}_u + \Delta\mathbf{s}_u) - \mathbf{h}^{máx}] = \mathbf{0} \quad (4.61)$$

Passo 11. Com a expansão da segunda ordem de Taylor de (4.56)-(4.61), no ponto $(\mathbf{x}, \mathbf{s}_l, \mathbf{s}_u, \boldsymbol{\lambda}, \boldsymbol{\pi}_l, \boldsymbol{\pi}_u)$ e direção $(\Delta\mathbf{x}, \Delta\mathbf{s}_l, \Delta\mathbf{s}_u, \Delta\boldsymbol{\lambda}, \Delta\boldsymbol{\pi}_l, \Delta\boldsymbol{\pi}_u)$, encontra-se:

$$\mathbf{W}(\mathbf{x}, \mathbf{s}_l, \mathbf{s}_u, \boldsymbol{\lambda}, \boldsymbol{\pi}_l, \boldsymbol{\pi}_u) \begin{bmatrix} \Delta\mathbf{x} \\ \Delta\mathbf{s}_l \\ \Delta\mathbf{s}_u \\ \Delta\boldsymbol{\lambda} \\ \Delta\boldsymbol{\pi}_l \\ \Delta\boldsymbol{\pi}_u \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\mathbf{t} + \mathbf{z} \\ -(\boldsymbol{\mu}e - \mathbf{S}_l\boldsymbol{\pi}_l) + \Delta\mathbf{S}_l\Delta\boldsymbol{\pi}_l \\ -(\boldsymbol{\mu}e + \mathbf{S}_u\boldsymbol{\pi}_u) + \Delta\mathbf{S}_u\Delta\boldsymbol{\pi}_u \\ \mathbf{g}(\mathbf{x}) \\ \mathbf{h}(\mathbf{x}) - \mathbf{s}_l - \mathbf{h}^{mín} \\ \mathbf{h}(\mathbf{x}) + \mathbf{s}_u + \mathbf{h}^{máx} \end{bmatrix} \quad (4.62)$$

sendo,

$$\mathbf{z} = \sum_i \Delta \lambda_i \nabla_{\mathbf{x}}^2 g_i(\mathbf{x}) - \sum_j (\Delta \pi_{l,j} + \Delta \pi_{u,j}) \nabla_{\mathbf{x}}^2 h_j(\mathbf{x}) \quad (4.63)$$

Passo 12. A principal diferença entre os sistemas (4.50) (versão primal-dual) e (4.62) (preditor-corretor), é o lado direito desses sistemas. Na versão preditor-corretor, o vetor do lado direito adiciona termos não lineares por conta de \mathbf{z} , $\Delta \mathbf{S}_l \Delta \boldsymbol{\pi}_l$ e $\Delta \mathbf{S}_u \Delta \boldsymbol{\pi}_u$ e então não podendo ser determinados diretamente. Portanto, o sistema (4.62) pode ser somente resolvido aproximadamente, negligenciando \mathbf{z} e sem perda das propriedades de convergência das atualizações (4.54). Para estimar $\Delta \mathbf{S}_l \Delta \boldsymbol{\pi}_l$ e $\Delta \mathbf{S}_u \Delta \boldsymbol{\pi}_u$, Wu et al. (1994) sugerem que no passo de predição o seguinte sistema linear seja resolvido:

$$\mathbf{W}(\mathbf{x}, \mathbf{s}_l, \mathbf{s}_u, \boldsymbol{\lambda}, \boldsymbol{\pi}_l, \boldsymbol{\pi}_u) \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{x} \\ \Delta \mathbf{S}_l \\ \Delta \mathbf{S}_u \\ \Delta \boldsymbol{\lambda} \\ \Delta \boldsymbol{\pi}_l \\ \Delta \boldsymbol{\pi}_u \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\mathbf{t} \\ (\mathbf{S}_l \boldsymbol{\pi}_l) \\ -(\mathbf{S}_u \boldsymbol{\pi}_u) \\ \mathbf{g}(\mathbf{x}) \\ \mathbf{h}(\mathbf{x}) - \mathbf{s}_l - \mathbf{h}^{\min} \\ \mathbf{h}(\mathbf{x}) + \mathbf{s}_u + \mathbf{h}^{\max} \end{bmatrix} \quad (4.64)$$

Passo 13. Após esse passo, o parâmetro de barreira e os termos não-lineares são estimados e o lado direito do sistema (4.62) são recalculados. Wu et al. (1994) sugerem que o parâmetro de barreira seja calculado por:

$$\mu = \left(\frac{\bar{g}\bar{a}\bar{p}}{g\bar{a}p} \right)^2 \frac{\bar{g}\bar{a}\bar{p}}{2 \times (n_{rd})}, \quad (4.65)$$

sendo, n_{rd} o número de variáveis sujeitas às restrições e desigualdade,

$$\bar{g}\bar{a}\bar{p} = (\mathbf{s}_l + \tilde{\gamma} \Delta \mathbf{S}_l)^T (\boldsymbol{\pi}_l + \tilde{\gamma} \Delta \boldsymbol{\pi}_l) - (\mathbf{s}_u + \tilde{\gamma} \Delta \mathbf{S}_u)^T (\boldsymbol{\pi}_u + \tilde{\gamma} \Delta \boldsymbol{\pi}_u), \quad (4.66)$$

$$g\bar{a}p = \mathbf{s}_l^T \boldsymbol{\pi}_l - \mathbf{s}_u^T \boldsymbol{\pi}_u \quad (4.67)$$

$$\tilde{\gamma} = \min \left[\min_{\Delta \pi_{l_i} < 0} \frac{\pi_{l_i}}{|\Delta \pi_{l_i}|}, \min_{\Delta \pi_{u_i} > 0} \frac{-\pi_{u_i}}{|\Delta \pi_{u_i}|}, \min_{\Delta s_{l_i} < 0} \frac{s_{l_i}}{|\Delta s_{l_i}|}, \min_{\Delta s_{u_i} < 0} \frac{s_{u_i}}{|\Delta s_{u_i}|} \right] \quad (4.68)$$

4.5 Considerações Finais

Neste Capítulo foi apresentado o problema FPO aplicado para analisar o efeito da geração FV nos sistemas de distribuição.

Foi apresentada uma forma de modelar a central FV no FPO, onde o mesmo é utilizado para minimizar as perdas elétricas em um alimentador de distribuição ao longo de um dia, considerando a presença de uma central fotovoltaica. Para tanto, o dia foi discretizado por hora, sendo que em cada intervalo o FPO será resolvido, pois tanto geração FV quanto carregamento variam com o tempo. Além disso, foram considerados dois cenários para injeção de potência pela central: operação com fator de potência unitário (mais comum nos dias que correm) e operação com fator de potência ajustável.

Ao final, o método de resolução do problema de FPO foi apresentado, sendo esse o Método de Pontos Interiores versão Preditor-Corretor.

Um programa computacional para resolução do problema FPO descrito foi implementado em ambiente Matlab[®]. Os resultados obtidos serão analisados no próximo capítulo.

5 RESULTADOS

Neste capítulo serão apresentados os principais resultados obtidos nas simulações através da aplicação das metodologias apresentadas nos Capítulos 2 a 4.

Conforme dito anteriormente, o principal objetivo deste trabalho é analisar o efeito da geração fotovoltaica nos sistemas de distribuição elétrica. Para tanto, o presente capítulo apresentará resultados referentes à:

- Obtenção das condições solares (irradiância total efetiva) e meteorológicas (temperatura ambiente e da célula fotovoltaica) para dias de baixa, média e alta radiação, sendo essas determinadas a partir dos dados de irradiação e temperatura fornecidos pelo INMET – Instituto Nacional de Meteorologia.
- Determinação e validação dos cinco parâmetros do circuito elétrico equivalente para módulos fotovoltaicos de diversos fabricantes. Ao final, determinação da geração de energia elétrica (em termos de corrente, tensão e potência elétricas) para um determinado modelo de módulo FV e para as condições de baixa, média e alta radiação.
- Determinação das potências geradas pela central FV de estudo para os dias de análise e resultados do FPO implementado em ambiente Matlab.

5.1 Condições solarimétricas e meteorológicas para dias de baixa, média e alta radiação

Esta seção tem por intuito apresentar os resultados da aplicação da metodologia para obtenção dos fatores solares e meteorológicos que interferem na geração energia elétrica por um módulo FV, que são: irradiância total efetiva incidente em um módulo FV e temperatura das células FV desse módulo.

Para tanto, conforme mostrado no Capítulo 2, os seguintes dados são necessários:

- Dados solarimétricos, mais especificamente, a irradiação global (I_{HOR}) em kWh.dia/m². Esses dados foram obtidos com o INMET, sendo os mesmos referentes ao ano de 2013 e medidos

pela estação automática solar-meteorológica da Cidade de Itajaí² (localizada na Altitude 18m, Latitude 26°57' S e Longitude 48°45' W). Os dados fornecidos são os valores de radiação global no plano horizontal, sendo apresentados em kJ/m² e correspondendo aos valores médios horários medidos ao longo do dia. A integralização ao longo do dia foi feita pelo somatório dos valores diários e divididos por 3600 para a transformação de hora em segundos.

- Dados meteorológicos, mais especificamente, os valores das temperaturas máxima e mínima diárias. Esses dados também foram obtidos na estação automática do INMET localizada da cidade de Itajaí.
- Localização e orientação dos módulos da central FV: supõe-se que a central FV esteja localizada na Cidade de Florianópolis, nas proximidades da Universidade Federal de Santa Catarina. Esta localização em termos de Latitude seria aproximadamente 27° S, ou seja, $\phi = -27^\circ$. Supõe-se também que os módulos estejam com inclinação igual à latitude ($\beta = 27^\circ$) e que o azimute seja nulo ($\gamma = 0^\circ$).

Iniciar-se-á pela apresentação dos gráficos contendo as componentes de radiação solar ao longo dos dias de análise.

5.1.1 Irradiância total efetiva ao longo dos dias de análise

Conforme dito anteriormente, a análise dos efeitos de uma central FV em sistemas de distribuição será realizada ao longo de um dia. Diante disto, decidiu-se que os dias de análise seriam aqueles que apresentassem o maior e o menor nível de irradiação ao longo do ano. Além disso, foi analisado um dia com irradiação média obtida a partir dos dados disponíveis.

² Será considerado que a central FV será localizada em Florianópolis – SC, porém, os dados meteorológicos para esta cidade não foram obtidos. Dentre as opções de cidades em Santa Catarina que o INMET disponibilizou (Bom Jardim da Serra, Curitiba, Joaçaba, Itajaí e Laguna), foi escolhida a cidade de Itajaí por ser a mais próxima de Florianópolis e também por possuir características geográficas semelhantes à Florianópolis. Ressalta-se também que os dados obtidos foram somente para os meses de Janeiro, Abril, Julho e Outubro.

Nos dados disponibilizados pelo INMET, o dia de maior irradiação foi 12 de Janeiro de 2013, o qual teve irradiação global igual a $8,8450 \text{ kWh.dia/m}^2$. Por outro lado, o dia de menor irradiação foi 01 de Julho de 2013, cujo valor foi de $1,2260 \text{ kWh.dia/m}^2$. Como era de se esperar, o dia de maior irradiação solar ocorreu em um dia de Verão e o dia de menor radiação, ocorreu em um dia de Inverno.

Para a determinação do dia que representasse o comportamento de radiação média ou típica ao longo do ano, foi calculada a irradiação global média com todos os dados disponibilizados pelo INMET, obtendo-se o valor de $4,3225 \text{ kWh.dia/m}^2$. Novamente, diante dos dados disponibilizados pelo INMET, escolheu-se o dia 01 de Outubro de 2013 como representante de um dia típico de radiação para a análise. Nesse dia o nível de irradiação foi de $4,3440 \text{ kWh.dia/m}^2$.

O resumo dos dados de radiação para análise se encontram na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 – Radiações diárias globais no plano horizontal para análise

Dia (dd/mm)	d_n	Irradiação Global (J_{HOR}) (kWh.dia/m²)
12/01	12	8,8450
01/07	182	1,2260
01/10	274	4,3440

Fonte: INMET - Estação Automática localizada da cidade de Itajaí

Com esses dados de irradiação solar, juntamente com a orientação e localização dos módulos FV da central, pode-se determinar a irradiância total efetiva incidente nos módulos aplicando-se as equações apresentadas no Capítulo 2.

As Figuras 5.1 a 5.3 apresentam as componentes da irradiância total efetiva por hora ao longo dos dias de análise. Perceber que o somatório de todas essas componentes resultam na irradiância total efetiva ($G_{TOTe,\omega}(0,27^\circ)$), sendo esta absorvida pelos módulos FV para produzirem energia elétrica conforme apresentado no Capítulo 3.

A Figura 5.1 refere-se ao dia de maior irradiação solar, 12/01. Pode-se perceber que neste dia há a predominância da irradiância direta e difusa circumsolar, o que representa um dia de céu claro (pouca nebulosidade). Outro fator importante a ser analisado, é o fato de que o horário de maior irradiância ocorre às 12 horas (dito “Sol a pino”), onde

os valores de irradiância total atingem níveis acima de 1000 W/m^2 , o que poderá acarretar que nestes momentos os módulos FV poderão estar operando no máximo de sua capacidade.

Por outro lado, a Figura 5.2 se refere ao dia de menor radiação solar, 01/07. Percebe-se a predominância da irradiância direta, porém de baixa intensidade. Perceber também que a irradiância total máxima é de aproximadamente 250 W/m^2 .

A Figura 5.3 é referente ao dia típico para a região, 01/10. Observar que mesmo predominando a irradiância direta (portanto condição de céu claro), esta não é suficiente para que a irradiância total alcance níveis próximos a 1000 W/m^2 , alcançando no máximo aproximadamente 650 W/m^2 .

Os dados horários de radiação global efetiva, apresentados nas Figuras 5.1 a 5.3, serão utilizados na seção 5.2 para se calcular a potência sendo gerada pelos módulos FV.

A seguir serão mostrados os gráficos contendo as variações diurnas de temperatura ambiente e das células fotovoltaicas para os dias de análise.

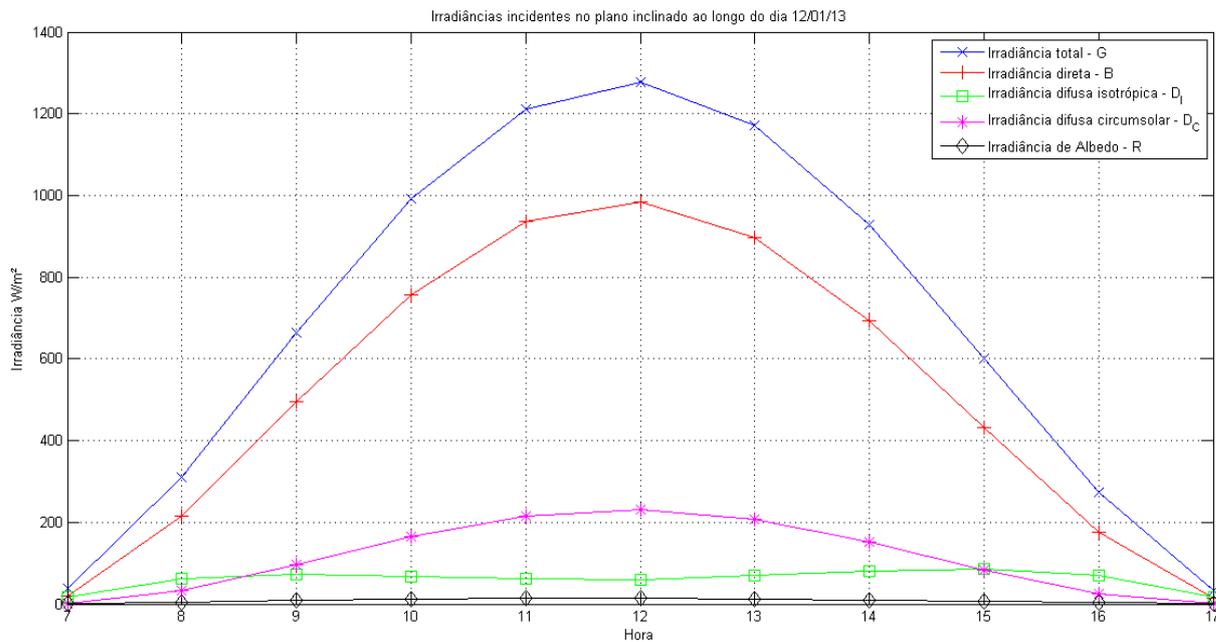


Figura 5.1 - – Componentes da irradiância total efetiva ($G_{TOTe,\omega}(0,27^\circ)$) incidente no módulo ao longo do dia 12/01/2013

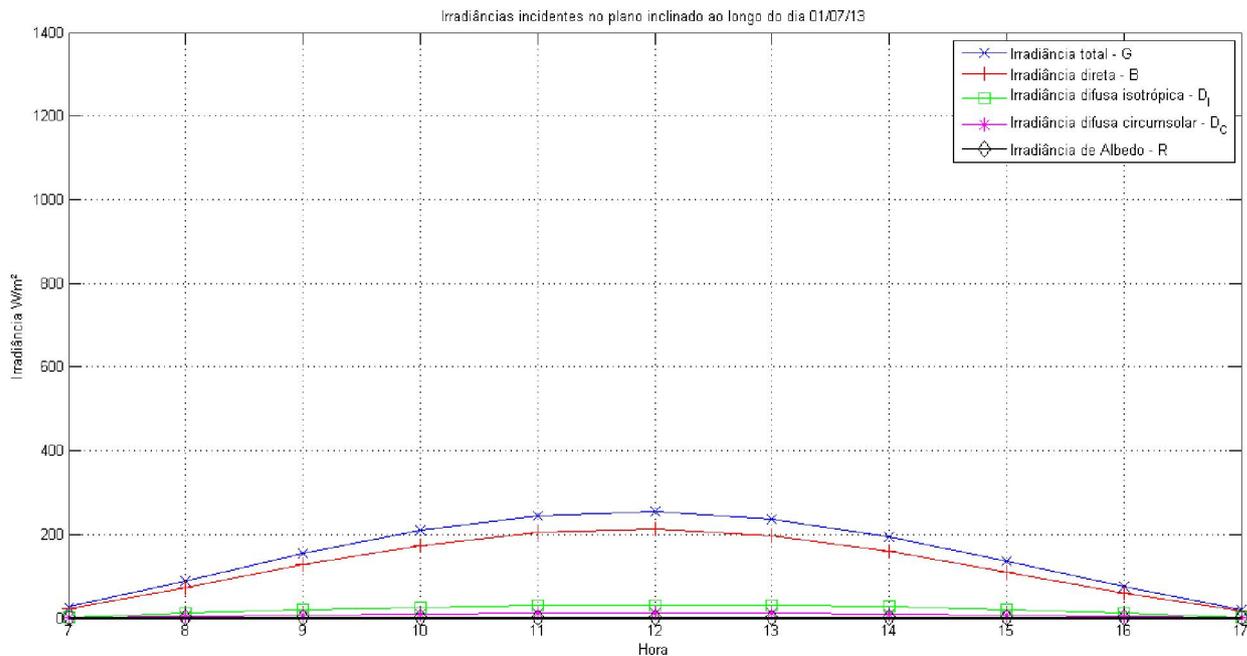


Figura 5.2 – Componentes da irradiância total efetiva ($G_{TOTe,\omega}(0,27^\circ)$) incidente no módulo ao longo do dia 01/07/2013

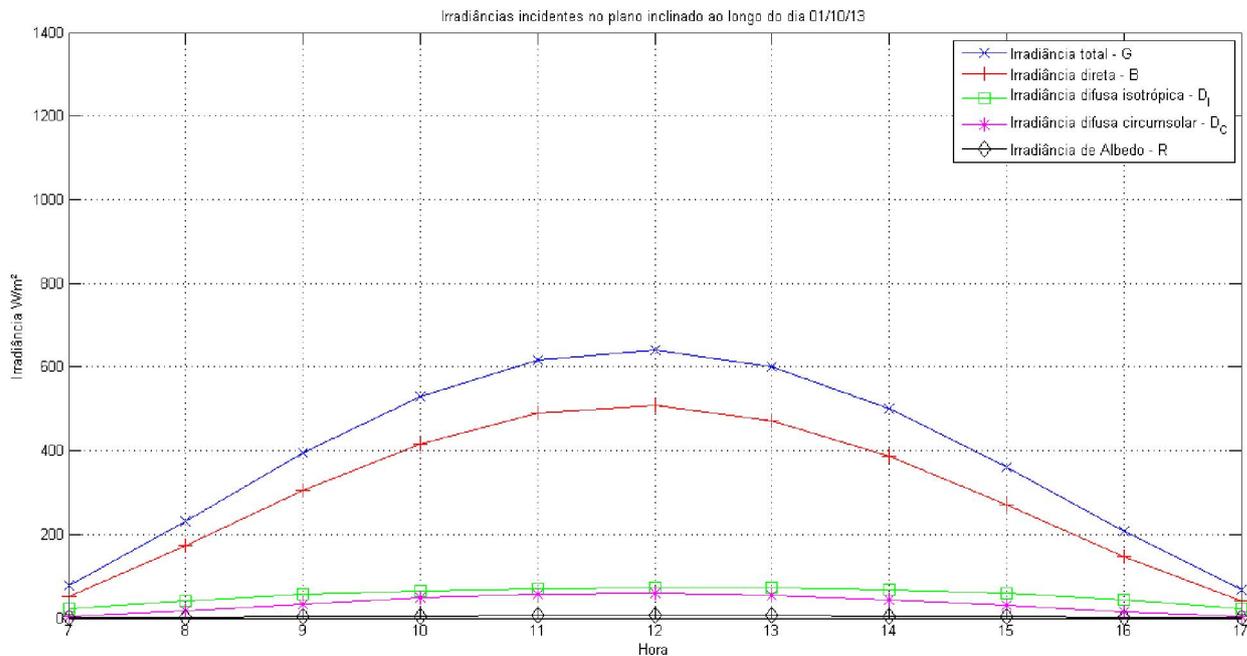


Figura 5.3 – Componentes da irradiância total efetiva ($G_{TOTe,\omega}(0,27^\circ)$) incidente no módulo ao longo do dia 01/10/2013

5.1.2 Variações diurnas de temperatura para os dias de análise

A partir da metodologia apresentada na seção 2.5 é possível determinar as variações diurnas de temperatura ambiente ao longo dos dias de análise a partir dos dados apresentados na Tabela 5.2. Além disso, com a aplicação da equação (2.33), pode-se determinar as variações diurnas de temperatura das células fotovoltaicas para os dias de análise. Deve-se notar que os dados de irradiância total efetiva ($G_{TOTe,\omega}(0,27^\circ)$) apresentados nas Figuras 5.1 a 5.3 também são necessários.

As Figuras 5.4 a 5.6 apresentam as variações diurnas tanto da temperatura ambiente como da temperatura das células para os dias de análise.

Tendo em vista as Figuras 5.4 a 5.6, perceber que, conforme dito na seção 2.5, a temperatura ambiente máxima ocorre por volta das 14h. Entretanto, as temperaturas das células são influenciadas pelos picos de irradiância que ocorrem ao meio-dia, fazendo com que as temperaturas máximas das células também ocorram ao meio-dia, mesmo para o dia de menor radiação solar.

Deve-se observar também que a irradiância efetiva influencia diretamente no aquecimento das células fotovoltaicas, podendo ser prejudicial ao módulo FV, o qual, na prática, apresenta perda de potência quando a temperatura da célula é superior àquela das condições STC.

É necessário ressaltar novamente que a equação (2.33) não contempla a influência de correntes de ar (ventos) no cálculo da temperatura da célula FV. Sendo assim, para locais com grande incidência de vento, a temperatura da célula pode ser menor do que a calculada pela equação (2.33), influenciando menos na potência sendo produzida pelo módulo do que o estimado na seção 5.2.3.

A próxima seção concentrar-se-á na apresentação dos resultados obtidos com a implementação do modelo do circuito elétrico equivalente a cinco parâmetros para um módulo FV.

Tabela 5.2 – Temperaturas máximas e mínimas para os dias de análise

Dia (dd/mm)	Temperatura Mínima $T_{a,m}$ (°C)	Temperatura Máxima $T_{a,M}$ (°C)
11/01	17,3	28,5
12/01	15,6	27,5
13/01	17,0	28,9
30/06	13,9	17,5
01/07	13,9	17,5
02/07	11,4	18,8
30/09	17,7	24,7
01/10	17,7	24,7
02/10	16,3	21,6

Fonte: INMET - Estação Automática localizada da cidade de Itajaí

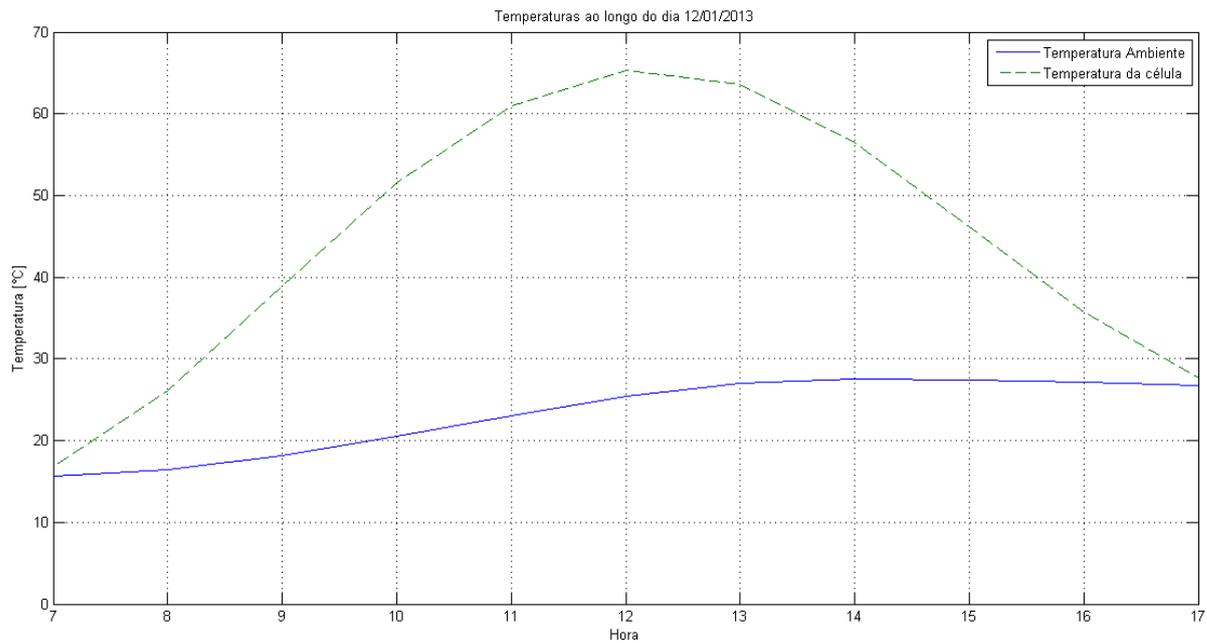


Figura 5.4 – Variações diurnas de temperatura ambiente e das células FV ao longo do dia 12/01/2013

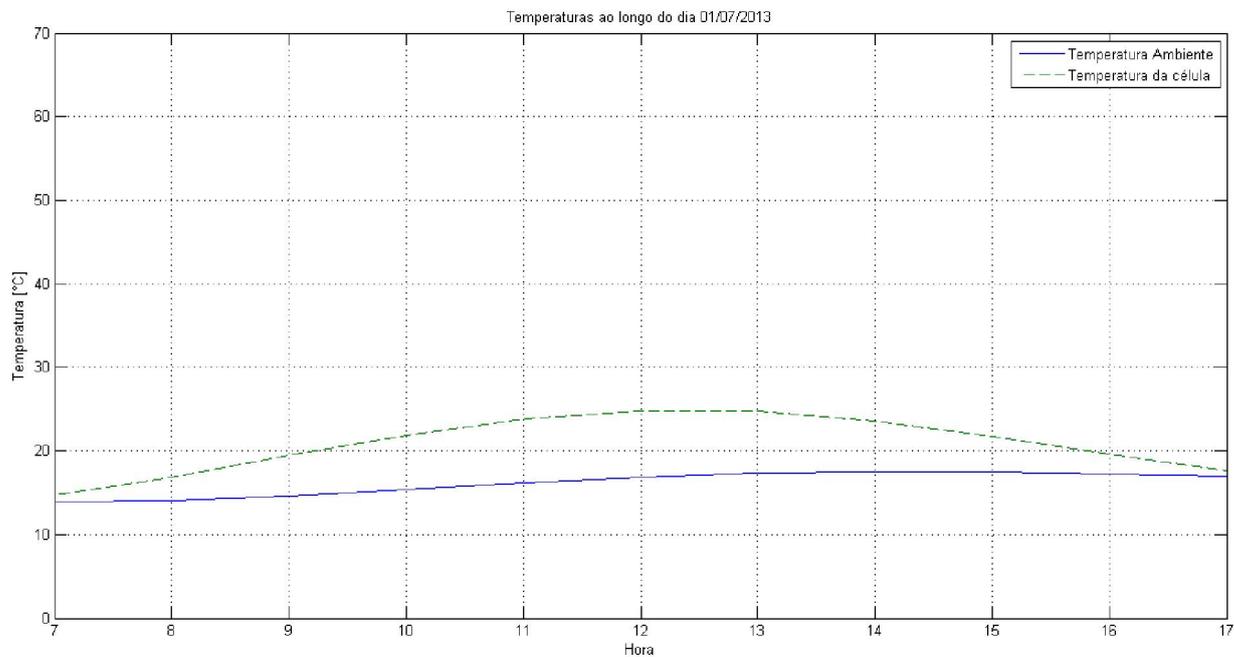


Figura 5.5 –Variações diurnas de temperatura ambiente e das células FV ao longo do dia 01/07/2013

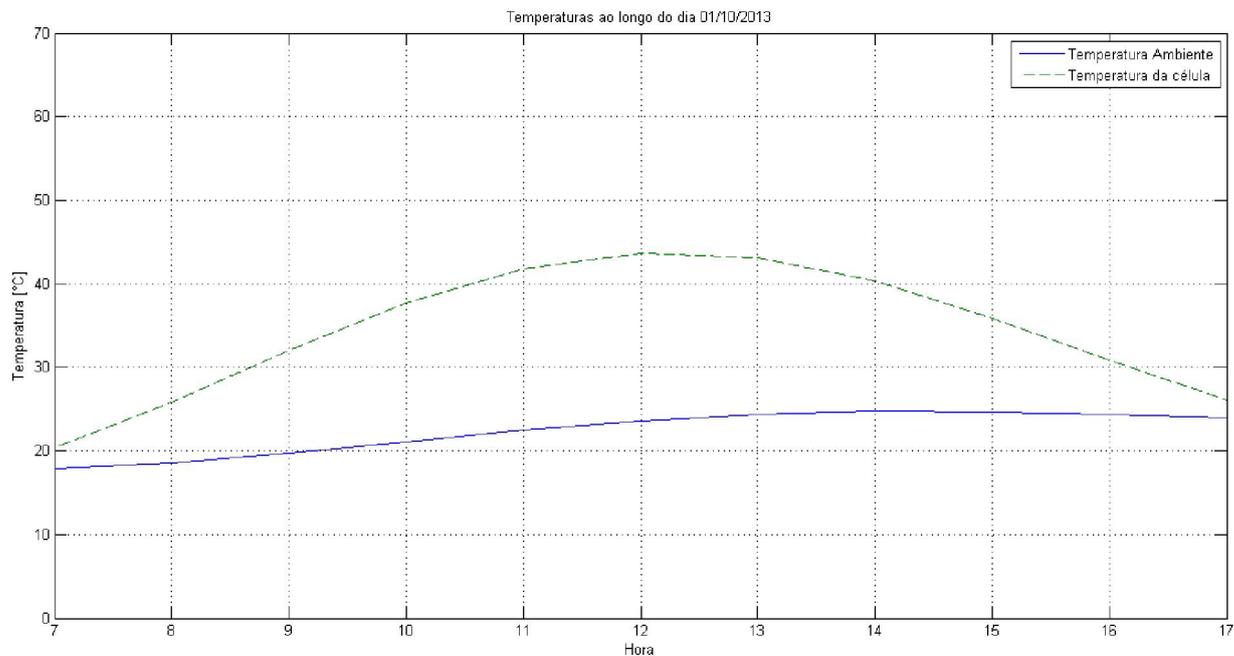


Figura 5.6 –Variações diurnas de temperatura ambiente e das células FV ao longo do dia 01/10/2013

5.2 Obtenção dos cinco parâmetros para módulos solares fotovoltaicos

Esta seção tem por intuito apresentar os resultados da aplicação da metodologia apresentada no Capítulo 3 para obtenção dos cinco parâmetros do circuito elétrico equivalente de um módulo FV.

Portanto, serão apresentadas as seguintes etapas de simulação:

- obtenção dos cinco parâmetros de referência para três módulos FV distintos;
- variação dos parâmetros desses módulos sob condições NOCT e validação do modelo dos cinco parâmetros;
- obtenção das curvas I-V e demais parâmetros elétricos para o módulo FV escolhido para compor a central FV, quando esse está sob condições meteorológicas dos dias de análise.

Iniciar-se-á pela apresentação da forma como foram obtidos os cinco parâmetros de referência.

5.2.1 Obtenção dos cinco parâmetros de referência

Conforme mostrado na seção 3.4.1, para se obter os cinco parâmetros de referência deve-se resolver o sistema (3.17).

Como dito anteriormente, devido à considerável não-linearidade desse sistema, foi necessário o uso da ferramenta computacional Matlab[®], mas especificamente o *Optimization Toolbox*.

Esse *Toolbox* permite a resolução de uma série de problemas de otimização, dentre eles a otimização não-linear com restrições de desigualdade e igualdade. Nessa ferramenta, a entrada de dados pode ser realizada através da declaração de variáveis e funções em arquivos *m-file*. É permitida a escolha do método de solução dentre os quatro disponíveis (Pontos Interiores, Programação Sequencial Quadrática - PSQ, Conjunto Ativo e Região de Confiança) e configurado uma série de parâmetros do método (tolerâncias, passos, número de iterações, etc).

Para o problema (3.17), escolheu-se o método PSQ, sendo que: os parâmetros utilizados foram os de *default* do Toolbox; as equações (3.18) a (3.22) representam os valores iniciais das variáveis; as equações (3.12), (3.13), (3.14) e (3.16) representam as restrições de desigualdade e nenhuma variável deve ser negativa.

Para demonstração da eficácia da metodologia de obtenção dos cinco parâmetros de referência, os mesmos serão apresentados os cinco 3

módulos solares FV de fabricantes distintos. Ressalta-se que a próxima seção apresentará a variação dos parâmetros quando os módulos estão sob condições NOCT e a validação do modelo dos cinco parâmetros.

Os dados dos módulos utilizados se encontram na Tabela 5.3. Nessa tabela, os dos dados do módulo "Han" se referem aos módulos fabricados pela Hanwha Solar modelo SF220-30-1P240L. Já os dos dados do módulo "Kyo" se referem aos módulos fabricados pela Kyocera modelo KD320GX-LFB. Por último, os dos dados do módulo "Yin" se referem aos módulos fabricados pela Yingli Solar modelo YL200P-23b.

Tabela 5.3 - Dados dos Módulos FV para diferentes fabricantes

CONDIÇÃO	DADOS	MÓDULOS		
		Han	Kyo	Yin
STC	V_{oc} (V)	37,00	49,50	30,70
	I_{sc} (A)	8,54	8,60	8,85
	V_{mpp} (V)	30,20	40,10	24,20
	I_{mpp} (A)	7,95	7,99	8,25
	P_{mpp} (W)	240,00	320,00	200,00
NOCT	V_{oc} (V)	33,70	45,30	28,4
	I_{sc} (A)	6,84	6,96	7,15
	V_{mpp} (V)	27,40	36,10	22,1
	I_{mpp} (A)	6,35	6,40	6,60
	P_{mpp} (W)	174,00	230,00	145,90
	α_{sc} (A/°C)	0,0034	0,0052	0,004425
	β_{oc} (V/°C)	-0,1184	-0,1631	-0,0982
	N_s	60	80	48
	TOLERÂNCIA DOS DADOS	+/- 3%	+/- 3%	NI

NI: Não Informado

Fonte: Elaboração própria a partir dos catálogos dos fabricantes.

A partir dos dados apresentados na Tabela 5.3 e das equações (3.18) a (3.22), foram obtidos os pontos iniciais para o processo de otimização (3.17), os quais estão mostrados na Tabela 5.4.

Esses dados foram inseridos no *Toolbox* juntamente com os demais, resultando nos cinco parâmetros apresentados na Tabela 5.5.

A próxima seção apresentará as variações para os cinco parâmetros de referência supondo que os módulos estejam sob condições NOCT.

Tabela 5.4 - Pontos iniciais para os cinco parâmetros

DADOS	MÓDULOS		
	Han	Kyo	Yin
$I_{L,ref}^0 (A)$	8,540	8,600	8,850
$I_{o,ref}^0 (A)$	$3,208 \times 10^{-10}$	$2,979 \times 10^{-10}$	$1,362 \times 10^{-10}$
$R_{s,ref}^0 (\Omega)$	0,337	0,496	0,386
$R_{sh,ref}^0 (\Omega)$	15.816	20.726	14.806
$a_{ref}^0 (V)$	1,541	2,055	1,233

Tabela 5.5 - Cinco parâmetros de referência para diferentes módulos FV

DADOS	MÓDULOS		
	Han	Kyo	Yin
$I_{L,ref} (A)$	8,540	8,600	8,850
$I_{o,ref} (A)$	$3,073 \times 10^{-7}$	$3,893 \times 10^{-7}$	$3,911 \times 10^{-8}$
$R_{s,ref} (\Omega)$	0,129	0,206	0,267
$R_{sh,ref} (\Omega)$	15.816	20.726	14.806
$a_{ref} (V)$	2,159	2,927	1,596

5.2.2 Variação dos parâmetros dos módulos sob condições NOCT

A partir dos dados da Tabela 5.5 e da metodologia apresentada na seção 3.4.2, pode-se obter os parâmetros dos módulos quando os mesmos estão sob condições NOCT. A Tabela 5.6 apresenta os resultados para essa simulação.

Tabela 5.6 - Cinco parâmetros para as condições NOCT

DADOS	MÓDULOS		
	Han	Kyo	Yin
$I_L (A)$	6,886	6,963	7,154
$I_o (A)$	$2,646 \times 10^{-6}$	$3,243 \times 10^{-6}$	$4,407 \times 10^{-7}$
$R_s (\Omega)$	0,129	0,206	0,267
$R_{sh} (\Omega)$	19.770	25.907	18.508
$a (V)$	2,304	3,124	1,708

Para validar os valores obtidos para os cinco parâmetros desses módulos, foram obtidas as curvas I-V para as condições STC e NOCT (figuras 5.7-5.9). A partir das mesmas e da metodologia apresentada na seção 3.4, foram obtidos, para ambas as condições, os seguintes dados:

tensão de circuito aberto, corrente de curto-circuito, tensão e corrente no ponto de máxima potência e, por conseguinte, a potência elétrica. Os resultados se encontram na Tabela 5.7, que indica também os erros percentuais entre os valores calculados e os dados da Tabela 5.3.

Como se pode observar, o maior valor de erro encontrado na Tabela 5.7 foi 1,2%, sendo esse referente a máxima potência calculada em condições NOCT para o módulo da Kyocera. Tendo em vista a tolerância dos dados fornecidos pelos fabricantes (ver Tabela 5.3), $\pm 3,0\%$, pode-se afirmar que a metodologia para representar um módulo FV, assim como o processo de obtenção dos cinco parâmetros, fornecem resultados admissíveis considerando as tolerâncias indicadas pelos fabricantes³.

Para a continuação da apresentação dos resultados obtidos, é necessário nesse ponto destacar que o módulo FV escolhido para compor a central fotovoltaica é o do fabricante Hanwha Solar modelo SF220-30-1P240L.

Portanto, a próxima seção apresentará o comportamento deste módulo quando o mesmo está submetido às condições solar-meteorológicas dos dias de análise.

Tabela 5.7 - Dados dos Módulos FV para diferentes fabricantes obtidos a partir do modelo dos cinco parâmetros

CONDIÇÃO	DADOS	MÓDULOS		
		Han	Kyo	Yin
STC	$V_{oc}(V)$	37,00	49,50	30,70
	(Erro) (%)	(0,0)	(0,0)	(0,0)
	$I_{sc}(A)$	8,54	8,60	8,85
	(Erro) (%)	(0,0)	(0,0)	(0,0)
	$V_{mpp}(V)$	30,20	40,10	24,20
	(Erro) (%)	(0,0)	(0,0)	(0,0)
	$I_{mpp}(A)$	7,95	7,99	8,25
(Erro) (%)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	
	$P_{mpp}(W)$	240,00	320,40	199,70
	(Erro) (%)	(0,0)	(0,1)	(-0,1)
NOCT	$V_{oc}(V)$	34,00	45,50	28,4
	(Erro) (%)	(0,9)	(0,4)	(0,0)

³Ressalta-se que não foram realizados experimentos em laboratório de modo que se obtenha mais dados para confirmar o modelo dos cinco parâmetros. Porém, em (BRANO et al., 2010) e (SOTO, KLEIN, BECKMAN, 2006) uma série de resultados experimentais comprovam a eficácia desse modelo.

I_{sc} (A)	6,89	6,96	7,15
(Erro) (%)	(0,7)	(0,0)	(0,0)
V_{mpp} (V)	27,40	36,40	22,2
(Erro) (%)	(0,0)	(0,8)	(0,5)
I_{mpp} (A)	6,34	6,39	6,60
(Erro) (%)	(-0,2)	(-0,2)	(0,0)
P_{mpp} (W)	173,50	232,7	146,70
(Erro) (%)	(-0,3)	(1,2)	(0,6)

NI: Não Informado

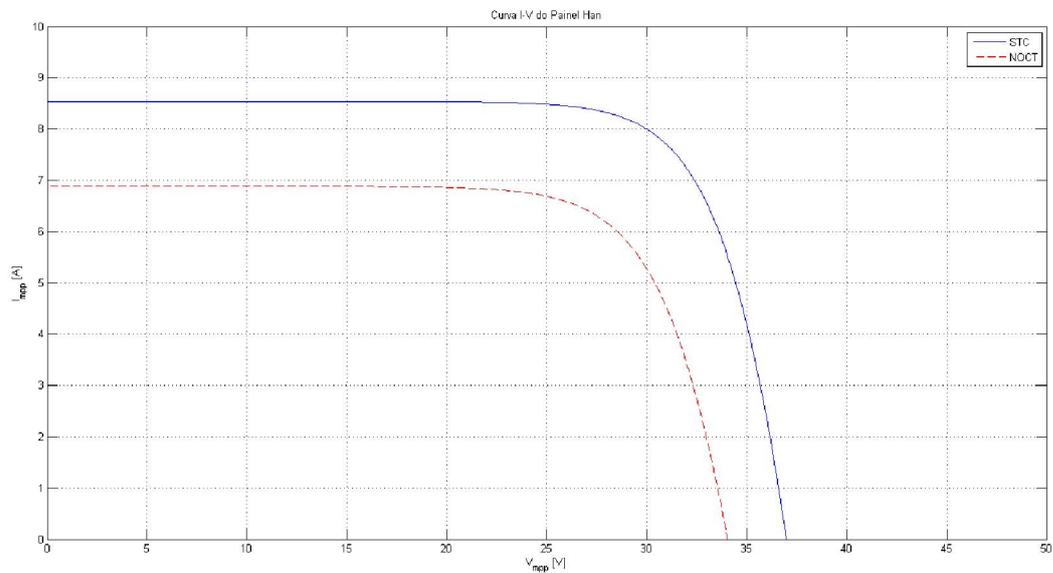


Figura 5.7 – Curvas I-V para o módulo **Han** nas condições STC e NOCT

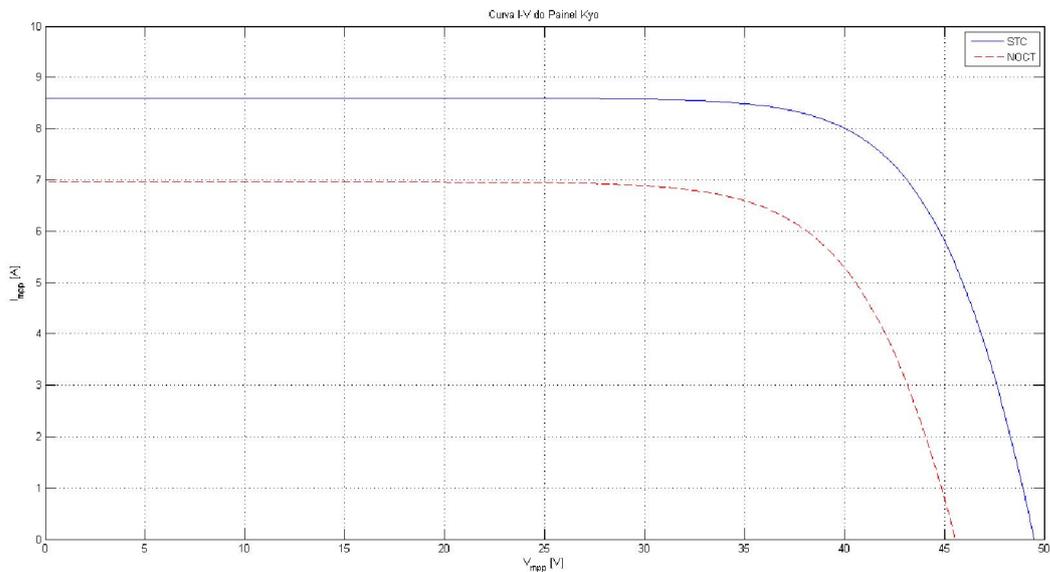


Figura 5.8 – Curvas I-V para o módulo **Kyo** nas condições STC e NOCT

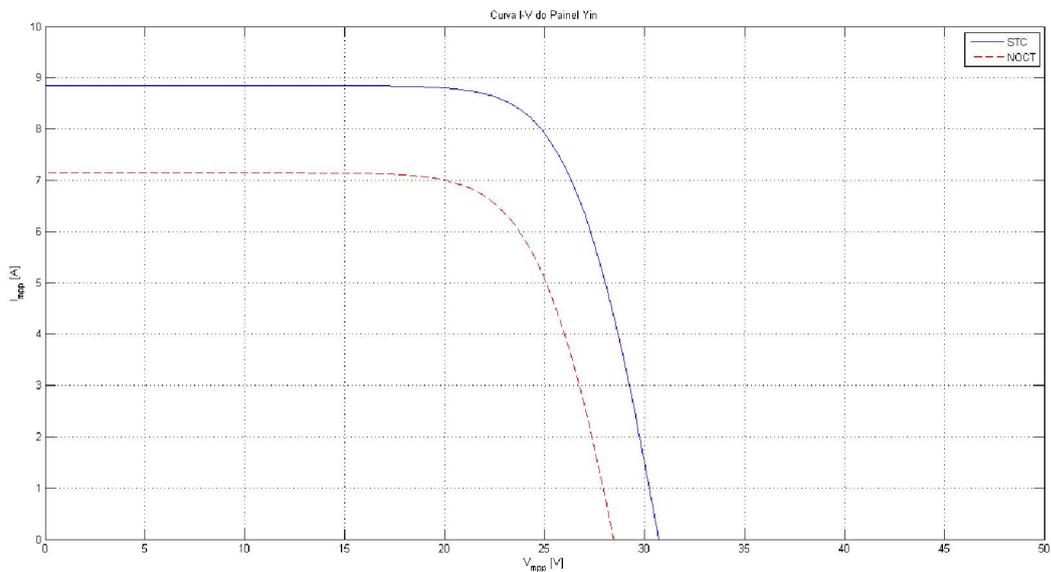


Figura 5.9 – Curvas I-V para o módulo **Yin** nas condições STC e NOCT

5.2.3 Geração de energia elétrica nos dias de análise

Tendo em vista as condições solar-meteorológicas determinadas na seção 5.1 para os dias de análise, esta seção tem o intuito de apresentar o comportamento do módulo fotovoltaico, em termos de geração de energia elétrica, quando o mesmo está sob aquelas condições.

Para tanto, serão apresentadas, a cada hora dos dias de análise, as correntes, tensões e potências elétricas sendo produzidas pelo módulo Hanwha Solar modelo SF220-30-1P240L. As figuras 5.10 a 5.18 apresentam os resultados obtidos. Ressalta-se que as variáveis dos gráficos das figuras 5.10 a 5.18 estão apresentadas a cada hora, sendo que o valor apresentado para às 7 h, representa o intervalo das 07:00:00 h até às 07:59:59 h, e assim sucessivamente.

Pode-se perceber que o comportamento das gerações de corrente (figuras 5.10, 5.13 e 5.16) e potência elétricas (5.12, 5.15 e 5.18) seguem o formato das curvas de radiação (Figuras 5.2 a 5.4), atingindo o ápice de geração nas horas próximas ao meio-dia.

Observa-se que as variações de tensão para dias com temperatura da célula acima de 25°C são negativas (Figuras 5.11 e 5.17): quanto mais quente, menor a tensão sendo produzida. Por outro lado, para temperaturas da célula abaixo de 25°C o comportamento é contrário, quanto menor a temperatura, maior é a tensão produzida.

Percebe-se que as horas úteis de geração FV para os dias de maior (Figura 5.12) e média (Figura 5.18) irradiação se situam entre 7hs e 18hs. Por outro lado, já para o dia de menor irradiação (Figura 5.15), o período de aproveitamento solar é menor, das 8hs às 17hs.

As figuras 5.10 a 5.12 apresentam os gráficos de corrente, tensão e potência ao longo do dia 12/01/2013, o qual foi o dia de maior irradiação solar no ano de 2013. Percebe-se que a corrente máxima gerada ocorre no momento de irradiância máxima (12hs) e apresentou valor aproximadamente igual a 9,8 A, o qual é superior (123%) ao valor de corrente de máxima potência nas STC. Por outro lado, um dos menores valores de tensão nesse dia também ocorreu no momento de maior irradiância (por conta do comportamento negativo comentado anteriormente), sendo o mínimo deste horário foi aproximadamente 25,2 V (83% da tensão no ponto de máxima potência nas STC). A partir da multiplicação da tensão pela corrente, percebe-se que neste momento (12 hs) o módulo FV está gerando 246,6 W, ligeiramente acima da capacidade nominal nas condições STC (240W, linha vermelha na Figura 5.12). Por último, pode-se perceber que às 13hs o módulo também gerou próxima da capacidade máxima, mostrando que, mesmo para o dia de maior

irradiação, o módulo FV gerou energia elétrica na sua capacidade nominal somente por duas horas.

As figuras 5.13 a 5.15 apresentam os gráficos de corrente, tensão e potência ao longo do dia 01/07/2013, o qual foi o dia de menor irradiação no ano de 2013. Pelo fato de se ser um dia de baixa irradiação, a produção de corrente e potência é consideravelmente influenciada (figuras 5.13 e 5.15 respectivamente). Por outro lado, pode-se perceber que os valores das tensões elétricas são próximos (e até superiores), aos observados no dia de maior irradiação (Figura 5.11), corroborando com o constatado anteriormente da influência positiva da temperatura da célula na produção de tensão (para temperaturas da célula FV abaixo de 25° C, as quais aparecem em dias de baixa irradiância solar). Por fim, observa-se que foi produzido no máximo 68 W, representando quase 30% da capacidade nominal do módulo.

As figuras 5.16 a 5.18 apresentam os gráficos de corrente, tensão e potência ao longo do dia 01/10/2013, que representa o comportamento médio de irradiação no ano de 2013. Percebe-se a geração máxima de potência de aproximadamente 135 W.

Visto que o dia 01/10 foi escolhido como sendo o que representa aproximadamente o comportamento médio do ano de 2013 em termos de irradiação solar, uma inferência do potencial solar da região de análise pode ser obtido ao integralizar a potência gerada da Figura 5.18 ao longo das horas do dia, a qual resulta na energia média sendo gerada pelo módulo ao longo do ano 2013. Ao fazer esse procedimento, encontra-se que a energia gerada ao longo desse dia foi 911,14 Wh, resultando que ao longo do dia (24 horas) gerou-se 37,96 Wm, que por sua vez, resulta no fator de capacidade de aproximadamente 0,16 (tendo em vista a potência de pico do módulo de 240 Wp). Para efeitos comparativos, outras fontes de energia renovável como eólicas e PCHs (Pequenas Centrais Hidrelétricas), possuem fatores de capacidade típicos na faixa de 0,35-0,45 e 0,5-0,6, respectivamente.

A próxima seção apresentará os resultados necessários para se analisar os efeitos da geração FV nas redes de distribuição elétrica com a resolução do problema de FPO.

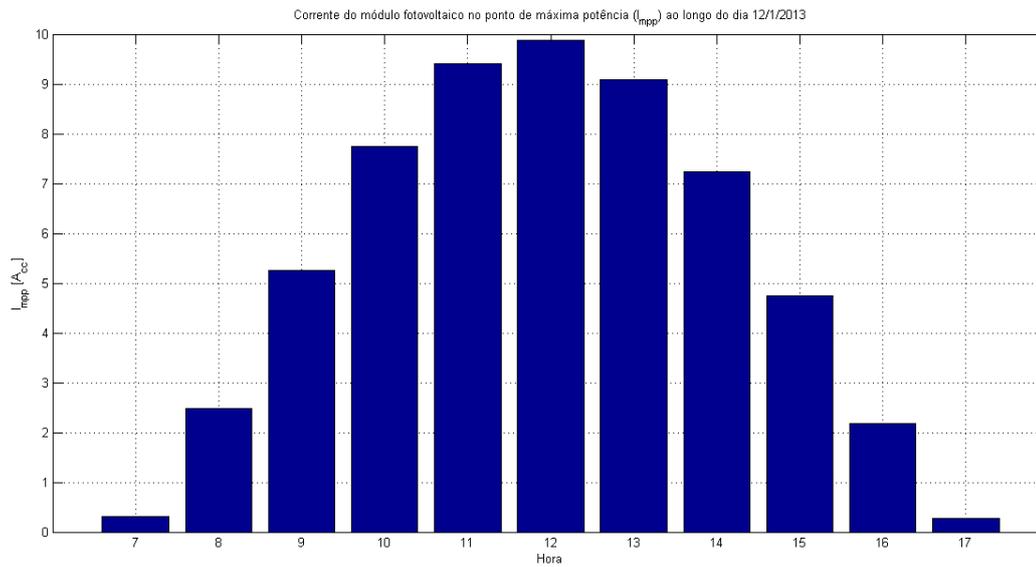


Figura 5.10 – Corrente elétrica sendo produzida pelo módulo ao longo do dia 12/01

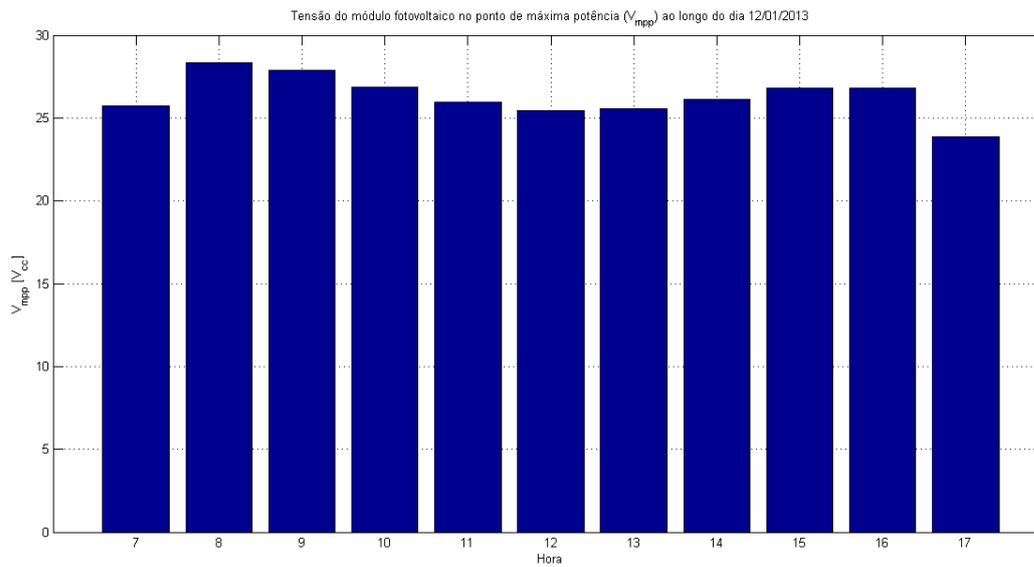


Figura 5.11 – Tensão elétrica sendo produzida pelo módulo ao longo do dia 12/01

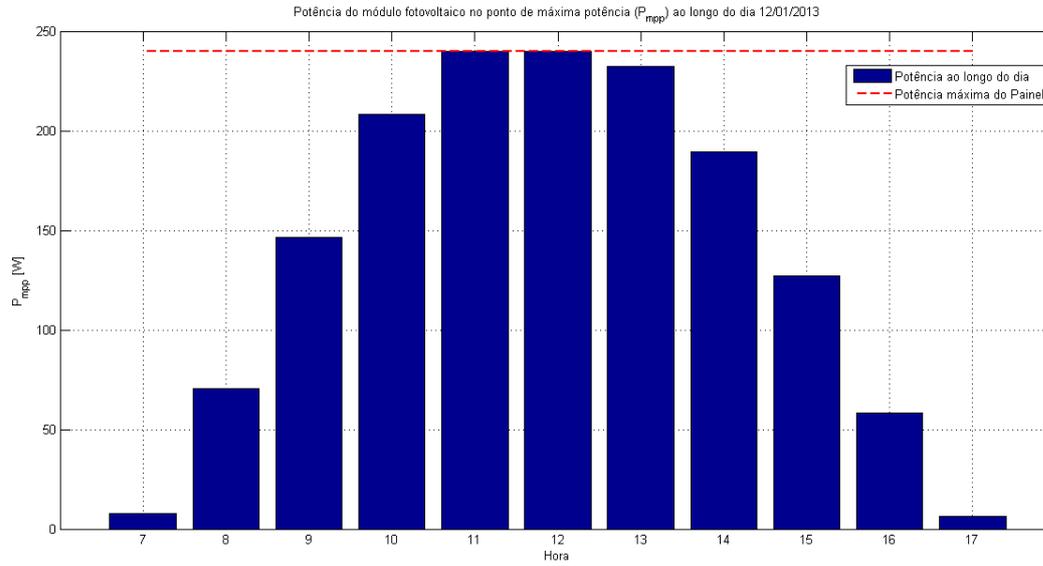


Figura 5.12 – Potência elétrica sendo produzida pelo módulo ao longo do dia 12/01

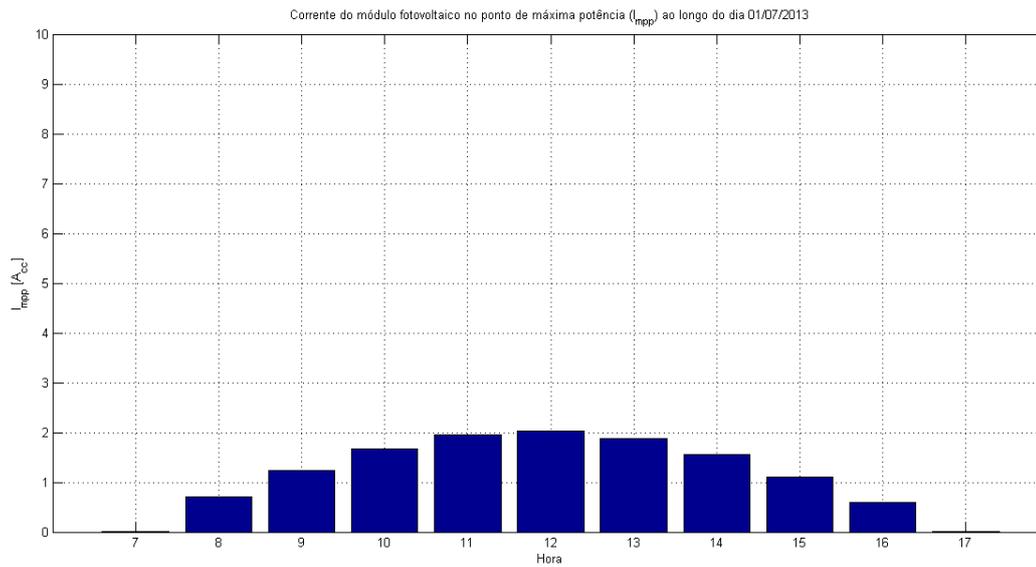


Figura 5.13 – Corrente elétrica sendo produzida pelo módulo ao longo do dia 01/07

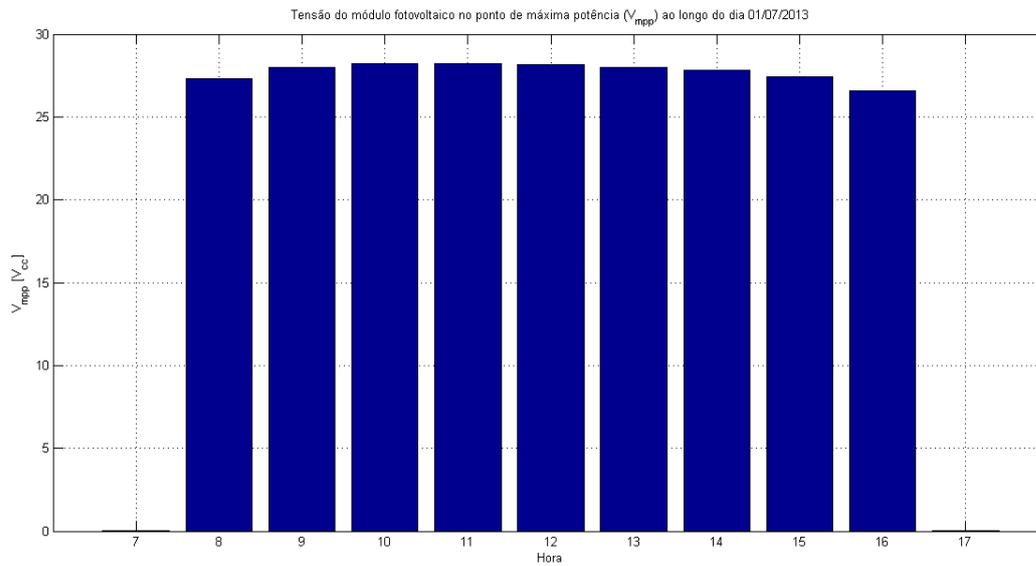


Figura 5.14 – Tensão elétrica sendo produzida pelo módulo ao longo do dia 01/07

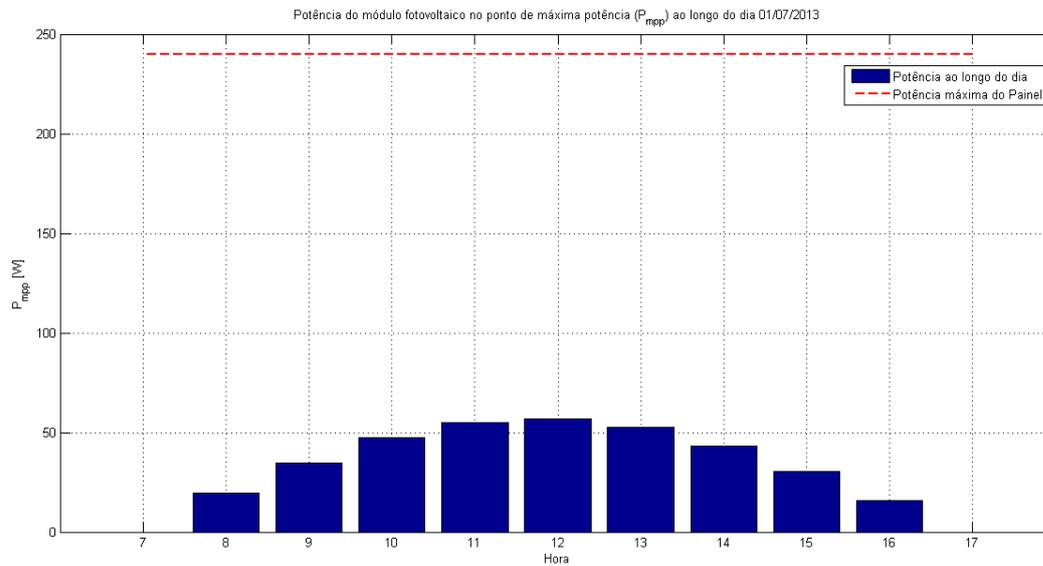


Figura 5.15 – Potência elétrica sendo produzida pelo módulo ao longo do dia 01/07

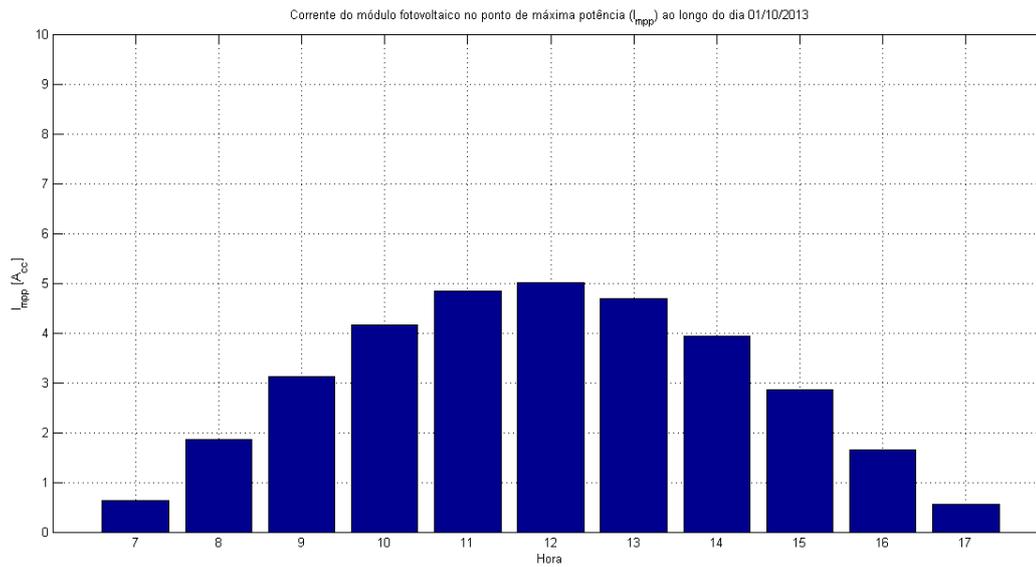


Figura 5.16 – Corrente elétrica sendo produzida pelo módulo ao longo do dia 01/10

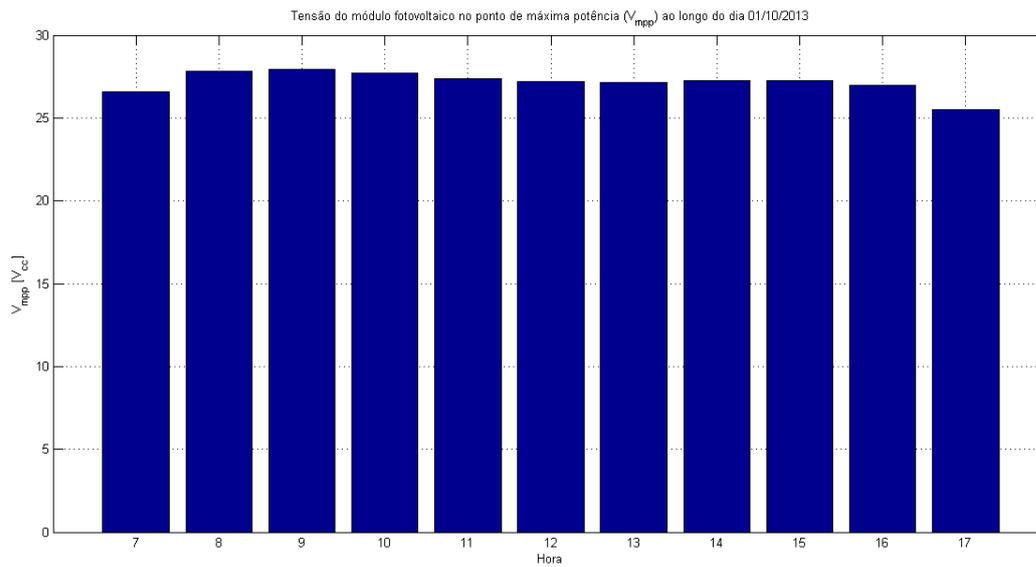


Figura 5.17 – Tensão elétrica sendo produzida pelo módulo ao longo do dia 01/10

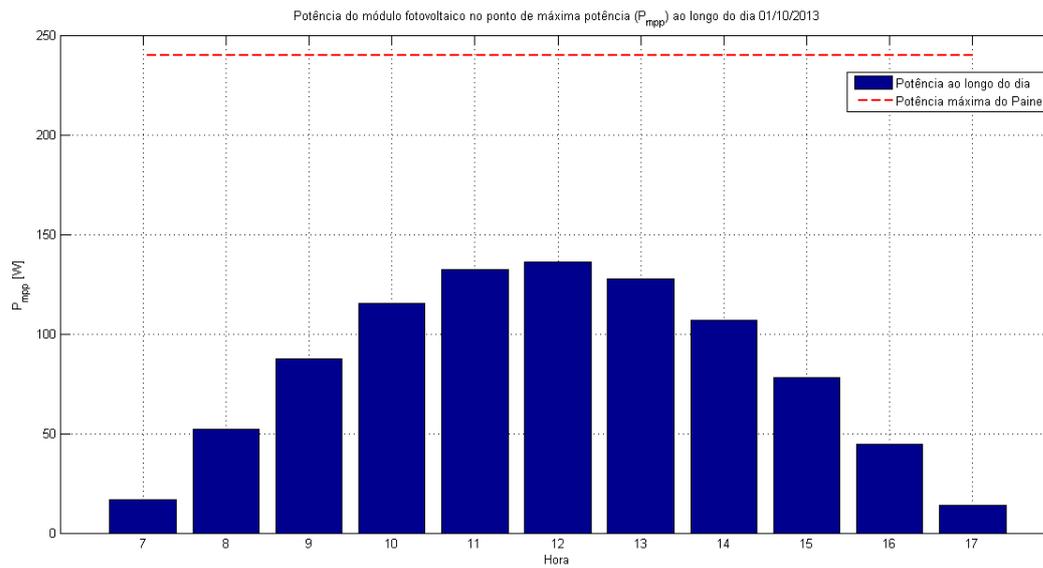


Figura 5.18 – Potência elétrica sendo produzida pelo módulo ao longo do dia 01/10

5.3 Estudos de Fluxo de Potência Ótimo

Esta seção tem dois objetivos principais. Primeiramente tem por intuito mostrar o desempenho do programa de FPO, descrito na seção 4.3, quando aplicado a sistemas de distribuição. Em seguida será feita uma avaliação do efeito da geração FV sob os sistemas de distribuição utilizando o programa FPO implementado. Para tanto, esta seção está estruturada da seguinte forma:

- Formação da central fotovoltaica de estudo;
- Desempenho do FPO implementado via Método de Pontos Interiores versão Preditor-Corretor quando aplicado a Sistemas de Distribuição;
- Estudo de caso: efeitos da central fotovoltaica em dias de baixa, média e alta radiação em alimentador do sistema de distribuição da Celesc.

Portanto, iniciar-se-á pela formação da central FV.

5.3.1 Formação da central FV

Conforme demonstrado na seção 4.2 e resumidamente no diagrama unifilar da Figura 4.2, a modelagem de uma central FV proposta por este trabalho consiste em determinar os seguintes parâmetros: $P_{CC,\omega}$, $\eta_{inv,\omega}$, $P_{CA,\omega}$ e $Q_{CA,\omega}$. Esses parâmetros são decorrentes de: escolha dos inversores, associação série/paralelo desses módulos, número de inversores, estratégia de definição do rendimento dos inversores, e impedância série do transformador elevador, ou seja, da formação da central FV.

Para tanto, iniciar-se-á pela apresentação da escolha do inversor de frequência utilizado.

5.3.1.1 Definição do Inversor de Frequência

O inversor foi dimensionado para ter o melhor rendimento possível, sendo respeitados os limites operacionais do mesmo.

O inversor selecionado foi o Sunny Tripower 12000TL-US da SMA. Suas principais características estão presentes na Tabela 5.8 e na Figura 5.19.

Perceber que se optou pela instalação de vários inversores com potência de 12 kW, mais precisamente 86 inversores deste tipo como será mostrado na seção 5.3.1.3.

Com definição do inversor, será apresentada na próxima seção a definição das *strings* de entrada nos inversores com a devida análise de desempenho do conjunto módulos+inversor.

Tabela 5.8 - Principais características do inversor Sunny Tripower 12000TL-US

DADOS	VALOR
Máxima Tensão DC de Entrada	1000 V
Intervalo de Tensão de Operação	150...1000 V
Potência DC Máxima De Entrada	12.250 W
Corrente DC Máxima Por MPPT*	66 A
No. de MPPT Disponível	2
Eficiência Máxima	98,2 %
Tipo de Conexão AC	Trifásica
Potência Ativa Nominal	12.000 W
Potência Aparente Máxima	12.000 VA
Fator de Potência Ajustável	$\pm 0,8$
Tensão de Linha Nominal	480 V

Fonte: Elaboração própria com os dados data-sheet do equipamento

*MPPT: Rastreador de Ponto de Máxima Potência, do inglês *Maximum Power Point Tracker*

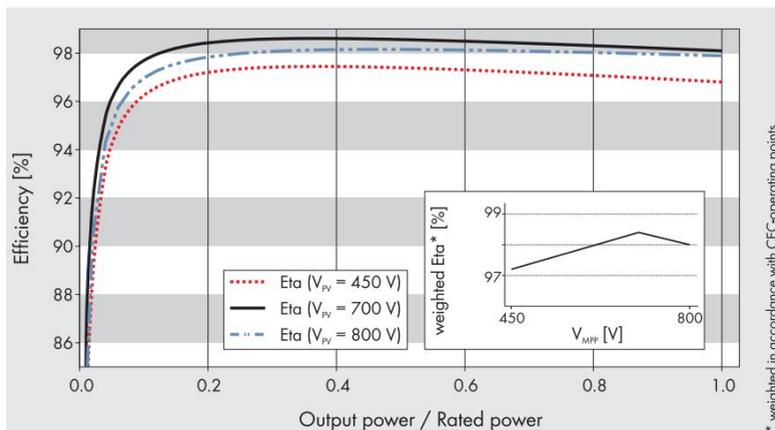


Figura 5.19 - Curvas de Rendimento do inversor Sunny Tripower 12000TL-US
Fonte: Data-sheet inversor Sunny Tripower 12000TL-US da SMA.

5.3.1.2 Definição da associação série/paralelo dos módulos

O número de associações série e paralelo dos módulos foi estipulado de acordo com as seguintes premissas (baseadas na Tabela 5.8 e Figura 5.19):

1. A curva de máximo rendimento acontece quando a tensão de entrada dos inversores é próxima de 700 V;
2. Número máximo de entradas MPPT por inversor é 2; tendo em vista a operação do inversor no ponto de máxima potência do módulo;
3. A associação em série dos módulos (*strings*) não pode possuir tensão de circuito-aberto maior que 1000 V;
4. Corrente por entrada MPPT não pode ultrapassar 66 A;
5. Não é recomendado que a potência total dos MPPTs ultrapasse 12.250 W, pois o inversor limitará a transferência de potência neste valor;
6. Deve ser levado em consideração os efeitos da temperatura de operação dos módulos para que os itens 1 a 4 sejam satisfeitos.

Diante do exposto nos itens 1 e 2, o número de módulos a serem instalados em série é **24** ($N_{PV,S} = 24$) e o número de *strings* por inversor é **2** ($N_{string} = 2$). Com 48 módulos instalados por inversor, a potência instalada é 11.520 kWp nas STC e a tensão no MPP (Ponto de Máxima Potência) é aproximadamente 725 V. Para as condições NOCT, a tensão no MPP é a tensão produzida é aproximadamente 658 V. Para ambas as condições, perceber que a tensão é próxima à da curva de máxima potência.

De forma a checar que as condições dos itens 3 a 6 serão satisfeitas, foi elaborada a Tabela 5.9 com as condições de operação para diferentes condições meteorológicas. Os valores calculados estão de acordo com os coeficientes de temperatura de tensão e corrente dos módulos – ver Tabela 5.3.

Como pode ser observado na Tabela 5.9, as condições impostas dos itens 3 a 5 estão sendo satisfeitas, excetuando-se os valores de potência no MPP para as temperaturas de 0 °C e 10° C, que ultrapassam 12.250 W. Uma vez que a ocorrência dessas temperaturas é extremamente improvável de ocorrer em Florianópolis sob uma forte radiação, estes valores não são factíveis, podendo ser desprezados.

Uma vez definidas as *strings* por inversor, pode-se determinar a potência instalada da central FV, sendo esse o tópico da próxima seção.

Tabela 5.9 - Influência da temperatura nas condições de entrada dos inversores

Temperatura da célula (°C)	Potência Máxima de Entrada (W)	Tensão Máxima de Circuito Aberto (V)	Corrente Máxima por MPPT (A)
25	11.520	890	15,9
0	12.816	959	15,7
10	12.297	931	15,8
45	10.483	831	16,0

Obs.: estão sendo considerados AM=1,5 e radiação 1000W/m².

5.3.1.3 Capacidade instalada da Central FV

Conforme mencionado anteriormente, o intuito deste trabalho é apresentar uma forma de analisar o efeito da geração fotovoltaica em redes de distribuição, mais precisamente de micro e mini centrais FV (potências até 1MWp).

Diante disto, e tendo em vista que a potência instalada de módulos por inversor é de 11.520 kW, o número máximo de inversores é 86 ($N_{inv} = 86$), resultam que a capacidade instalada da central FV é **990,72 kWp** (86×11.520).

Por fim, visto que a potência aparente máxima de um inversor é 12 kVA (Tabela 5.8), portanto, a potência máxima aparente da central FV é 1.032 kVA (86×12.000).

5.3.1.4 Potência da central FV para o ângulo horário solar ω

Uma vez que: $N_{string} = 2$, $N_{PV,S} = 24$ (determinados na seção 5.3.1.2) e $N_{inv} = 86$ (determinado na seção 5.3.1.3), a equação (4.4), a qual define a potência da central FV sendo gerada para o ângulo horário solar ω e que , pode ser reescrita por:

$$\begin{aligned}
 P_{CC,\omega} &= N_{inv} \times N_{PV,S} \times N_{string} \times P_{PV,\omega} = 86 \times 2 \times 24 \times P_{PV,\omega} = \\
 &= 4128 \times P_{PV,\omega} \quad (5.1)
 \end{aligned}$$

A seguir, será apresentada a estratégia de definição do rendimento dos inversores para diferentes condições elétricas.

5.3.1.5 Determinação do rendimento dos inversores

Conforme mencionado na seção 4.2.2, no presente trabalho a modelagem dos inversores consiste basicamente em determinar o rendimento dos mesmos em converter as grandezas elétricas contínuas em alternadas.

Tendo em vista as curvas de rendimento apresentadas na Figura 5.19, propõe-se uma estratégia para determinação do rendimento dos inversores considerando a tensão elétrica produzida pela associação séries dos módulos (*strings*) bem como a potência dos *arrays* formados pelos mesmos, da seguinte forma:

- Determina-se quatro regiões de operação tendo em vista a tensão das strings: 150-450V; 450 – 700V; 700-800V e 800-1.000V;
- A cada região determina-se uma curva característica baseando-se na Figura 5.19;
- Essa curva característica é linearizada por partes tendo em vista a potência de entrada nos inversores. Para baixas potências (até 10% da potência máxima do inversor), o rendimento é dado por uma função linear da tensão da potência de entrada. Para potências maiores, o rendimento é fixo.

Analicamente, a estratégia é a seguinte:

- Para $800 \leq N_{inv} \times V_{mpp,\omega} < 1.000 V$:
 - Se $1.200 \leq P_{CC,\omega} \leq 12.000 W$:

$$\eta_{inv,\omega} = 0,98 \quad (5.2)$$

- Se $0 \leq P_{CC,\omega} \leq 1.200 W$:

$$\eta_{inv,\omega} = 1,2 \times \frac{N_{PV,s} \times N_{string} \times P_{PV,\omega}}{S_{inv}^{max}} + 0,86 \quad (5.3)$$

- Para $700 \leq N_{inv} \times V_{mpp,\omega} < 800 V$:
 - Se $1.200 \leq P_{CC,\omega} \leq 12.000 W$:

$$\eta_{inv,\omega} = 0,982 \quad (5.4)$$

- Se $0 \leq P_{CC,\omega} \leq 1.200 \text{ W}$:

$$\eta_{inv,\omega} = 1,22 \times \frac{N_{PV,S} \times N_{string} \times P_{PV,\omega}}{S_{inv}^{m\acute{a}x}} + 0,86 \quad (5.5)$$

- Para $450 \leq N_{inv} \times V_{mpp,\omega} < 700 \text{ V}$:

- Se $1.200 \leq P_{CC,\omega} \leq 12.000 \text{ W}$:

$$\eta_{inv,\omega} = 0,972 \quad (5.6)$$

- Se $0 \leq P_{CC,\omega} \leq 1.200 \text{ W}$:

$$\eta_{inv,\omega} = 1,12 \times \frac{N_{PV,S} \times N_{string} \times P_{PV,\omega}}{S_{inv}^{m\acute{a}x}} + 0,86 \quad (5.7)$$

- Para $150 \leq N_{inv} \times V_{mpp,\omega} < 450 \text{ V}$:

- Se $1.200 \leq P_{CC,\omega} \leq 12.000 \text{ W}$:

$$\eta_{inv,\omega} = 0,970 \quad (5.8)$$

- Se $0 \leq P_{CC,\omega} \leq 1.200 \text{ W}$:

$$\eta_{inv,\omega} = 1,10 \times \frac{N_{PV,S} \times N_{string} \times P_{PV,\omega}}{S_{inv}^{m\acute{a}x}} + 0,86 \quad (5.9)$$

A estratégia acima, aliada às equações (4.5) e (4.6), permite determinar a potência ativa ($P_{CA,\omega}$) e os limites de potência reativa ($Q_{CA,\omega}$) que podem ser gerados pela central FV.

A seguir será apresentado o último parâmetro elétrico que compõe a central FV, o qual é a impedância série do transformador elevador.

5.3.1.6 Impedância série do transformador elevador

Visto que a potência da central fotovoltaica é aproximadamente 1 MWp e o fator de potência ajustável dos inversores é $\pm 0,8$, determina-se que o transformador elevador terá potência nominal de 1,25 MVA, possuindo relação de transformação 480/13.800 V.

Em (CELESC, 2006), é recomendado que transformadores de agentes de geração possuam o valor de impedância percentual o mais baixo possível, sendo que neste trabalho adotou-se o valor **6%** para impedância do transformador (valor comum para este porte de transformador).

Para determinar os valores das resistência (r_t) e reatância (x_t) séries, utilizou-se a relação X/R igual a 10. Portanto:

$$Z_t = 6\% = 0,06 \text{ p.u.} = \sqrt{r_{tr}^2 + x_{tr}^2} = \sqrt{r_{tr}^2 + 100r_{tr}^2} \quad (5.10)$$

$$r_{tr} = \sqrt{\frac{0,0036}{101}} = 0,00597 \text{ p.u.} \quad (5.11)$$

$$x_{tr} = \sqrt{z_{tr}^2 - r_{tr}^2} = \sqrt{0,06^2 - 0,00597^2} = 0,0597 \text{ p.u.} \quad (5.12)$$

Ressalta-se que estes valores se encontram em p.u. tendo como base a potência e as tensões nominais do transformador.

5.3.2 Desempenho do FPO via método PI-PC

Conforme demonstrado na seção 4.4, o método de Pontos Interiores versão Preditor-Corretor foi utilizado para resolver o problema de FPO formulado na seção 4.3.

Como forma de avaliar o desempenho desse método, o mesmo será testado em três diferentes redes elétricas de distribuição. Essas redes elétricas consistem em alimentadores reais do sistema Celesc, mais especificamente os alimentadores TDE-06, TDE-07 e TDE-09 da Subestação Trindade localizada na região central de Florianópolis, SC.

Esses alimentadores foram escolhidos por apresentarem picos de demanda diurnos (GRABOLLE, 2010), o que propiciariam um melhor aproveitamento dos benefícios da geração fotovoltaica conforme será demonstrado a seguir no estudo de caso. Esse comportamento de picos de demanda diurnos é proveniente de cargas comerciais, órgãos públicos, edifícios empresariais, etc.

Os dados de impedâncias de ramos assim como cargas estão apresentados nos Anexos A, B e C e foram obtidos conforme apresentado por (GRABOLLE, 2010). Os dados apresentados nos Anexos estão em p.u., sendo a tensão de base 13,8 kV e potência de base 1,0 MVA. Vale ressaltar que em todos os alimentadores, o ramo 1-2 contém

o transformador elevador 13,8/138 kV com tap variável na alta tensão, sendo a barra 1 a de referência.

Uma vez que esta etapa é somente para avaliar o desempenho do método de solução de FPO utilizado, considerar-se-á que o problema apresentado em 4.3 resume-se a apenas uma hora do dia, que, nessa hora, a central está gerando em plena capacidade, ou seja, 990,720 kW (desconsiderando o rendimento do inversor) e que o fator de potência da central pode ser ajustado conforme a equação 4.6, ou seja:

$$Q_{CA,\omega} \leq \left| \min \left(\sqrt{\left(\frac{0,991}{0,8}\right)^2 - (0,991)^2}, \sqrt{(0,012 \times 86)^2 - (0,991)^2} \right) \right|$$

$$Q_{CA,\omega} \leq |\min(0,743, 0,289)| \rightarrow Q_{CA,\omega} \leq |0,289| \text{ Mvar} (5.13)$$

Percebe-se que a geração/absorção de reativos está sendo limitada pela capacidade máxima de potência CA do inversor, sendo que, nesse caso, a central fotovoltaica operará no máximo com fator de potência $\pm 0,96$.

O ponto de conexão da central fotovoltaica em cada alimentador priorizou a máxima proximidade entre essa e grandes concentrações de carga, sendo que foi observado a viabilidade de implantação da central FV (basicamente com a verificação de área disponível para instalação) nesses pontos. Portanto, assim foram definidas as conexões:

- Alimentador TDE-06: barra 13 – Ponto de conexão da Universidade Federal de Santa Catarina;
- Alimentador TDE-07: barra 15 – Ponto de Conexão da Eletrosul Centrais Elétricas S.A. (Sede).
- Alimentador TDE-09: barra 26 – Ponto de Conexão na região de vários empreendimentos comerciais e órgãos públicos no bairro Monte Verde – Florianópolis/SC.

Nas simulações feitas, as tolerâncias de convergência do programa FPO e restrições operacionais do sistema são as seguintes:

- Número máximo de iterações: 100;
- Tolerância da norma infinita do gradiente: 10^{-6} ;
- Tolerância do parâmetro de barreira: 10^{-8} ;
- $Pg_{ref}^{m\acute{a}x} = Qg_{ref}^{m\acute{a}x} = 10 \text{ p. u.};$

- $a_{tr}^{min} = 0,90 \text{ p. u.}$ e $a_{tr}^{max} = 1,10 \text{ p. u.}$;
- $V^{min} = 0,95 \text{ p. u.}$ e $V^{max} = 1,05 \text{ p. u.}$.

A Tabela 5.10 contém o resumo do desempenho do programa para todos os casos testados.

Os seguintes comentários podem ser feitos ao se analisar a Tabela 5.10:

- Para cada alimentador, foi rodado programa para o sistema original e considerando a central fotovoltaica;
- O programa implementado obteve convergência em todos os casos;
- O número médio de iterações até a convergência é de 7, sendo esse comum em aplicações do método PI em geral;
- Ambas as tolerâncias impostas estão sendo satisfeitas;
- O tempo de execução é praticamente desprezível;
- As duas últimas linhas indicam os valores das potências fornecidas pelas barras de referência dos sistemas nos casos sem e com as centrais fotovoltaicas. Tomando como base os valores gerados pelas barras de referência quando as centrais FV não estão presentes, nota-se a efetividade do programa em minimizar as perdas na distribuição, via minimização da geração de potência ativa na barra de referência. Em todos os casos o programa conseguiu reduzir essa geração.

Como forma de se certificar de que o programa convergiu para um ponto estacionário, as tabelas 5.11 a 5.16 apresentam os resultados das variáveis de otimização e multiplicadores de Lagrange para cada alimentador considerando a presença de geração FV.

Nas tabelas 5.11, 5.13 e 5.15, ressalta-se que λ_p é o vetor composto pelos multiplicadores de Lagrange associados às equações de balanço de potência ativa. Por outro lado, λ_q é o vetor multiplicador de Lagrange das equações de balanço de potência reativa.

As tabelas 5.11, a 5.12 se referem aos resultados do processo de otimização no alimentador TDE-06. Já as tabelas 5.13 e 5.14 se referem aos resultados do processo de otimização no alimentador TDE-07. E, por fim, as tabelas 5.15 e 5.16 se referem aos resultados do processo de otimização no alimentador TDE-09. Diante das mesmas, tem-se os seguintes comentários:

- Nas Tabelas 5.11, 5.13 e 5.15, os sinais dos multiplicadores de Lagrange λ_p e λ_q estão coerentes com a formação da função de Lagrange do problema;
- Na tabelas 5.12, 5.14 e 5.16, percebe-se que:
 - nenhuma variável ultrapassa seus respectivos limites máximos e mínimos.
 - as variáveis de folga quanto dos multiplicadores de Lagrange associados às restrições de desigualdade estão respeitando o imposto pela equação (4.41) (restrições de não-negatividade e de sinal);
 - Tanto a magnitude de tensão na barra 2 quanto a potência reativa gerada pela central FV atingem os seus valores máximos. Desta forma, respeitando a restrições de folga complementar, os multiplicadores de Lagrange associados a essas variáveis (π_u) são não-nulos.
- Perceber que os valores apresentados em todas as tabelas estão com no máximo 3 casas decimais, de forma a não prejudicar a apresentação das mesmas. Este fato leva a crer que a magnitude de tensão na barra 3 nas Tabelas 5.13 e 5.15 também está atingindo o seu valor máximo. Porém, os valores finais destas variáveis foram 1,049503 (TDE-07) e 1,049779 (TDE-09). Tendo em vista a tolerância de convergência 10^{-6} , o programa interpreta que esta variável não atingiu seu limite máximo. Por consequência, o multiplicador de Lagrange (π_u) associado a essa variável é nulo.
- Na Tabela 5.11, a barra que representa a geração potência da central FV é a 15, a qual está gerando 0,991 MW de potência ativa e 0,289 Mvar de potência reativa;
- Na Tabela 5.13, A barra que representa a geração potência da central FV é a 32, a qual está gerando 0,991 MW de potência ativa e 0,289 Mvar de potência reativa;
- Na Tabela 5.15, a barra que representa a geração potência da central FV é a 27, a qual está gerando 0,991 MW de potência ativa e 0,289 Mvar de potência reativa.

Diante no exposto das Tabelas 5.9 a 5.15, conclui-se que o programa do método PI-PC implementado está de acordo com a metodologia apresentada na seção 4.4.

Por fim, ressalta-se que em todos os casos a central FV está gerando o máximo de potência reativa disponível pelos inversores. Este

comportamento será melhor analisado ao considerarmos a central FV operando ao longo de um dia sob diferentes condições meteorológicas. Este é um dos intuitos do estudo de caso a seguir.

Tabela 5.10 – Dados da convergência do método PI-PC para os alimentadores

Dados na convergência	TDE-06		TDE-07		TDE-09	
	Sem FV	Com FV	Sem FV	Com FV	Sem FV	Com FV
Iterações	7	7	7	8	6	7
Valor máximo norma inf. Gradiente ($\times 10^{-7}$)	0,23	3,7	3,9	3,8	0,78	2,4
Valor parâmetro de barreira	10^{-8}	10^{-8}	10^{-8}	10^{-8}	10^{-8}	10^{-8}
Tempo de execução (s)	0,21	0,11	0,18	0,21	0,13	0,12
Valor função objetivo – Potência na barra de referência (MW)	5,701	4,682	6,751	5,736	6,387	5,347
Redução da geração de potência ativa na barra de referência	-	-18%	-	-15%	-	-16%

Tabela 5.11 – Valores finais das variáveis de otimização e multiplicadores de Lagrange do alimentador TDE-06

Barra	V (p. u.)	θ (°)	Pg (p. u.)	Qg (p. u.)	λ_p (p. u.)	λ_q (p. u.)
1	1,000	0,000	4,682	2,422	-1,000	0,000
2	1,050	-0,527	0,000	0,000	-1,002	-0,001
3	1,041	-0,924	0,000	0,000	-1,011	-0,005
4	1,030	-1,409	0,000	0,000	-1,021	-0,011
5	1,030	-1,426	0,000	0,000	-1,022	-0,011
6	1,029	-1,446	0,000	0,000	-1,022	-0,011
7	1,027	-1,569	0,000	0,000	-1,025	-0,013
8	1,026	-1,599	0,000	0,000	-1,025	-0,013
9	1,026	-1,600	0,000	0,000	-1,025	-0,013
10	1,026	-1,599	0,000	0,000	-1,026	-0,013
11	1,025	-1,597	0,000	0,000	-1,026	-0,013

Barra	V (p. u.)	θ (°)	Pg (p. u.)	Qg (p. u.)	λ_p (p. u.)	λ_q (p. u.)
12	1,026	-1,572	0,000	0,000	-1,025	-0,013
13	1,025	-1,627	0,000	0,000	-1,027	-0,014
14	1,030	-1,426	0,000	0,000	-1,022	-0,011
15 - FV	1,041	0,841	0,991	0,289	-1,017	-0,011

Tabela 5.12 – Valores finais da variáveis de folga e multiplicadores de Lagrange das desigualdades do alimentador TDE-06

Variável	Valor (p. u.)	Valor mínimo (p. u.)	Valor máximo (p. u.)	s_l (p. u.)	s_u (p. u.)	π_l (p. u.)	π_u (p. u.)
a_{tr}	0,947	0,900	1,100	0,047	0,153	0,000	0,000
V_2	1,050	0,950	1,050	0,100	0,000	0,000	-0,160
V_3	1,041	0,950	1,050	0,091	0,009	0,000	0,000
V_4	1,030	0,950	1,050	0,080	0,020	0,000	0,000
V_5	1,030	0,950	1,050	0,080	0,020	0,000	0,000
V_6	1,029	0,950	1,050	0,079	0,021	0,000	0,000
V_7	1,027	0,950	1,050	0,077	0,023	0,000	0,000
V_8	1,026	0,950	1,050	0,076	0,024	0,000	0,000
V_9	1,026	0,950	1,050	0,076	0,024	0,000	0,000
V_{10}	1,026	0,950	1,050	0,076	0,024	0,000	0,000
V_{11}	1,025	0,950	1,050	0,075	0,025	0,000	0,000
V_{12}	1,026	0,950	1,050	0,076	0,024	0,000	0,000
V_{13}	1,025	0,950	1,050	0,075	0,025	0,000	0,000
V_{14}	1,030	0,950	1,050	0,080	0,020	0,000	0,000
V_{15}	1,041	0,950	1,050	0,091	0,009	0,000	0,000
Pg_{ref}	4,682	0,000	10,000	4,682	5,318	0,000	0,000
Qg_{ref}	2,422	-5,000	5,000	7,422	2,578	0,000	0,000
$Q_{CA,\omega}$	0,289	-0,289	0,289	0,578	0,000	0,000	-0,011

Tabela 5.13 – Valores finais das variáveis de otimização e multiplicadores de Lagrange do alimentador TDE-07

Barra	V (p. u.)	θ (°)	Pg (p. u.)	Qg (p. u.)	λ_p (p. u.)	λ_q (p. u.)
1	1,000	0,000	5,736	2,357	-1,000	0,000
2	1,050	-0,652	0,000	0,000	-1,002	-0,001
3	1,050	-0,678	0,000	0,000	-1,003	-0,001
4	1,048	-0,735	0,000	0,000	-1,004	-0,002
5	1,043	-1,031	0,000	0,000	-1,010	-0,004
6	1,042	-1,066	0,000	0,000	-1,011	-0,004
7	1,041	-1,131	0,000	0,000	-1,012	-0,005
8	1,036	-1,389	0,000	0,000	-1,017	-0,007
9	1,034	-1,501	0,000	0,000	-1,020	-0,008
10	1,033	-1,517	0,000	0,000	-1,020	-0,008
11	1,033	-1,547	0,000	0,000	-1,021	-0,008
12	1,033	-1,552	0,000	0,000	-1,021	-0,009
13	1,031	-1,625	0,000	0,000	-1,022	-0,009
14	1,030	-1,669	0,000	0,000	-1,023	-0,010
15	1,030	-1,675	0,000	0,000	-1,023	-0,010
16	1,030	-1,692	0,000	0,000	-1,024	-0,010
17	1,029	-1,712	0,000	0,000	-1,024	-0,010
18	1,029	-1,719	0,000	0,000	-1,024	-0,010
19	1,030	-1,669	0,000	0,000	-1,023	-0,010
20	1,033	-1,552	0,000	0,000	-1,021	-0,009
21	1,034	-1,501	0,000	0,000	-1,020	-0,008
22	1,034	-1,502	0,000	0,000	-1,020	-0,008
23	1,034	-1,502	0,000	0,000	-1,020	-0,008
24	1,034	-1,502	0,000	0,000	-1,020	-0,008
25	1,034	-1,502	0,000	0,000	-1,020	-0,008
26	1,030	-1,675	0,000	0,000	-1,024	-0,010
27	1,042	-1,066	0,000	0,000	-1,011	-0,004
28	1,042	-1,068	0,000	0,000	-1,011	-0,004
29	1,042	-1,072	0,000	0,000	-1,011	-0,005
30	1,048	-0,735	0,000	0,000	-1,004	-0,002

Barra	V (p. u.)	θ (°)	Pg (p. u.)	Qg (p. u.)	λ_p (p. u.)	λ_q (p. u.)
31	1,048	-0,748	0,000	0,000	-1,005	-0,002
32 - FV	1,047	0,766	0,991	0,289	-1,014	-0,007

Tabela 5.14 - Valores finais da variáveis de folga e multiplicadores de Lagrange das desigualdades do alimentador TDE-07

Variável	Valor (p. u.)	Valor mínimo (p. u.)	Valor máximo (p. u.)	s_l (p. u.)	s_u (p. u.)	π_l (p. u.)	π_u (p. u.)
a_{tr}	0,947	0,900	1,100	0,047	0,153	0,000	0,000
V_2	1,050	0,950	1,050	0,100	0,000	0,000	-0,118
V_3	1,050	0,950	1,050	0,100	0,000	0,000	0,000
V_4	1,048	0,950	1,050	0,098	0,002	0,000	0,000
V_5	1,043	0,950	1,050	0,093	0,007	0,000	0,000
V_6	1,042	0,950	1,050	0,092	0,008	0,000	0,000
V_7	1,041	0,950	1,050	0,091	0,009	0,000	0,000
V_8	1,036	0,950	1,050	0,086	0,014	0,000	0,000
V_9	1,034	0,950	1,050	0,084	0,016	0,000	0,000
V_{10}	1,033	0,950	1,050	0,083	0,017	0,000	0,000
V_{11}	1,033	0,950	1,050	0,083	0,017	0,000	0,000
V_{12}	1,033	0,950	1,050	0,083	0,017	0,000	0,000
V_{13}	1,031	0,950	1,050	0,081	0,019	0,000	0,000
V_{14}	1,030	0,950	1,050	0,080	0,020	0,000	0,000
V_{15}	1,030	0,950	1,050	0,080	0,020	0,000	0,000
V_{16}	1,030	0,950	1,050	0,080	0,020	0,000	0,000
V_{17}	1,029	0,950	1,050	0,079	0,021	0,000	0,000
V_{18}	1,029	0,950	1,050	0,079	0,021	0,000	0,000
V_{19}	1,030	0,950	1,050	0,080	0,020	0,000	0,000
V_{20}	1,033	0,950	1,050	0,083	0,017	0,000	0,000
V_{21}	1,034	0,950	1,050	0,084	0,016	0,000	0,000
V_{22}	1,034	0,950	1,050	0,084	0,016	0,000	0,000
V_{23}	1,034	0,950	1,050	0,084	0,016	0,000	0,000
V_{24}	1,034	0,950	1,050	0,084	0,016	0,000	0,000
V_{25}	1,034	0,950	1,050	0,084	0,016	0,000	0,000
V_{26}	1,030	0,950	1,050	0,080	0,020	0,000	0,000

Variável	Valor (p. u.)	Valor mínimo (p. u.)	Valor máximo (p. u.)	s_l (p. u.)	s_u (p. u.)	π_l (p. u.)	π_u (p. u.)
V_{27}	1,042	0,950	1,050	0,092	0,008	0,000	0,000
V_{28}	1,042	0,950	1,050	0,092	0,008	0,000	0,000
V_{29}	1,042	0,950	1,050	0,092	0,008	0,000	0,000
V_{30}	1,048	0,950	1,050	0,098	0,002	0,000	0,000
V_{31}	1,048	0,950	1,050	0,098	0,002	0,000	0,000
$V_{32} - \text{FV}$	1,047	0,950	1,050	0,097	0,003	0,000	0,000
Pg_{ref}	5,736	0,000	10,000	5,736	4,264	0,000	0,000
Qg_{ref}	2,357	-5,000	5,000	7,357	2,643	0,000	0,000
$Q_{CA,\omega}$	0,289	-0,289	0,289	0,578	0,000	0,000	-0,007

Tabela 5.15 – Valores finais das variáveis de otimização e multiplicadores de Lagrange do alimentador TDE-09

Barra	V (p. u.)	θ (°)	Pg (p. u.)	Qg (p. u.)	λ_p (p. u.)	λ_q (p. u.)
1	1,000	0,000	5,347	3,094	-1,000	0,000
2	1,050	-0,597	0,000	0,000	-1,002	-0,001
3	1,050	-0,605	0,000	0,000	-1,002	-0,001
4	1,034	-1,119	0,000	0,000	-1,019	-0,011
5	1,033	-1,123	0,000	0,000	-1,019	-0,011
6	1,030	-1,265	0,000	0,000	-1,023	-0,013
7	1,023	-1,564	0,000	0,000	-1,030	-0,017
8	1,014	-1,940	0,000	0,000	-1,038	-0,022
9	1,013	-1,983	0,000	0,000	-1,039	-0,023
10	1,012	-2,026	0,000	0,000	-1,040	-0,023
11	1,009	-2,130	0,000	0,000	-1,043	-0,024
12	1,009	-2,133	0,000	0,000	-1,043	-0,024
13	1,009	-2,138	0,000	0,000	-1,043	-0,025
14	1,008	-2,187	0,000	0,000	-1,044	-0,025
15	1,006	-2,272	0,000	0,000	-1,046	-0,026
16	1,006	-2,274	0,000	0,000	-1,046	-0,026
17	1,006	-2,273	0,000	0,000	-1,046	-0,026
18	1,008	-2,186	0,000	0,000	-1,045	-0,025

Barra	V (p. u.)	θ (°)	Pg (p. u.)	Qg (p. u.)	λ_p (p. u.)	λ_q (p. u.)
19	1,009	-2,133	0,000	0,000	-1,043	-0,024
20	1,009	-2,136	0,000	0,000	-1,043	-0,024
21	1,009	-2,136	0,000	0,000	-1,043	-0,024
22	1,012	-2,026	0,000	0,000	-1,040	-0,023
23	1,014	-1,940	0,000	0,000	-1,038	-0,022
24	1,033	-1,123	0,000	0,000	-1,019	-0,011
25	1,009	-2,142	0,000	0,000	-1,043	-0,025
26	1,008	-2,158	0,000	0,000	-1,044	-0,025
27 - FV	1,026	0,388	0,991	0,289	-1,032	-0,022

Tabela 5.16 - Valores finais da variáveis de folga e multiplicadores de Lagrange das desigualdades do alimentador TDE-09

Variável	Valor (p. u.)	Valor mínimo (p. u.)	Valor máximo (p. u.)	s_l (p. u.)	s_u (p. u.)	π_l (p. u.)	π_u (p. u.)
a_{tr}	0,945	0,900	1,100	0,045	0,155	0,000	0,000
V_2	1,050	0,950	1,050	0,100	0,000	0,000	-0,301
V_3	1,050	0,950	1,050	0,100	0,000	0,000	0,000
V_4	1,034	0,950	1,050	0,084	0,016	0,000	0,000
V_5	1,033	0,950	1,050	0,083	0,017	0,000	0,000
V_6	1,030	0,950	1,050	0,080	0,020	0,000	0,000
V_7	1,023	0,950	1,050	0,073	0,027	0,000	0,000
V_8	1,014	0,950	1,050	0,064	0,036	0,000	0,000
V_9	1,013	0,950	1,050	0,063	0,037	0,000	0,000
V_{10}	1,012	0,950	1,050	0,062	0,038	0,000	0,000
V_{11}	1,009	0,950	1,050	0,059	0,041	0,000	0,000
V_{12}	1,009	0,950	1,050	0,059	0,041	0,000	0,000
V_{13}	1,009	0,950	1,050	0,059	0,041	0,000	0,000
V_{14}	1,008	0,950	1,050	0,058	0,042	0,000	0,000
V_{15}	1,006	0,950	1,050	0,056	0,044	0,000	0,000
V_{16}	1,006	0,950	1,050	0,056	0,044	0,000	0,000
V_{17}	1,006	0,950	1,050	0,056	0,044	0,000	0,000
V_{18}	1,008	0,950	1,050	0,058	0,042	0,000	0,000
V_{19}	1,009	0,950	1,050	0,059	0,041	0,000	0,000

Variável	Valor (p. u.)	Valor mínimo (p. u.)	Valor máximo (p. u.)	s_l (p. u.)	s_u (p. u.)	π_l (p. u.)	π_u (p. u.)
V_{20}	1,009	0,950	1,050	0,059	0,041	0,000	0,000
V_{21}	1,009	0,950	1,050	0,059	0,041	0,000	0,000
V_{22}	1,012	0,950	1,050	0,062	0,038	0,000	0,000
V_{23}	1,014	0,950	1,050	0,064	0,036	0,000	0,000
V_{24}	1,033	0,950	1,050	0,083	0,017	0,000	0,000
V_{25}	1,009	0,950	1,050	0,059	0,041	0,000	0,000
V_{26}	1,008	0,950	1,050	0,058	0,042	0,000	0,000
$V_{27} - \mathbf{FV}$	1,026	0,950	1,050	0,076	0,024	0,000	0,000
Pg_{ref}	5,347	0,000	10,000	5,347	4,653	0,000	0,000
Qg_{ref}	3,094	-5,000	5,000	8,094	1,906	0,000	0,000
$Q_{CA,\omega}$	0,289	-0,289	0,289	0,578	0,000	0,000	-0,022

5.3.3 Estudo de caso: minimização das perdas no alimentador TDE-06

O alimentador TDE-06 foi escolhido para o estudo de caso por abastecer a demanda de energia elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC, sendo esta a principal carga desse alimentador, com demanda máxima estimada por Grabolle (2010) para o ano de 2008 de aproximadamente 5,83 MW.

Visando a proximidade do trabalho com a realidade, a central FV deste estudo possui quase 1MWp, necessitando de uma área de aproximadamente 1,0 ha para sua instalação. Sabe-se que os tetos das edificações da UFSC possuem área suficiente para instalação de uma central FV deste porte.

5.3.3.1 Cenários da análise

Na seção anterior, foram apresentados os resultados do FPO somente para uma condição única de geração fotovoltaica, sendo essa a capacidade máxima da central FV.

Agora, tem-se por intuito apresentar os resultados obtidos ao se resolver o problema de FPO, visando minimizar as perdas do alimentador ao longo de um dia considerando a geração FV. Para tanto, quatro condições distintas serão analisadas:

- Condição 1: Geração fotovoltaica em dia de alta radiação solar operando em dia útil de verão;
- Condição 2: Geração fotovoltaica em dia de alta radiação solar operando em um sábado de verão;
- Condição 3: Geração fotovoltaica em dia de baixa radiação solar operando em dia útil de inverno;
- Condição 4: Geração fotovoltaica em dia de média radiação solar operando em dia útil de primavera;

Para cada condição acima, serão avaliados três casos:

- Caso 1: sem geração FV;
- Caso 2: com geração FV operando com fator de potência unitário e;
- Caso 3: com geração FV podendo compensar reativos para a rede.

Portanto, totalizam-se 12 cenários para quatro condições solar e de carregamento.

Notar que, para analisar as quatro condições descritas acima, é necessário estimar as cargas elétricas do alimentador TDE-06 a cada hora dos dias de análise. A próxima seção apresentará a forma de como isto foi obtido.

5.3.3.2 Cargas elétricas do alimentador TDE-06

Grabolle (2010) utilizou a metodologia de obtenção de pontos notáveis para determinação dos carregamentos em todos os alimentadores conectados à Subestação Trindade.

A partir do conhecimento das demandas máximas e mínimas, Grabolle (2010) determinou os carregamentos máximos e mínimos dos pontos notáveis de todos os alimentadores.

Porém, para resolver o problema de minimização formulado pelas equações (4.7)-(4.16) é necessário determinar os carregamentos dos pontos notáveis por hora.

Para tanto, foram obtidos com a Celesc os dados de demanda para o alimentador TDE-06 no ano de 2014. Esses dados se referem aos valores de demanda máxima (potência ativa e corrente) registrada por hora ao longo dos dias desse ano.

Supondo que o alimentador sofreu pequenas alterações ao longo dos anos (de 2008 até 2014), o presente trabalho considera que os pontos notáveis permaneceram inalterados, excetuando-se o seu carregamento.

Para determinar os carregamentos por hora dos pontos notáveis, aplicou-se a proporcionalidade da demanda horária de um certo dia de 2014, em relação àquela demanda considerada por Grabolle (2010) para determinar o carregamento máximo/mínimo dos alimentadores.

Diante do exposto, os dados de demanda que foram utilizados para determinar os carregamentos diários das condições de análise foram:

Condição 1: Dados de 06/03/2014: sendo esse um dia útil do mês de março (verão);

Condição 2: Dados de 08/03/2014: sábado do mês de março (verão);

Condição 3: Dados de 01/07/2014: dia útil do mês de julho (inverno);

Condição 4: Dados de 01/10/2014: dia útil do mês de outubro (primavera).

Ressalta-se que devido ao recesso de verão da UFSC, resolveu-se obter os dados de carregamento do mês de março, ao invés de janeiro para compatibilizar com os dados de irradiação solar, pois representa o alimentador abastecendo a universidade em plena atividade.

Ressalta-se também que para as condições 1 e 2, o dado de irradiação utilizado será o mesmo, sendo esse referente ao dia de maior irradiação solar (12/01). As demais condições de carregamento coincidem os dados de irradiação solar.

Os dados de carregamentos horários para esses dias estão apresentados no Anexo D.

A seguir, serão apresentados os resultados do processo de otimização para os 12 cenários de análise.

5.3.3.3 Resultados do estudo de caso

Esta seção visa apresentar os principais resultados obtidos no processo de otimização postulado na seção 4.3.

Para tanto, serão apresentados os seguintes resultados:

- Tabela 5.17: Geração de potência ativa e reativa pela central FV para as 4 condições de análise, sendo que a potência ativa é utilizada para os casos 2 e 3, e a reativa é utilizada somente para o caso 3.
- Tabela 5.18: Perdas no alimentador TDE para todos os cenários.
- Tabela 5.19: Potência ativa sendo gerada na barra de referência para todos os cenários;
-
-
- Tabela 5.20: Potência reativa sendo gerada na barra de referência para todos os cenários;
- Tabela 5.21: Fator de potência do alimentador para todos os cenários, sendo este calculado da seguinte forma:

$$FP_{alim} = \cos(\arctan \frac{Qg_{ref}}{Pg_{ref}}) \quad (5.14)$$

sendo Qg_{ref} a potência reativa sendo gerada pela barra de referência, Pg_{ref} a potência ativa sendo gerada pela barra de referência e FP_{alim} o fator de potência do alimentador.

Tabela 5.17 – Geração de potência ativa pela central para as condições de análise e potência reativa nos casos 3

Condição Hora / Variável	1				2				3				4			
	$P_{CA,\omega}$ (MW)	$Q_{CA,\omega}$ (Mvar)	FP	$Q_{CA,\omega}^{m\acute{a}x}$ (Mvar)	$P_{CA,\omega}$ (MW)	$Q_{CA,\omega}$ (Mvar)	FP	$Q_{CA,\omega}^{m\acute{a}x}$ (Mvar)	$P_{CA,\omega}$ (MW)	$Q_{CA,\omega}$ (Mvar)	FP	$Q_{CA,\omega}^{m\acute{a}x}$ (Mvar)	$P_{CA,\omega}$ (MW)	$Q_{CA,\omega}$ (Mvar)	FP	$Q_{CA,\omega}^{m\acute{a}x}$ (Mvar)
07:00 → 08:00	0,030	0,023	0,800	0,023	0,030	0,023	0,800	0,023	0,000	0,000	1,000	0,000	0,065	0,049	0,800	0,049
08:00 → 09:00	0,283	0,212	0,800	0,212	0,283	0,212	0,800	0,212	0,076	0,057	0,800	0,057	0,209	0,157	0,800	0,157
09:00 → 10:00	0,589	0,442	0,800	0,442	0,589	0,434	0,805	0,442	0,140	0,105	0,800	0,105	0,352	0,264	0,800	0,264
10:00 → 11:00	0,838	0,482	0,867	0,603	0,838	0,486	0,865	0,603	0,190	0,143	0,800	0,143	0,465	0,348	0,800	0,348
11:00 → 12:00	0,966	0,363	0,936	0,363	0,966	0,363	0,936	0,363	0,222	0,166	0,800	0,166	0,533	0,389	0,808	0,399
12:00 → 13:00	0,966	0,363	0,936	0,363	0,966	0,363	0,936	0,363	0,229	0,172	0,800	0,172	0,549	0,405	0,804	0,411
13:00 → 14:00	0,936	0,435	0,907	0,435	0,936	0,435	0,907	0,435	0,212	0,159	0,800	0,159	0,513	0,385	0,800	0,385
14:00 → 15:00	0,762	0,508	0,832	0,571	0,762	0,449	0,862	0,571	0,174	0,131	0,800	0,131	0,431	0,323	0,800	0,323
15:00 → 16:00	0,511	0,383	0,800	0,383	0,511	0,383	0,800	0,383	0,122	0,091	0,800	0,091	0,314	0,235	0,800	0,235
16:00 → 17:00	0,235	0,176	0,800	0,176	0,235	0,176	0,800	0,176	0,062	0,046	0,800	0,046	0,180	0,135	0,800	0,135
17:00 → 18:00	0,025	0,018	0,800	0,018	0,025	0,018	0,800	0,018	0,000	0,000	1,000	0,000	0,054	0,041	0,800	0,041
Média	0,558	0,310	0,843	-	0,558	0,304	0,846	-	0,13*	0,097*	0,8 0*	-	0,333	0,248	0,801	-

* Média calculada desconsiderando-se a primeira e última hora, pois a central não operaria nesses intervalos.

Analisando-se a Tabela 5.17, os seguintes pontos podem ser levantados:

- Uma vez que os valores de radiação para as condições 1 e 2 são os mesmos, os valores de $P_{CA,\omega}$ para essas condições também são iguais.
- Os valores apresentados para $Q_{CA,\omega}$ nas quatro condições, são todos positivos, indicando que a central fornece reativos à rede. Estes valores são válidos para análise do caso 3 nas diversas condições. Para os casos restantes, ou a central não está conectada (caso 1) ou a central está operando com fator de potência unitário (caso 2) ($Q_{CA,\omega} = 0$);
- Percebe-se que para a grande maioria das condições, a central FV operaria gerando o máximo de potência reativa possível, sendo que para os dias de baixa e média radiação operaria com FP igual a 0,8.
- Para os horários em **negrito sublinhado**, a central está sendo limitada pela capacidade dos inversores de produzirem potência reativa (ver equação 4.6).
- Já para os horários **marcados somente em negrito**, percebe-se que a central opera abaixo dos limites máximos de potência reativa. Isto é decorrente do fato que a magnitude de tensão na barra de geração PV atinge o limite máximo nesses horários, impedindo que a central gere mais reativos para a rede. Ressalta-se que os limites de tensão impostos ao problema de FPO são aqueles regulamentados pelo Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição da ANEEL.

Tabela 5.18 – Perdas totais nos ramos do alimentador para todos os cenários

Condição Hora/Caso	Perdas ao Longo do Dia em MW											
	1			2			3			4		
	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
07:00 → 08:00	0,034	0,033	0,033	0,021	0,020	0,020	0,023	0,023	0,023	0,026	0,025	0,024
08:00 → 09:00	0,063	0,056	0,054	0,023	0,019	0,018	0,027	0,026	0,025	0,043	0,038	0,037
09:00 → 10:00	0,092	0,076	0,070	0,020	0,013	0,011	0,033	0,030	0,029	0,056	0,048	0,045
10:00 → 11:00	0,107	0,082	0,075	0,022	0,013	0,010	0,036	0,033	0,031	0,064	0,053	0,049
11:00 → 12:00	0,108	0,079	0,074	0,021	0,011	0,009	0,036	0,032	0,030	0,062	0,050	0,046
12:00 → 13:00	0,092	0,066	0,061	0,020	0,011	0,008	0,031	0,027	0,026	0,056	0,044	0,040
13:00 → 14:00	0,101	0,075	0,069	0,021	0,011	0,009	0,035	0,031	0,030	0,061	0,049	0,046
14:00 → 15:00	0,120	0,095	0,088	0,022	0,014	0,011	0,042	0,038	0,037	0,065	0,054	0,051
15:00 → 16:00	0,113	0,096	0,091	0,023	0,016	0,014	0,041	0,039	0,038	0,068	0,060	0,057
16:00 → 17:00	0,094	0,087	0,085	0,022	0,019	0,018	0,039	0,038	0,038	0,058	0,054	0,053
17:00 → 18:00	0,073	0,072	0,072	0,021	0,021	0,020	0,036	0,036	0,036	0,045	0,044	0,044
Total (MWh)	0,997	0,818	0,773	0,235	0,167	0,147	0,378	0,352	0,344	0,603	0,519	0,493
Redução em relação ao caso 1 (%)		-17,9	-22,5		-29,0	-37,4		-6,9	-9,0		-13,9	-18,2

Analisando-se a Tabela 5.18, os seguintes pontos podem ser levantados:

- Os dados apresentados referem-se ao somatório das perdas nos ramos do alimentador TDE-06, excluindo-se a perda elétrica referente ao ramo de conexão da central FV.
- A última linha desta tabela se refere à melhoria percentual dos casos 2 e 3 em relação ao caso 1 (sem geração FV), sendo calculada por:

$$Perdas_{\text{caso } 2,3}^{\%} = \frac{Perdas_{\text{caso } 2,3} - Perdas_{\text{caso } 1}}{Perdas_{\text{caso } 1}} \times 100\% \quad (5.15)$$

- Percebe-se que, em todas as condições, as perdas no alimentador são reduzidas quando a central FV está operando (casos 2 e 3). Tal redução varia desde aproximadamente 7,0% (dias de baixa radiação) até 37,5% (condição de baixo carregamento e alta radiação);
- O comportamento das perdas analisado no comentário anterior já era esperado, pois se há geração ao longo do alimentador, menor deverá ser a potência injetada pela barra de referência. Portanto, são reduzidos os fluxos de corrente nos ramos e, por consequência, as perdas elétricas.
- É demonstrado que a minimização das perdas é auxiliada pela geração de reativos pela central FV em todas as condições. Este fato é decorrente de que, quando há geração de reativos, a potência aparente (corrente elétrica) injetada diminui em relação ao caso 2 e, por conseguinte, as perdas elétricas também diminuem em relação ao caso 2 (perdas elétricas são proporcionais à corrente elétrica elevada ao quadrado).
- Ressalta-se que, diante da redução das perdas proporcionada pela central FV, as distribuidoras poderiam incentivar o uso de inversores capazes de compensar reativos para a rede, como forma de reduzirem as perdas elétricas nos seus alimentadores.
- Os resultados da condição 4 podem ser utilizados para se ter ideia do comportamento médio ao longo do ano. Portanto, em média, pode-se alegar que a redução das perdas pode ser de 14% a 18% quando a central FV fornece reativos.

Tabela 5.19 - Potência ativa na barra de referência para todos os cenários

Potência Ativa na Barra de Referência ao Longo do dia em MW												
Condição Hora/Caso	1			2			3			4		
	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
07:00 → 08:00	3,215	3,184	3,184	2,448	2,417	2,417	2,677	2,677	2,677	2,750	2,683	2,683
08:00 → 09:00	4,356	4,066	4,064	2,571	2,284	2,283	2,902	2,825	2,825	3,628	3,415	3,414
09:00 → 10:00	5,268	4,664	4,659	2,323	1,728	1,727	3,222	3,079	3,079	4,140	3,781	3,779
10:00 → 11:00	5,682	4,822	4,817	2,421	1,577	1,575	3,346	3,153	3,152	4,438	3,964	3,961
11:00 → 12:00	5,701	4,711	4,707	2,425	1,453	1,451	3,330	3,105	3,103	4,411	3,868	3,865
12:00 → 13:00	5,290	4,303	4,298	2,394	1,422	1,421	3,117	2,884	2,883	4,156	3,597	3,594
13:00 → 14:00	5,539	4,580	4,575	2,417	1,475	1,473	3,273	3,057	3,056	4,350	3,826	3,823
14:00 → 15:00	6,044	5,261	5,255	2,524	1,756	1,755	3,597	3,420	3,419	4,470	4,030	4,027
15:00 → 16:00	5,871	5,345	5,340	2,497	1,981	1,979	3,589	3,465	3,464	4,548	4,227	4,224
16:00 → 17:00	5,367	5,126	5,124	2,509	2,271	2,270	3,535	3,472	3,471	4,217	4,034	4,032
17:00 → 18:00	4,684	4,659	4,659	2,411	2,386	2,386	3,328	3,328	3,328	3,748	3,693	3,692
Total (MWh)	57,018	50,721	50,681	26,938	20,751	20,736	35,916	34,464	34,457	44,857	41,117	41,095
Redução em relação ao caso 1 (%)	-	-11,0	-11,1	-	-23,0	-23,0	-	-4,0	-4,1	-	-8,3	-8,4

Tabela 5.20 – Potência reativa na barra de referência para todos os cenários

Potência Reativa na Barra de Referência ao Longo do Dia em Mvar												
Condição Hora/Caso	1			2			3			4		
	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
07:00 → 08:00	1,503	1,502	1,479	1,293	1,292	1,268	1,195	1,195	1,195	1,368	1,365	1,316
08:00 → 09:00	2,122	2,107	1,890	1,349	1,342	1,128	1,235	1,232	1,174	1,604	1,595	1,436
09:00 → 10:00	2,575	2,545	2,096	1,340	1,338	0,905	1,278	1,272	1,166	1,863	1,847	1,580
10:00 → 11:00	2,731	2,696	2,205	1,446	1,453	0,968	1,457	1,449	1,304	1,980	1,960	1,608
11:00 → 12:00	2,754	2,720	2,347	1,330	1,344	0,980	1,449	1,440	1,272	1,916	1,895	1,503
12:00 → 13:00	2,480	2,452	2,081	1,336	1,351	0,987	1,373	1,365	1,191	1,843	1,825	1,417
13:00 → 14:00	2,659	2,627	2,183	1,358	1,370	0,935	1,432	1,424	1,263	1,946	1,926	1,538
14:00 → 15:00	2,847	2,808	2,291	1,382	1,383	0,936	1,559	1,551	1,418	2,007	1,987	1,660
15:00 → 16:00	2,730	2,697	2,306	1,445	1,440	1,057	1,524	1,518	1,425	2,124	2,108	1,868
16:00 → 17:00	2,508	2,492	2,311	1,405	1,399	1,221	1,454	1,450	1,403	1,949	1,939	1,801
17:00 → 18:00	2,262	2,260	2,241	1,372	1,371	1,353	1,513	1,513	1,513	1,659	1,656	1,614
Total (Mvarh)	27,172	26,907	23,430	15,056	15,082	11,738	15,468	15,409	14,324	20,260	20,104	17,341
Redução em relação ao caso 1 (%)	-	-1,0	-13,8	-	+0,17	-22,0	-	-0,4	-7,4	-	-0,8	-14,4

Analisando-se a Tabela 5.19, os seguintes pontos podem ser levantados:

- Essa tabela indica os valores da função objetivo (4.17) para todos os cenários de análise.
- Novamente se percebe que, com a geração da central FV, a potência ativa sendo injetada pela barra de referência é reduzida em todas as condições;
- Porém, diferentemente do que estava acontecendo com as perdas elétricas, a geração ou não de reativos (casos 2 e 3) pouco influencia na melhoria percentual de injeção de potência ativa pela barra de referência, pois a diferença da injeção de potência desses casos é a própria diferença de perdas nos mesmos.

Analisando-se a Tabela 5.20, os seguintes pontos podem ser levantados:

- Como era de se esperar, é praticamente desprezível a redução de geração de reativos pela barra de referência quando a central FV opera com fator de potência unitário. Em particular nota-se que, para a condição 2, a injeção total de reativos aumenta na barra de referência (destacado em negrito). Ressalta-se que operando com fator de potência unitário, a central FV não gera reativos nem para suprir a demanda do próprio transformador elevador, fazendo com que a rede tenha que fornecer esta potência.
- Quando da compensação de reativos pela central FV, a redução da produção pela barra de referência é significativa, sobretudo nos cenários 1, 2 e 4. Novamente, ressalta-se que, para as condições 1 e 2, a compensação de reativos está sendo limitada pela capacidade máxima dos inversores e/ou pelas restrições operacionais do sistema.

Tabela 5.21 - Fator de potência do alimentador para todos os cenários

Condição Hora/Caso	Fator de Potência do Alimentador ao Longo do Dia											
	1			2			3			4		
	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
07:00 → 08:00	0,906	0,904	0,907	0,884	0,882	0,885	0,913	0,913	0,913	0,895	0,891	0,898
08:00 → 09:00	0,899	0,888	0,907	0,885	0,862	0,897	0,920	0,917	0,923	0,915	0,906	0,922
09:00 → 10:00	0,898	0,878	0,912	0,866	0,791	0,886	0,930	0,924	0,935	0,912	0,898	0,923
10:00 → 11:00	0,901	0,873	0,909	0,858	0,736	<u>0,852</u>	0,917	0,909	0,924	0,913	0,896	0,927
11:00 → 12:00	0,900	0,866	0,895	0,877	0,734	<u>0,829</u>	0,917	0,907	0,925	0,917	0,898	0,932
12:00 → 13:00	0,905	0,869	0,900	0,873	0,725	<u>0,821</u>	0,915	0,904	0,924	0,914	0,892	0,930
13:00 → 14:00	0,901	0,867	0,903	0,872	0,733	<u>0,844</u>	0,916	0,906	0,924	0,913	0,893	0,928
14:00 → 15:00	0,905	0,882	0,917	0,877	0,786	0,882	0,918	0,911	0,924	0,912	0,897	0,925
15:00 → 16:00	0,907	0,893	0,918	0,865	0,809	0,882	0,920	0,916	0,925	0,906	0,895	0,915
16:00 → 17:00	0,906	0,899	0,912	0,873	0,851	0,881	0,925	0,923	0,927	0,908	0,901	0,913
17:00 → 18:00	0,900	0,900	0,901	0,869	0,867	0,870	0,910	0,910	0,910	0,914	0,912	0,916
Média	0,903	0,884	0,907	0,873	0,798	<u>0,866</u>	0,918	0,913	0,923	0,911	0,898	0,921

Analisando-se a Tabela 5.21, os seguintes pontos podem ser levantados:

- Percebe-se que, se a central FV operar com fator de potência unitário (caso 2), o fator de potência do alimentador piora em todas as condições (em negrito).
- Quando da geração de reativos pela central FV, o fator de potência melhora, excetuando-se na condição 2 no qual a capacidade dos inversores e restrições operacionais limitam a geração de reativos (dados em negrito sublinhado). Isto ressalta que o dimensionamento dos inversores poderia ser melhor avaliado considerando a compensação de reativos e não somente a compatibilização da potência dos módulos e curva de rendimento conforme realizado por este trabalho.

Tendo em vista os comentários feitos anteriormente, um fato que se repetiu ao longo das simulações foi a limitação da capacidade dos inversores em alguns horários das condições 1 e 2. Questiona-se se, com o aumento da capacidade de produção de potência reativa pelos inversores, possíveis melhorias seriam obtidas, conforme está aparentando pelos resultados obtidos.

De forma a elucidar estes questionamentos, foram refeitas as simulações considerando um novo caso, caso 4, onde a capacidade máxima de cada inversor é de 15 kVA ao invés de 12 kVA (Tabela 5.8) e, portanto, a capacidade de potência aparente da central passar a ser 1.290 kVA (86×15.000).

Focar-se-á somente na apresentação dos resultados das simulações para as condições 1 e 2 e para o intervalo das 10h às 14h.

Portanto, as tabelas 5.22 a 5.26 foram elaboradas de forma a comprovar ou não as melhorias provenientes do caso 4. A Tabela 5.22 contém os dados da geração FV nos casos 3 e 4. Os resultados para os casos 1, 3 e 4 são apresentados nas tabelas 5.23 a 5.26, que indicam, respectivamente: perdas elétricas totais, potência ativa injetada na barra de referência, potência reativa sendo injetada na barra de referência e fator de potência do alimentador.

Tabela 5.22 – Geração FV para as condições 1 e 2 e casos 3 e 4

Condição Variável Hora/Caso	1						2					
	$Q_{CA,\omega}$ (Mvar)		$Q_{CA,\omega}^{m\acute{a}x}$ (Mvar)		FP		$Q_{CA,\omega}$ (Mvar)		$Q_{CA,\omega}^{m\acute{a}x}$ (Mvar)		FP	
	3	4	3	4	3	4	3	4	3	4	3	4
10:00 → 11:00	0,482	0,482	0,603	0,628	0,867	0,867	0,486	0,486	0,603	0,628	0,865	0,865
11:00 → 12:00	0,363	0,510	0,363	0,724	0,936	0,884	0,363	0,456	0,363	0,724	0,936	0,904
12:00 → 13:00	0,363	0,500	0,363	0,724	0,936	0,888	0,363	0,460	0,363	0,724	0,936	0,903
13:00 → 14:00	0,435	0,506	0,435	0,702	0,907	0,880	0,435	0,463	0,435	0,702	0,907	0,896
14:00 → 15:00	0,508	0,508	0,571	0,571	0,832	0,832	0,449	0,449	0,571	0,571	0,862	0,862

Tabela 5.23 – Perdas totais nos ramos do alimentador para as condições 1 e 2 e casos 1, 3 e 4

Perdas ao Longo do Dia em MW						
Condição	1			2		
	1	3	4	1	3	4
10:00 → 11:00	0,107	0,075	0,075	0,022	0,010	0,010
11:00 → 12:00	0,108	0,074	0,073	0,021	0,009	0,008
12:00 → 13:00	0,092	0,061	0,060	0,020	0,008	0,008
13:00 → 14:00	0,101	0,069	0,069	0,021	0,009	0,008
14:00 → 15:00	0,120	0,088	0,088	0,022	0,011	0,011
Total (MWh)	0,528	0,367	0,365	0,106	0,047	0,045

Tabela 5.24 - Potência ativa na barra de referência para as condições 1 e 2 e casos 1, 3 e 4

Potência Ativa na Barra de Referência em MW						
Condição	1			2		
	1	3	4	1	3	4
10:00 → 11:00	5,682	4,817	4,817	2,421	1,575	1,575
11:00 → 12:00	5,701	4,707	4,706	2,425	1,451	1,451
12:00 → 13:00	5,290	4,298	4,298	2,394	1,421	1,420
13:00 → 14:00	5,539	4,575	4,575	2,417	1,473	1,473
14:00 → 15:00	6,044	5,255	5,255	2,524	1,755	1,755
Total (MWh)	28,256	23,652	23,651	12,181	7,675	7,674

Tabela 5.25 – Potência reativa na barra de referência para as condições 1 e 2 e casos 1, 3 e 4

Potência Reativa na Barra de Referência em Mvar						
Condição	1			2		
Hora/Caso	1	3	4	1	3	4
10:00 → 11:00	2,731	2,205	2,205	1,446	0,968	0,968
11:00 → 12:00	2,754	2,347	2,201	1,330	0,980	0,890
12:00 → 13:00	2,480	2,081	1,947	1,336	0,987	0,893
13:00 → 14:00	2,659	2,183	2,114	1,358	0,935	0,908
14:00 → 15:00	2,847	2,291	2,291	1,382	0,936	0,936
Total (Mvarh)	13,471	11,107	10,758	6,852	4,806	4,595

Tabela 5.26 - Fator de potência do alimentador para as condições 1 e 2 e casos 1, 3 e 4

Fator de Potência do Alimentador						
Condição	1			2		
Hora/Caso	1	3	4	1	3	4
10:00 → 11:00	0,901	0,909	0,909	0,858	<u>0,852</u>	<u>0,852</u>
11:00 → 12:00	0,900	0,895	0,906	0,877	<u>0,829</u>	<u>0,852</u>
12:00 → 13:00	0,905	0,900	0,911	0,873	<u>0,821</u>	<u>0,847</u>
13:00 → 14:00	0,901	0,903	0,908	0,872	<u>0,844</u>	<u>0,851</u>
14:00 → 15:00	0,905	0,917	0,917	0,877	0,882	0,882
Média	0,902	0,905	0,910	0,871	<u>0,846</u>	<u>0,857</u>

Analisando-se a Tabela 5.22, os seguintes pontos podem ser levantados:

- Perceber que foram suprimidos os dados de geração de potência ativa da central FV, pois eles são os mesmos apresentados para os casos 2 e 3 da Tabela 5.17.
- Os dados em negrito, representam as alterações sofridas do caso 3 para o caso 4 sendo essas o foco dos comentários a seguir.
- Em ambas condições, pode-se perceber que a capacidade máxima de produção de reativos ($Q_{CA,\omega}^{máx}$) aumentou no caso 4 nos horários entre 11h e 14 h. O mesmo ocorreu das 10h às 11 h para a condição 1.
- No caso 4, das 11hs às 14hs e em ambas as condições, a central FV passou a gerar mais reativos para rede, porém não atingiu o limite máximo em nenhum momento. Isto novamente é causado pela operação da central FV com máxima tensão nesses momentos.
- Para os horários restantes, a geração de potência reativa não se alterou, pois já havia sido detectada a operação da central FV em máxima tensão.
- Portanto, conclui-se que a central FV pode produzir mais reativos ao aumentar a capacidade de potência aparente dos inversores, porém há uma limitação imposta pelas condições operacionais do sistema, mais especificamente o limite máximo de tensão na barra de geração FV. Mais uma vez se ressalta que esses limites são regulamentados pela ANEEL.

Analisando-se a Tabela 5.23, percebe-se novamente que a compensação de reativos por parte da central FV minimiza as perdas totais no alimentador. Portanto, uma vez que central FV está gerando mais reativos em ambas condições no caso 4, as perdas no alimentador diminuem em relação ao caso 3. Porém, percebe-se que a diminuição das perdas em ambas as condições é incremental, limitando-se a algumas poucas unidades de kWh. Portanto, o aumento da capacidade dos inversores pouco afeta na redução das perdas elétricas.

Analisando-se a Tabela 5.24, observa-se que, tal como mostrado na Tabela 5.19, as gerações de potência ativa pela barra de referência pouco ou nada se alteram com o aumento de reativos provocados pelo caso 4.

Analisando-se a Tabela 5.25 percebe-se que, em ambas as condições e nos horários de 11hs às 14hs, a potência reativa sendo injetada pela barra de referência diminui no caso 4 (em relação outros casos). Este fato está consistente com o já analisado na Tabela 5.22, pois os inversores limitam a geração de potência reativa no caso 3.

Por fim, analisando-se a Tabela 5.26 conclui-se que em ambas as condições, de 11hs às 14hs, o fator de potência do alimentador aumenta no caso 4, o que é consistente com se ter limites mais amplos de reativos nos inversores. Mesmo assim, como também já analisado, as restrições operacionais de tensão estão impedindo que a central FV gere reativos próximo à sua capacidade máxima, fazendo com que o alimentador opere nesses horários com fator de potência abaixo de seu valor original (ver dados em **negrito sublinhado**).

5.4 Considerações Finais

Nesse capítulo foram apresentados os principais resultados obtidos com as diferentes metodologias presentes nos capítulos 2 a 4.

A seção 5.1 teve por intuito demonstrar os gráficos das componentes da radiação solar global incidente num módulo com determinada posição geográfica e inclinação para os dias de análise. Além disso, foram apresentados os gráficos contendo as variações diurnas de temperatura ambiente e da célula FV para os dias de análise. Ambos os dados (radiação e temperatura) foram utilizados na seção 5.2.

A seção 5.2 teve por intuito a apresentação dos resultados obtidos pela metodologia de cálculo dos 5 parâmetros do modelo dos módulos fotovoltaicos. Para tanto, foi apresentada a obtenção dos cinco parâmetros de referência para três módulos FV de fabricantes distintos. A partir da variação dos cinco parâmetros de referência nas condições NOCT para os três módulos, consolidou-se o método proposto com a obtenção de valores para as variáveis elétricas muito próximos aos valores fornecidos pelos fabricantes. Ao final, foram apresentados os gráficos de geração de energia elétrica para o módulo Hanwha Solar modelo SF220-30-1P240L (escolhido para compor a central FV) nos dias de análise.

A seção 5.3 apresentou os resultados provenientes da implementação do Fluxo de Potência Ótimo via método de Pontos Interiores versão Preditor-Corretor. Primeiramente, foi demonstrada a formação da central FV, destacando-se as metodologias de dimensionamento dos inversores (a qual visa o melhor acoplamento módulo-inversor nas condições STC e NOCT) e determinação do rendimento dos inversores (com base nas curvas fornecidas pelo

fabricante). Em seguida, foi consolidado o FPO via método PI-PC com a obtenção da convergência para três alimentadores distintos. Por fim, o estudo de caso foi apresentado, onde foram mostrados os principais resultados no processo de minimização das perdas do alimentador TDE-06 para diversos cenários. O estudo de caso demonstrou que, em casos excepcionais, a central FV pode chegar a minimizar 37% das perdas elétricas do alimentador, e que a compensação de reativos para a rede deve ser incentivada, pois além de minimizar injeção de potência reativa pela barra de referência, auxilia na minimização das perdas. Outro fato importante elucidado com o estudo de caso, foi que a metodologia empregada no dimensionamento dos inversores (seção 5.3.1.1 e 5.3.1.2) é adequada para este problema de otimização, pois demonstrou-se que inversores com maior capacidade, pouco auxiliam na minimização de perdas elétricas.

6 CONCLUSÕES

O presente trabalho apresentou uma ferramenta computacional para análise dos efeitos da geração FV nos sistemas de distribuição elétrica.

Especificamente, este trabalho focou-se em estudar a influência da geração FV na minimização das perdas elétricas em alimentadores de distribuição. Para tanto, as seguintes etapas foram cumpridas:

- Foi demonstrada a teoria necessária para se determinar a radiação global efetiva incidente por hora em um módulo FV com orientação aleatória. Este tipo de radiação pode ser obtida a partir dos dados de radiação diária disponível por estações solarimétricas do INMET. Para compor a análise, foram escolhidos três dados de radiação obtidos na estação automática localizada na cidade de Itajaí para o ano de 2013, os quais foram: a mais alta radiação, a mais baixa e o dia que representava a média das radiações para este ano. Apesar da complexidade das relações trigonométricas associadas à metodologia, as componentes de radiação são obtidas com o uso do software matemático Matlab.
- Uma vez que a geração de energia elétrica por um módulo FV é sensível à temperatura na qual sua célula está operando, foi apresentada uma metodologia para determinação da variação diurna da temperatura ambiente a partir dos dados disponíveis também pelo INMET, e, a partir desta, a determinação das variações diurnas das temperaturas da célula. É necessário ressaltar que a relação apresentada para temperatura ambiente e da célula FV não contemplou a influência de correntes de ar (ventos) no cálculo da temperatura da célula FV
- De acordo com a modelagem empregada, a última condição solar-meteorológica que interfere na geração de energia elétrica por um módulo FV é o modificador de massa ar. A teoria para obtenção do mesmo é apresentada, porém é demonstrado que para o caso de estudo pouco influenciaria, sendo considerada igual a 1,0 para todos os instantes de análise.
- Foi apresentado o circuito equivalente de uma célula FV, o chamado modelo dos cinco parâmetros. Demonstrou-se que esses cinco parâmetros podem ser obtidos com os dados fornecidos pelos fabricantes e condições solar-meteorológicas às quais o módulo FV pode estar submetido. O presente trabalho

propôs que os cinco parâmetros de referência sejam obtidos com a resolução de um processo de minimização. Ressalta-se a dificuldade de se resolver este pequeno problema de otimização, devido ao alto grau de não-linearidade presente nas suas restrições, acarretando no uso do *Optimization Toolbox* do Matlab. Após a obtenção dos cinco parâmetros de referência, a metodologia empregada para se determinar a variação dos mesmos para outras condições solar-meteorológicas se mostrou de fácil aplicação, assim como a determinação das tensões e correntes no ponto de máxima potência (MPP). A representação de três módulos de fabricantes distintos pelo modelo dos cinco parâmetros possibilitou a obtenção de valores consistentes para as variáveis elétricas indicadas pelos fabricantes e se mostrou eficaz para determinar as variáveis elétricas no MPP para outras condições.

- O módulo FV utilizado para compor a central FV foi o modelo SF220-30-1P240L da fabricante chinesa Hanwha Solar. Foram apresentados os gráficos associados à geração de energia elétrica (tensão, corrente e potência) para este módulo, quando o mesmo foi submetido às três condições solar-meteorológicas de análise. Percebeu-se que somente em duas horas do dia de maior radiação solar, o módulo gera potência na sua capacidade máxima, aproximadamente 240 W. Com os dados de radiação disponíveis, ressaltou-se que o fator de capacidade para o módulo FV é de somente 0,16.
- Com a escolha do módulo a ser utilizado, pode-se formar a central FV, a qual resulta na associação série/paralelo de módulos e inversores de frequência, além da necessidade de incluir um transformador elevador para adequar a tensão de geração com a tensão de conexão. O inversor foi escolhido visando o melhor aproveitamento do rendimento do mesmo, sendo que a metodologia aplicada para determinação do rendimento foi baseada na curva fornecida pelo fabricante, considerando que os módulos podem operar em diversas condições. O transformador elevador foi representado por sua impedância série, sendo que o valor utilizado foi determinado através do conhecimento de valores típicos para transformadores de capacidade similar.

- Foi implementado um programa computacional de Fluxo de Potência Ótimo considerando a central FV baseado no método de Pontos Interiores versão Preditor-Corretor (PI-PC).
- O desempenho do método PI-PC foi analisado em simulações usando três alimentadores reais da Subestação Trindade de propriedade da Celesc Distribuição S.A.. Os resultados indicaram que o método foi eficaz para os três alimentadores, atingindo a convergência em poucas iterações. Foram apresentados os valores finais das variáveis de otimização, das variáveis de folga e dos multiplicadores de Lagrange. Todos eles indicaram que as soluções obtidas satisfizeram as condições de otimalidade de 1ª ordem de Karush-Kuhn-Tucker.
- O principais resultados foram obtidos no estudo de caso, o qual analisou o efeito da geração FV na minimização das perdas totais do alimentador TDE-06 da Celesc ao longo de quatro dias típicos. Para tanto, 12 cenários distintos foram formados considerando 4 condições solar-meteorológicas e de carregamento e, para cada condição, três casos de operação da central FV (desconectada – sistema original, operando com fator de potência unitário e operando com possibilidade de compensar reativos para a rede). Destacam-se os seguintes pontos:
 - Percebeu-se que a central FV tem impacto positivo na minimização das perdas totais no alimentador em qualquer cenário, chegando a reduzir 37,5% das perdas num determinado cenário.
 - Em média, pode-se alegar que a redução das perdas pode ser de 14% a 18%, dependendo a geração ou não de reativos para rede.
 - Apontou-se que se a central FV fornece reativos para a rede, as perdas elétricas no alimentador são menores do que quando ela opera com fator de potência unitário, pois, no primeiro caso, o alimentador irá operar com potência aparente menor do que quando a central não gera reativos para a rede.
 - Percebeu-se que os inversores escolhidos limitavam a minimização das perdas, pois em dias de alta radiação, a central FV apresentava limitações de geração de potência reativa nas horas próximas ao meio-dia. Ao aumentar a capacidade dos inversores, percebeu-se que, de fato, a central FV gerou mais reativos nesses horários,

porém não chegaram a atingir sua capacidade máxima, devido às condições impostas pelas restrições operacionais de tensão. Por outro lado, observou-se que, com esse acréscimo de geração reativa, a diminuição das perdas foi marginal. Percebe-se que a metodologia empregada para dimensionamento dos inversores é adequada para este problema, e que a mesma só deveria ser revista caso fosse de interesse a minimização dos desvios de tensão ou até mesmo a maximização de reserva de potência reativa.

Para trabalhos futuros, recomenda-se:

- Obtenção de dados solarimétricos e meteorológicos para o local de instalação da central FV, no caso na cidade de Florianópolis ou se possível nas proximidades da Universidade Federal de Santa Catarina.
- Análise dos dados de radiação tendo em vista a teoria de erros, com a obtenção de séries históricas, erros dos equipamentos, correlações com dados de satélite, etc.
- Consolidar os dados de radiação instantânea obtidos pela metodologia aplicada neste trabalho ao compará-los com dados reais de radiação medidos por estações solarimétricas localizadas próximo ao local de estudo.
- Consolidar o método dos cinco parâmetros ao submeter o módulo FV de estudo sob diversas condições solar-meteorológicas.
- Atualizar a configuração dos alimentadores de estudo conforme a teoria de pontos notáveis apresentada por Grabolle (2010).
- Avaliação econômica da redução das perdas elétricas em um alimentador com a inserção da geração FV.
- Analisar o efeito da geração solar fotovoltaica usando outros índices de desempenho operativos tais como mínimos desvios de tensão em relação aos valores nominais e máximo carregamento dos alimentadores.

A partir do FPO proposto, avaliar os efeitos de diferentes posicionamentos da central FV ao longo de um alimentador ou até mesmo os efeitos de várias centrais fotovoltaicas distribuídas ao longo do mesmo.

7 REFERÊNCIAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 10899 Energia solar fotovoltaica - Terminologia**. Rio de Janeiro, 2013.

BRANO, V.; ORIOLI, A.; CIULLA, G.; GANGI, A. "An Improved Five-parameter Model for Photovoltaic Modules". **Solar Energy Materials & Solar Cells**, Vol. 94, 1358-1370. Elsevier, 2010.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa N° 482**, de 17 de Abril de 2012. Brasília, 2012.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimentos de Distribuição: Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição**. Revisão 5. Brasília, 2012.

CELESC DISTRIBUIÇÃO S.A. **Requisitos para a Conexão de Micro ou Minigeradores de Energia ao Sistema Elétrico Da Celesc Distribuição**. Manual de Procedimentos n° I-432.0004. Florianópolis: 2014.

DJARALLAH, M.; AZOUI, B. "Grid Connected Interactive Photovoltaic Power Flow Analysis: A Technique for System Operation Comprehension and Sizing". **Universities Power Engineering Conference - UPEC**. Vol. 01, p 69-73. IEEE, 2006.

DOMMEL, H. W.; TINNEY, W. F. "Optimal Power Solutions". **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**. Vol. 87, pp. 1866-1876. 1968.

DUFFIE, John A.; BECKMAN, William A.. **Solar Engineering of Thermal Process**. 3. ed. New Jersey: John Wiley&Sons, 2006.

FRANK, Stephen; STEPONAVICE, Ingrida; REBERNNACK, Stephen. "Optimal power flow: a bibliographic survey I". **Energy Systems**. Vol. 3, Issue. 3, p 221-258. Springer, 2012.

GRABOLLE, Priscila Braun. **A Integração de Sistemas Solares Fotovoltaicos em Larga Escala no Sistema Elétrico de Distribuição Urbana**. Tese de Doutorado, Departamento de Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, 2010.

GRANVILLE, S.; MELO, J. C. O.; MELO, A. C. G. "Application of Interior Point Methods to Power Flow Unsolvability". **IEEE Transactions on Power Systems**. Vol. 11, No. 2, pp. 1096-1103. 1996.

HAY, John E.; MCKAY, Donald C. "Estimating Solar Irradiance on Inclined Surfaces: A Review and Assessment oh Methodologies". **International Journal of Sustainable Energy**. Issue 4-5, Vol. 3, p 203-210. Taylor & Francis, 1985.

KONG, Kon Chuen; MAMAT, Mustafa bin; IBRAHIM, Mohd. Zamri; MUZATHIK, Abdul Majeed. "New Approach on Mathematical Modeling of Photovoltaic Solar Panel". **Applied Mathematical Sciences**. Vol. 6, no. 8, p 381-401. Springer, 2012.

LUQUE, Antonio; HEGEDUS, Steven. **Handbook of Photovoltaic Science and Engineering**. 2. ed. [S.l.]: John Wiley&Sons, 2011.

MARTIN, N.; RUIZ, J. C. "Calculating of the PV Modules Angular Losses under Field Conditions by Means of an Analytical Model". **Solar Energy Materials & Solar Cells**. Vol. 70, p 25-38. Elsevier, 2001.

MASSON, G.; ORLAND, S..**Global Market Outlook: For Photovoltaics 2104-2018**. European Photovoltaic Industry Association. 2013.

PATEL, Mukund R. **Wind and Solar Power Systems**. 1. ed. USA: CRC Press LLC, 1999.

SAADAT, Hadi. **Power System Analysis**. 1. ed. USA: WCB/McGraw-Hill, 1999.

SALGADO, Roberto de S.; RANGEL, Edemilson L. "Optimal Power Flow Solutions through Multi-Objective Programming". **8th World Energy System Conference**, WESC 2010. Vol. 42, Issue. 1, p. 35-45. Elsevier, 2012.

SCHIOCHET, André Fernando. **Fluxo de Potência Ótimo Multi-Objetivo: Abordagem Utilizando uma Estratégia de Parametrização**. Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, 2006.

SOTO, W. de; KLEIN, S. A.; BECKMAN, W. A. "Improvement and Validation of a Model for Photovoltaic Array Performance". **Solar Energy**. Vol. 80, p 78-88. Elsevier, 2006.

SOTO, Widalys De. **Improvement and Validation of a Model for Photovoltaic Array Performance**. Dissertação de Mestrado, Department of Mechanical Engineering. University of Wisconsin – Madison, 2004.

TORRES, Geraldo L.; QUINTANA, Victor H. "Optimal Power Flow via Interior Point Methods: An Educational Tool in Matlab". **Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering**. Vol. 02, p. 996-999. Calgary, Canada: IEEE, 1996.

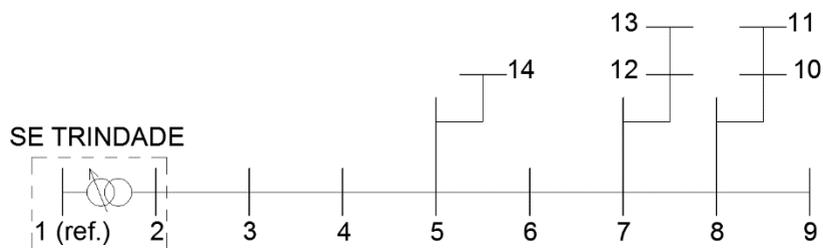
WU, Yu-Chi; DEBS, A. S.; MARSTEN, R. E. "A Direct Nonlinear Predictor-Corrector Primal-Dual Interior Point Algorithm for Optimal Power Flows". **IEEE International Transactions on Power Systems**. Vol. 09, No. 2, p. 876-883. IEEE, 1996.

YI-BO, Wang; CHUN-SHENG, Wu; HUA, Liao; HONG-HUA, Xu.
"Steady-State Model and Power Flow Analysis of Grid-Connected
Photovoltaic Power System". **IEEE International Conference on
Industrial Technology**. P01-06. Chengdu: IEEE, 2008.

ANEXO A – DADOS DO ALIMENTADOR TDE-06

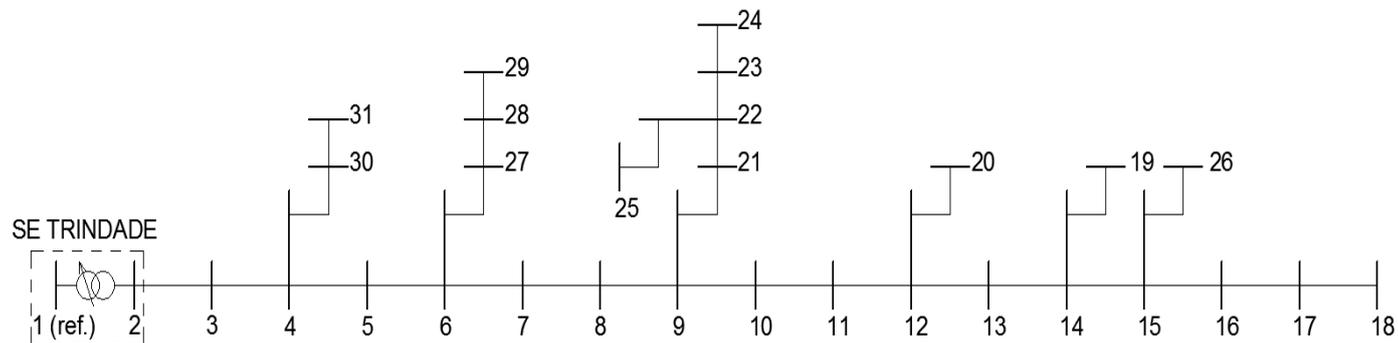
Ramo	Barra de origem	Barra de destino	Resistência série (%)	Reatância Série (%)	Carga ativa (p.u.)	Carga reativa (p.u.)
1	1	2	0,023	0,230	0,000	0,000
2	2	3	0,098	0,212	0,000	0,000
3	3	4	0,118	0,254	0,000	0,000
4	4	5	0,004	0,008	0,011	0,005
5	5	6	0,005	0,011	0,011	0,005
6	6	7	0,029	0,063	0,046	0,021
7	7	8	0,027	0,059	0,160	0,071
8	8	9	0,015	0,032	0,114	0,050
9	8	10	0,025	0,012	0,076	0,034
10	10	11	0,042	0,014	0,815	0,360
11	7	12	0,002	0,002	0,038	0,016
12	12	13	0,033	0,047	4,322	1,903
13	5	14	0,003	0,006	0,000	0,000

DIAGRAMA UNIFILAR TDE-06



ANEXO B – DADOS DO ALIMENTADOR TDE-07

Ramo	Barra de origem	Barra de destino	Resistência série (%)	Reatância Série (%)	Carga ativa (p.u.)	Carga reativa (p.u.)
1	1	2	0,023	0,230	0,000	0,000
2	2	3	0,005	0,011	0,000	0,000
3	3	4	0,011	0,023	0,000	0,000
4	4	5	0,066	0,142	0,000	0,000
5	5	6	0,008	0,017	0,051	0,018
6	6	7	0,016	0,034	0,537	0,195
7	7	8	0,071	0,152	0,870	0,316
8	8	9	0,039	0,085	0,417	0,151
9	9	10	0,008	0,017	0,135	0,049
10	10	11	0,016	0,034	0,068	0,025
11	11	12	0,003	0,006	0,120	0,044
12	12	13	0,042	0,091	0,603	0,219
13	13	14	0,039	0,085	0,588	0,213
14	14	15	0,011	0,023	0,218	0,079
15	15	16	0,021	0,044	0,290	0,105
16	16	17	0,037	0,080	0,390	0,142
17	17	18	0,042	0,091	0,162	0,059
18	14	19	0,001	0,002	0,000	0,000
19	12	20	0,001	0,002	0,000	0,000
20	9	21	0,005	0,003	0,000	0,000
21	21	22	0,015	0,008	0,000	0,000
22	22	23	0,019	0,015	0,000	0,000
23	23	24	0,164	0,056	0,000	0,000
24	22	25	0,008	0,003	0,445	0,161
25	15	26	0,008	0,003	0,580	0,211
26	6	27	0,003	0,002	0,076	0,028
27	27	28	0,035	0,026	0,191	0,069
28	28	29	0,175	0,130	0,095	0,034
29	4	30	0,003	0,002	0,365	0,132
30	30	31	0,140	0,104	0,466	0,169

DIAGRAMA UNIFILAR TDE-07

ANEXO C – DADOS DO ALIMENTADOR TDE-09

Ramo	Barra de origem	Barra de destino	Resistência série (%)	Reatância Série (%)	Carga ativa (p.u.)	Carga reativa (p.u.)
1	1	2	0,023	0,230	0,000	0,000
2	2	3	0,002	0,004	0,000	0,000
3	3	4	0,165	0,275	0,000	0,000
4	4	5	0,001	0,002	0,053	0,026
5	5	6	0,031	0,068	0,167	0,081
6	6	7	0,068	0,146	0,124	0,060
7	7	8	0,086	0,186	0,019	0,009
8	8	9	0,010	0,021	0,000	0,000
9	9	10	0,010	0,021	0,000	0,000
10	10	11	0,024	0,051	0,000	0,000
11	11	12	0,002	0,004	0,000	0,000
12	12	13	0,009	0,009	0,008	0,004
13	13	14	0,033	0,072	0,189	0,092
14	14	15	0,082	0,176	0,243	0,117
15	15	16	0,028	0,061	0,062	0,030
16	15	17	0,001	0,002	0,805	0,390
17	14	18	0,047	0,016	0,274	0,133
18	11	19	0,001	0,002	0,000	0,000
19	19	20	0,001	0,002	0,000	0,000
20	20	21	0,004	0,008	0,000	0,000
21	10	22	0,025	0,019	0,000	0,000
22	8	23	0,022	0,017	0,000	0,000
23	5	24	0,001	0,002	0,000	0,000
24	20	25	0,002	0,004	0,000	0,000
25	25	26	0,008	0,013	4,249	2,058

DIAGRAMA UNIFILAR TDE-09