



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA  
CENTRO TECNOLÓGICO  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Cristiana da Silva Alexandre

**IMPACTO DE AÇÕES INDEPENDENTES DOS CONSUMIDORES COM  
AUTOGERAÇÃO FOTOVOLTAICA: ANÁLISE VIA FLUXO DE  
POTÊNCIA ÓTIMO BINÍVEL**

Florianópolis  
2021

Cristiana da Silva Alexandre

**IMPACTO DE AÇÕES INDEPENDENTES DOS CONSUMIDORES COM  
AUTOGERAÇÃO FOTOVOLTAICA: ANÁLISE VIA FLUXO DE  
POTÊNCIA ÓTIMO BINÍVEL**

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

Florianópolis

2021

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

Alexandre, Cristiana da Silva  
Impacto de Ações Independentes dos Consumidores com  
Autogeração Fotovoltaica: Análise via Fluxo de Potência  
Ótimo Binível / Cristiana da Silva Alexandre ; orientadora,  
Katia Campos de Almeida, 2021.  
112 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa  
Catarina, Centro Tecnológico, Programa de Pós-Graduação em  
Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2021.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Autogeração Fotovoltaica. 3.  
Fluxo de Potência Ótimo. 4. Otimização Estocástica Binível.  
I. Almeida, Katia Campos de. II. Universidade Federal de  
Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação em Engenharia  
Elétrica. III. Título.

Cristiana da Silva Alexandre

**IMPACTO DE AÇÕES INDEPENDENTES DOS CONSUMIDORES COM  
AUTOGERAÇÃO FOTOVOLTAICA: ANÁLISE VIA FLUXO DE  
POTÊNCIA ÓTIMO BINÍVEL**

O presente trabalho em nível de Mestrado foi avaliado e aprovado por banca  
examinadora composta pelos seguintes membros:

Prof. Delberis Araujo Lima, Dr.  
Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro

Prof. Diego Issicaba, Ph.D.  
Universidade Federal de Santa Catarina

Certificamos que esta é a **versão original e final** do trabalho de conclusão que foi  
julgado adequado para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

---

Prof. Telles Brunelli Lazzarin, Dr.  
Coordenação do Programa de  
Pós-Graduação

---

Profa. Katia Campos de Almeida, Ph.D.  
Orientadora

Florianópolis, 2021.

Dedico este trabalho à minha avó e madrinha Avelina  
(*in memoriam*).

## AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço à Deus, que concedeu a mim saúde, força e coragem para superar as adversidades sobretudo ao longo da pós-graduação. Estendo os agradecimentos à Santa Luzia, protetora dos olhos, que conservou a luz e o brilho dos meus olhos.

Meus mais profundos agradecimentos vão à minha família. Aos meus pais, Jorge Eduardo e Carmen Heluy, pelo apoio incondicional nos momentos mais desafiadores de minha vida, por toda a dedicação e, especialmente, por todo o suporte. Às minhas irmãs, Camila, Carolina e Carliana, pela energia positiva que sempre me transmitiram. À minha sobrinha Maria Cecília, por ser o meu alento.

Ao meu melhor amigo e companheiro Gabriel, pela compreensão, paciência e, principalmente, por todo o amor nos bons e maus momentos. Não tenho como agradecer-lo o suficiente por acreditar em mim e por ser o meu refúgio independentemente de toda a distância.

A todos os professores da Universidade Federal de Santa Catarina que fizeram parte de mais uma etapa de minha formação acadêmica. De modo particular à minha orientadora, Professora Katia Campos de Almeida, sua riqueza de conhecimento, atenção e contribuição foram essenciais para mim nessa jornada da pesquisa.

Aos membros da banca, Professor Delberis Araujo Lima e Professor Diego Issicaba, pela disposição em participar da avaliação deste trabalho e por todos os comentários e sugestões pertinentes.

À CAPES pelo apoio financeiro.

*“A ciência nunca resolve um problema sem criar pelo menos outros dez.”*  
(George Bernard Shaw).

## RESUMO

A inserção de fontes renováveis com geração intermitente e extremamente variável, como a geração solar fotovoltaica, impõe novas condições operativas ao sistema elétrico de potência. No Brasil, a maioria das usinas fotovoltaicas (UFVs) pertencem a pequenos consumidores optantes por gerar parte de seu consumo de energia elétrica através da autogeração. Esses consumidores são, na verdade, *prosumers*, uma vez que têm o direito de serem compensados financeiramente pelo fornecimento de energia à rede. Visto que os *prosumers* possuem interesses individuais, podendo ser contrários aos interesses da concessionária, o presente estudo avalia o impacto de ações independentes dos consumidores com autogeração fotovoltaica na operação em regime permanente de sistemas de distribuição. As condições de operação são determinadas resolvendo dois modelos de Fluxo de Potência Ótimo (FPO). O primeiro modelo representa o despacho centralizado e supõe-se que o operador do sistema de distribuição tem total controle sobre as potências ativa e reativa fornecidas pelos *prosumers*. O segundo modelo analisa a interação estratégica entre a concessionária de distribuição e os *prosumers* pelo modelo de *Stackelberg* e, portanto, resolve-se um FPO binível. O problema de nível superior representa o interesse da concessionária de distribuição em maximizar seu benefício esperado. Os problemas de nível inferior expressam os objetivos dos *prosumers* em minimizar os custos com a compra de energia elétrica e com a manutenção e operação de suas UFVs, sujeitos às limitações de geração de potência ativa e reativa. Este estudo determina o despacho ótimo de geração no horizonte de planejamento de curtíssimo prazo e caracteriza a aleatoriedade da geração solar fotovoltaica através de cenários equiprováveis de irradiância e temperatura. Portanto, uma formulação dinâmica estocástica de dois estágios é adotada. A capacidade de geração de potência ativa das UFVs é obtida a partir de medições de irradiância e temperatura e através da representação dos módulos fotovoltaicos pelo Modelo de Cinco Parâmetros. A absorção ou injeção de potência reativa é limitada pela curva de capacidade do inversor fotovoltaico. A metodologia proposta implementada em ambiente computacional MATLAB e na plataforma de otimização *General Algebraic Modeling System* (GAMS) foi aplicada aos alimentadores reais da concessionária de distribuição do estado de Santa Catarina. Os resultados numéricos obtidos enfatizam o efeito de ações independentes dos consumidores com autogeração fotovoltaica nas condições operativas de sistemas de distribuição.

**Palavras-chave:** Autogeração Fotovoltaica, Modelo de *Stackelberg*, Operação em Regime Permanente, Otimização Binível, Otimização Estocástica.



## ABSTRACT

The penetration of renewable sources with intermittent and extremely variable generation, such as photovoltaic solar generation, imposes new operating conditions on the electrical power system. In Brazil, most photovoltaic (PV) plants belong to small consumers who choose to generate part of their electricity consumption through self-generation. These consumers are, in fact, *prosumers*, since they have the right to be financially compensated for providing power to the grid. Since *prosumers* have individual interests, which may be contrary to the interests of the distribution system operator, this study evaluates the impact of their independent actions on the steady-state performance of the distribution system. Therefore, steady-state operating conditions are calculated by solving two optimal power flow (OPF) models. The first model represents centralized dispatch and it is assumed that the distribution system operator (DSO) has total control of the amounts of active and reactive power provided by *prosumers*. The second model analyzes the strategic interaction between the distribution company and the *prosumers* through the *Stackelberg* competition and therefore a bilevel optimal power flow (BOPF) is solved. The first-level problem represents the distribution system operator interest in maximizing its expected benefit. The lower-level problems express the *prosumers* objectives in minimizing expenditures, which are associated with the energy bought from the grid and operation and maintenance of their PV plants, subject to their limitations of active and reactive power generation. This study determines the optimal generation dispatch in the very short-term planning horizon and the variability of the solar PV generation was represented through a set of equiprobable irradiance and temperature scenarios. Therefore, a two-stage stochastic dynamic formulation is adopted. The active power generation capacity of PV plants is calculated from measurements of solar irradiance and temperature and through the representation of PV modules by the Five-Parameter Model. Reactive power absorption or injection is limited by the PV inverter capability curve. The proposed methodology implemented in the MATLAB computational environment and in the *General Algebraic Modeling System* (GAMS) optimization platform. It was applied to real feeders of the distribution company in the state of Santa Catarina. The numerical results obtained emphasize the effect of the independent actions of consumers with PV self-generation on the operating conditions of distribution systems.

**Keywords:** Photovoltaic Self-Generation, *Stackelberg* Competition, Steady State Performance, Bilevel Optimization, Stochastic Optimization.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Capacidade Acumulada da Potência Fotovoltaica Global . . . . .	19
Figura 2.1 – Componentes da Radiação Solar . . . . .	31
Figura 2.2 – Associação Modular de um Sistema Fotovoltaico . . . . .	34
Figura 2.3 – Circuito Equivalente Modelo de Cinco Parâmetros (a) Ideal e (b) Real . . . . .	35
Figura 2.4 – Curva Característica I-V nas Condições STC . . . . .	36
Figura 2.5 – Variação da (a) Irradiância e (b) Temperatura sobre a Curva I-V . . . . .	38
Figura 2.6 – Limites de Geração da UFV . . . . .	42
Figura 2.7 – Fluxograma para Determinação da Potência da UFV . . . . .	44
Figura 2.8 – Diagrama do Modelo Completo da UFV . . . . .	45
Figura 3.1 – Modelo $\pi$ para Linha de Distribuição . . . . .	48
Figura 3.2 – Representação do Transformador OLTC . . . . .	49
Figura 3.3 – Perfil da Irradiância e Temperatura de um mês típico . . . . .	53
Figura 3.4 – Perfil da Irradiância e Temperatura de quatro dias típicos . . . . .	54
Figura 3.5 – Árvore de Cenários para Programação Estocástica de Dois Estágios . . . . .	56
Figura 3.6 – Sistema-teste . . . . .	58
Figura 4.1 – Interação Estratégica entre Concessionária e Consumidor Atuante . . . . .	64
Figura 5.1 – Irradiância e Temperatura nos Cenários de Análise . . . . .	71
Figura 5.2 – Curvas de Eficiência do Inversor . . . . .	72
Figura 5.3 – Curva de Eficiência Estimada do Inversor . . . . .	73
Figura 5.4 – Configuração do Arranjo Fotovoltaico . . . . .	74
Figura 5.5 – Carga nas Barras dos Sistemas-Teste . . . . .	75
Figura 5.6 – Limite de Geração da UFV no Verão . . . . .	76
Figura 5.7 – Limite de Geração da UFV no Inverno . . . . .	76
Figura 5.8 – Fator de Carga . . . . .	77
Figura 5.9 – Carga Total do Sistema de 14 Barras . . . . .	79
Figura 5.10–Perfil de Tensão no Verão - Sistema de 14 Barras . . . . .	79
Figura 5.11– <i>Tap</i> do Transformador OLTC no Verão - Sistema de 14 Barras . . . . .	80
Figura 5.12–Potência Ativa Gerada e Carga no Verão - Sistema de 14 Barras . . . . .	80
Figura 5.13–Potência Reativa Gerada e Carga no Verão - Sistema de 14 Barras . . . . .	81
Figura 5.14–Potências Geradas e Carga no Inverno - Sistema de 14 Barras . . . . .	83
Figura 5.15–Diferenças [%] Benefício Marginal e LMP . . . . .	86
Figura 5.16–Benefício Marginal da Concessionária - Sistema de 14 barras . . . . .	86
Figura 5.17–Carga Total do Sistema de 31 Barras . . . . .	87
Figura 5.18–Cargas dos <i>Prosumers</i> - Sistema de 31 barras . . . . .	87
Figura 5.19–Perfil de Tensão - Sistema de 31 Barras . . . . .	88
Figura 5.20– <i>Tap</i> do Transformador OLTC - Sistema de 31 Barras . . . . .	89
Figura 5.21–Potência Ativa Gerada e Carga - Sistema de 31 Barras . . . . .	90

Figura 5.22–Potência Reativa Gerada e Carga no Verão - Sistema de 31 Barras . . .	91
Figura 5.23–Carga Ativa e Geração Fotovoltaica . . . . .	93
Figura 5.24–Magnitude da Tensão - Sistema de 31 barras . . . . .	94
Figura A.1–Diagrama Unifilar TDE-06 . . . . .	111
Figura A.2–Diagrama Unifilar TDE-09 . . . . .	111

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1 – Geração Solar Fotovoltaica [MWmed] . . . . .	20
Tabela 1.2 – Capacidade Instalada por Estado . . . . .	21
Tabela 2.1 – Coeficiente de Montagem para Diferentes Configurações . . . . .	33
Tabela 3.1 – Dados nas Barras do Sistema-teste . . . . .	58
Tabela 3.2 – Cenários de Geração Solar Fotovoltaica . . . . .	58
Tabela 5.1 – Principais Características do Inversor . . . . .	72
Tabela 5.2 – Principais Características do Módulo . . . . .	73
Tabela 5.3 – Impacto da UFV no Verão - Sistema de 14 Barras . . . . .	81
Tabela 5.4 – Benefício da Concessionária [ $10^3$ \$] no Verão - Sistema de 14 Barras . .	81
Tabela 5.5 – Custos do <i>Prosumer</i> [ $10^3$ \$] no Verão - Sistema de 14 Barras . . . . .	82
Tabela 5.6 – Impacto da UFV - Sistema de 14 Barras . . . . .	84
Tabela 5.7 – Potência Ativa Gerada e Carga [MWh] - Sistema de 14 Barras . . . . .	84
Tabela 5.8 – Potência Reativa Gerada e Carga [MVARh] - Sistema de 14 Barras . . .	85
Tabela 5.9 – Benefício da Concessionária [ $10^3$ \$] - Sistema de 14 Barras . . . . .	85
Tabela 5.10–Custos do <i>Prosumer</i> [ $10^3$ \$] - Sistema de 14 Barras . . . . .	85
Tabela 5.11–Cargas dos <i>Prosumers</i> - Sistema de 31 barras . . . . .	87
Tabela 5.12–Potência Ativa Gerada e Carga [MWh] - Sistema de 31 Barras . . . . .	90
Tabela 5.13–Potência Reativa Gerada e Carga [MVARh] - Sistema de 31 Barras . . .	90
Tabela 5.14–FP e Potência Aparente da Subestação - Sistema de 31 Barras . . . . .	91
Tabela 5.15–Perdas de Potência - Sistema de 31 Barras . . . . .	92
Tabela 5.16–Fluxo de Potência Complexa no Ramo 15–26 - Sistema de 31 barras .	93
Tabela 5.17–Benefício da Concessionária [ $10^3$ \$] - Sistema de 31 Barras . . . . .	94
Tabela 5.18–Custos dos <i>Prosumers</i> [ $10^3$ \$] - Sistema de 31 Barras . . . . .	95
Tabela 5.19–Potência Ativa Gerada e Custos [ $10^3$ \$] no Verão - Sistema de 31 barras	95
Tabela 5.20–Potência Ativa Gerada e Custos [ $10^3$ \$] Inverno - Sistema de 31 barras	96
Tabela 5.21–Potência Reativa Gerada e Custos [ $10^3$ \$] no Verão - Sistema de 31 barras	96
Tabela 5.22–Potência Reativa Gerada e Custos [ $10^3$ \$] no Inverno - Sistema de 31 barras . . . . .	97

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BLP	<i>Bilevel Programming Problem</i>
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CELESC	Centrais Elétricas de Santa Catarina
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CHESF	Companhia Hidrelétrica do São Francisco
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
ENERQ	Centro de Estudos em Regulação e Qualidade de Energia
FPO	Fluxo de Potência Ótimo
GAMS	<i>General Algebraic Modeling System</i>
GD	Geração Distribuída
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i>
ISEP	Instituto Superior de Engenharia do Porto
KKT	<i>Karush-Kuhn-Tucker</i>
LABREN	Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia
LABSOLAR	Laboratório de Energia Solar
MME	Ministério de Minas e Energia
MPP	<i>Maximum Power Point</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
NOCT	<i>Nominal Operating Cell Temperature</i>
OLTC	<i>On Load Tap Changer</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
STC	<i>Standard Testing Conditions</i>
UFPE	Universidade Federal do Pernambuco
UFSC	Universidade Federal de Santa Catarina
UFV	Usina Fotovoltaica
USP	Universidade de São Paulo

## LISTA DE SÍMBOLOS

### Conjuntos

$\Omega_k$	Conjunto de barras vizinhas à barra $k$ .
$I_{FV}$	Conjunto de barra com UFV.
$I_{tr}$	Conjunto de barra origem do circuito do transformador OLTC.
$I_{a_{tr}}$	Conjunto de barra fictícia do circuito do transformador OLTC.

### Funções e Vetores

$f$	Função objetivo de nível inferior.
$F$	Função objetivo de nível superior.
$\mathbf{g}(\mathbf{x})$	Vetor das restrições de igualdade.
$\mathbf{h}(\mathbf{x})$	Vetor das restrições de desigualdade.
$\mathbf{x}, \mathbf{y}$	Vetor de variáveis de otimização.

### Índices

$i$	Índice de barra fictícia.
$k, m$	Índice de barra.
$r$	Índice do inversor.
$t$	Índice de período de tempo.
$\omega$	Índice de cenário de irradiância/temperatura.

### Limites

max sobrescrito	Limite máximo.
min sobrescrito	Limite mínimo.

### Parâmetros

$b_{km}$	Susceptância <i>shunt</i> do ramo $k - m$ .
$r_{km}$	Resistência série do ramo $k - m$ .
$x_{km}$	Reatância série do ramo $k - m$ .
$z_{km}$	Impedância série do ramo $k - m$ .

$n_b$	Número total de barras do sistema.
$n_{FV}$	Número total de UFVs do sistema.
$n_{inv}$	Número total de inversores nas UFV.
$\eta_{r,\omega}$	Rendimento do $r$ -ésimo inversor da UFV no cenário $\omega$ .
$n_p$	Número total de períodos.
$N_s$	Número total de células em série de um módulo fotovoltaico.
$n_\omega$	Número total de cenários de irradiância/temperatura.
$G, G_{STC}$	Irradiância solar.
$G_{TOT,\omega}(\gamma, \beta)$	Irradiância total efetiva incidente em uma superfície com inclinação $\beta$ e azimute $\gamma$ no cenário $\omega$ .
$G_{DIR,\omega}(\gamma, \beta)$	Irradiância direta incidente em uma superfície com inclinação $\beta$ e azimute $\gamma$ no cenário $\omega$ .
$G_{DIF,\omega}(\gamma, \beta)$	Irradiância difusa incidente em uma superfície com inclinação $\beta$ e azimute $\gamma$ no cenário $\omega$ .
$G_{ALB,\omega}(\gamma, \beta)$	Irradiância de albedo incidente em uma superfície com inclinação $\beta$ e azimute $\gamma$ no cenário $\omega$ .
$I$	Corrente elétrica produzida por um módulo fotovoltaico.
$I_D$	Corrente da junção p–n do diodo do circuito equivalente.
$I_L$	Corrente fotogerada do circuito equivalente.
$I_{mp}$	Corrente de máxima potência.
$I_{mp,STC}$	Corrente de máxima potência nas condições STC.
$I_o$	Corrente de saturação reversa do diodo.
$I_{sc}$	Corrente de curto-circuito.
$I_{sc,STC}$	Corrente de curto-circuito nas condições STC.
$P$	Potência elétrica em CC produzida por um módulo fotovoltaico.
$P_{CC_{k,t,\omega}}$	Potência ativa em CC produzida pelo módulo fotovoltaico no período $t$ e cenário $\omega$ .
$P_{d_{k,t}}$	Potência ativa demandada na barra $k$ , período $t$ .

$P_{FV_{k,t,\omega}}$	Potência ativa gerada pela UFV na barra $k$ , período $t$ e cenário $\omega$ .
$P_{g_{k,t,\omega}}$	Potência ativa gerada na barra $k$ , período $t$ e cenário $\omega$ .
$P_k$	Potência ativa injetada na barra $k$ .
$P_{km}$	Fluxo de potência ativa do ramo $k - m$ .
$P_{mp}$	Potência de máxima potência do módulo fotovoltaico.
$P_{se,t,\omega}$	Potência ativa gerada pela subestação, período $t$ e cenário $\omega$ .
$Q_{d_{k,t}}$	Potência reativa demandada na barra $k$ , período $t$ .
$Q_{FV_{k,t,\omega}}$	Potência reativa gerada pela UFV na barra $k$ , período $t$ , cenário $\omega$ .
$Q_{g_{k,t,\omega}}$	Potência reativa gerada na barra $k$ , período $t$ , cenário $\omega$ .
$Q_k$	Potência injetada reativa na barra $k$ .
$Q_{km}$	Fluxo de potência reativa do ramo $k - m$ .
$Q_{L_{km,t,\omega}}$	Perdas de potência reativa no ramo $k - m$ .
$Q_{perdas}$	Perdas totais de potência reativa nos ramos do sistema.
$Q_{se,t,\omega}$	Potência reativa gerada pela subestação, período $t$ , cenário $\omega$ .
$S_k^{inv}$	Capacidade máxima do inversor.
$S_{km}$	Fluxo de potência complexa do ramo $k - m$ .
$S_{se,t,\omega}$	Potência aparente gerada pela subestação, período $t$ , cenário $\omega$ .
$R_s$	Resistência série do circuito equivalente.
$R_{sh}$	Resistência <i>shunt</i> do circuito equivalente.
$R_{sho}$	Resistência <i>shunt</i> de curto-circuito.
$T_{a,\omega}$	Temperatura ambiente no cenário $\omega$ .
$T_c, T_{c,\omega}$	Temperatura de operação do módulo.
$T_{c,STC}$	Temperatura de operação do módulo nas condições STC.
$\theta_{km}$	Diferença angular das tensões do ramo $k - m$ .
$\theta_{k,t,\omega}$	Ângulo da tensão da barra $k$ , período $t$ e cenário $\omega$ .
$V$	Tensão produzida por um módulo fotovoltaico.



$V_{k,t,\omega}$	Magnitude da tensão da barra $k$ , período $t$ , cenário $\omega$ .
$V_{mp}$	Tensão de máxima potência.
$V_{mp,STC}$	Tensão de máxima potência nas condições STC.
$V_{oc}$	Tensão de circuito aberto
$V_{oc,STC}$	Tensão de circuito aberto nas condições STC.
$V_t$	Potencial térmico.
$v_\omega$	Velocidade do vento no cenário $\omega$ .
$\omega_m$	Coefficiente de montagem.
$\delta$	Fator de carregamento do inversor.

### Variáveis

$c_2, c_1$	Coefficientes da função benefício da concessionária.
$\hat{c}_{p_k}, \hat{c}_{q_k}$	Coefficientes da função custo do <i>prosumer</i> .
$FP$	Fator de potência do alimentador.
$\lambda_{k,t,\omega}$	Multiplicador de Lagrange associado à restrição de balanço de potência.
$\pi_{p_{k,t,\omega}}^{\min, \max}$	Multiplicadores de Lagrange mínimos e máximos associados à geração de potência ativa da UFV.
$\pi_{q_{k,t,\omega}}^{\min, \max}$	Multiplicadores de Lagrange mínimos e máximos associados à geração de potência reativa da UFV.
$\rho, \eta$	Variáveis binárias associadas à geração de potência ativa e reativa da UFV.
$\pi_\omega$	Probabilidade de ocorrência de cada cenário de irradiação/temperatura.

## SUMÁRIO

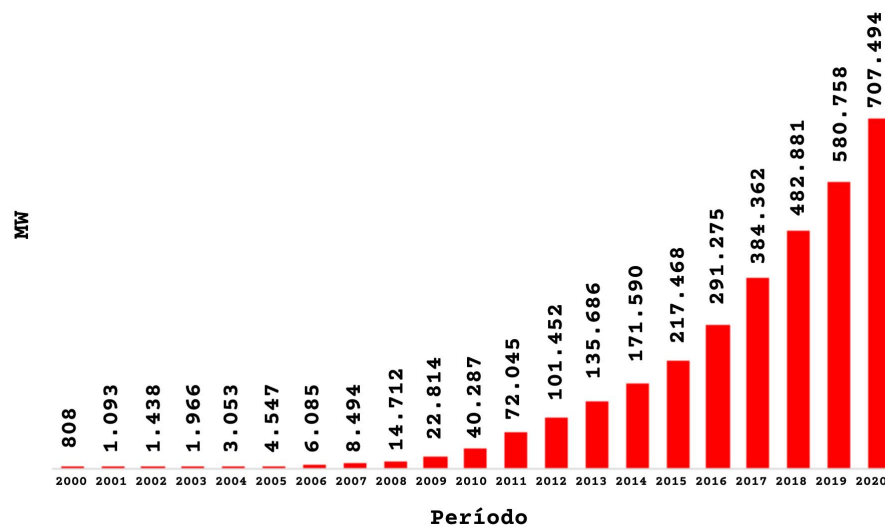
<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO . . . . .</b>	<b>19</b>
1.1	CONTEXTUALIZAÇÃO DO PROBLEMA . . . . .	19
1.1.1	<b>Geração Solar Fotovoltaica no Brasil . . . . .</b>	<b>20</b>
1.2	LEGISLAÇÃO SOBRE A GERAÇÃO FOTOVOLTAICA . . . . .	21
1.2.1	<b>Regulação da Autogeração . . . . .</b>	<b>22</b>
1.2.2	<b>Tarifação da Energia para Consumidores de Baixa Tensão . . . . .</b>	<b>22</b>
1.3	OPERAÇÃO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO FOTOVOLTAICA . . . . .	23
1.4	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA . . . . .	24
1.5	OBJETIVOS DA DISSERTAÇÃO . . . . .	28
1.6	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO . . . . .	29
<b>2</b>	<b>ASPECTOS DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA . . . . .</b>	<b>30</b>
2.1	INTRODUÇÃO . . . . .	30
2.2	FUNDAMENTOS BÁSICOS . . . . .	30
2.2.1	<b>Radiação Solar . . . . .</b>	<b>30</b>
2.2.2	<b>Temperatura . . . . .</b>	<b>32</b>
2.3	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS . . . . .	33
2.3.1	<b>Módulos Fotovoltaicos e suas Conexões . . . . .</b>	<b>34</b>
2.3.2	<b>Inversores . . . . .</b>	<b>34</b>
2.4	MODELAGEM DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS . . . . .	35
2.4.1	<b>Circuito Elétrico Equivalente . . . . .</b>	<b>35</b>
2.4.2	<b>Variação dos Parâmetros com as Condições de Operação . . . . .</b>	<b>37</b>
2.4.3	<b>Modelo de Cinco Parâmetros . . . . .</b>	<b>38</b>
2.5	REPRESENTAÇÃO DOS LIMITES DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA . . . . .	41
2.6	SÍNTESE DO CAPÍTULO . . . . .	45
<b>3</b>	<b>INSERÇÃO DA USINA FOTOVOLTAICA NO PROBLEMA DE FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO . . . . .</b>	<b>46</b>
3.1	INTRODUÇÃO . . . . .	46
3.2	OPERAÇÃO EM REGIME PERMANENTE DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO . . . . .	46
3.2.1	<b>Modelagem do Sistema de Distribuição . . . . .</b>	<b>46</b>
3.2.2	<b>Fluxo de Potência Ótimo . . . . .</b>	<b>52</b>
3.3	OPERAÇÃO ÓTIMA DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO FOTOVOLTAICA . . . . .	53
3.3.1	<b>Função Objetivo . . . . .</b>	<b>56</b>
3.3.2	<b>Equações de Balanço de Potência . . . . .</b>	<b>57</b>
3.3.3	<b>Limites Físicos e Operacionais . . . . .</b>	<b>57</b>

3.3.4	<b>FPO Dinâmico Estocástico de Dois Estágios: Modelo Completo</b>	<b>57</b>
3.3.5	<b>Exemplo Ilustrativo</b>	<b>58</b>
3.4	SÍNTESE DO CAPÍTULO	60
4	<b>FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO BINÍVEL</b>	<b>62</b>
4.1	INTRODUÇÃO	62
4.2	PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO BINÍVEL	62
4.2.1	<b>Fundamentos da Otimização Binível</b>	<b>63</b>
4.3	FORMULAÇÃO DO PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO BINÍVEL	64
4.3.1	<b>Resolução do Problema de Otimização Binível</b>	<b>66</b>
4.4	ESTUDOS ADICIONAIS	68
4.5	SÍNTESE DO CAPÍTULO	69
5	<b>RESULTADOS E DISCUSSÕES</b>	<b>70</b>
5.1	INTRODUÇÃO	70
5.2	CARACTERIZAÇÃO DOS CENÁRIOS DE ANÁLISE	70
5.3	FORMAÇÃO DAS USINAS FOTOVOLTAICAS	71
5.4	ESTUDOS DE CASO	77
5.4.1	<b>Resultados para o Sistema de 14 Barras</b>	<b>78</b>
5.4.1.1	Comparação entre os Cenários de Verão e de Inverno	83
5.4.2	<b>Resultados para o Sistema de 31 Barras</b>	<b>87</b>
5.5	SÍNTESE DO CAPÍTULO	97
6	<b>CONCLUSÕES</b>	<b>98</b>
6.1	INTRODUÇÃO	98
6.2	RESULTADOS PRINCIPAIS	98
6.3	SUGESTÃO PARA ESTUDOS FUTUROS	100
	<b>REFERÊNCIAS</b>	<b>101</b>
	<b>APÊNDICE A – DADOS DOS ALIMENTADORES</b>	<b>111</b>

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DO PROBLEMA

A crescente demanda por energia elétrica e a busca pela diversidade na matriz energética associadas a uma preocupação cada vez maior com o meio ambiente propiciam investimentos e pesquisas em geração de energia a partir de fontes renováveis. As fontes de energia renováveis são consideradas uma alternativa ao modelo energético atual, visto que o seu uso causa menos impactos negativos ao meio ambiente. Com notória visibilidade, a energia solar fotovoltaica é a fonte renovável que mais recebeu incentivos nos últimos 20 anos, sobretudo devido ao interesse no mercado de energia solar fotovoltaica e ao poder de escolha direto dos consumidores (VLASITS, 2021). De 2000 até 2020, a capacidade instalada desta fonte de energia no mundo apresentou um comportamento exponencial, chegando a 707 GW, conforme pode ser observado na Figura 1.1.



**Figura 1.1** – Capacidade Acumulada da Potência Fotovoltaica Global

Fonte: Adaptado de IRENA (2021).

Os dados divulgados pela *International Renewable Energy Agency* (IRENA) até agosto de 2021, registram a China, Estados Unidos e Japão como os três países com maior capacidade instalada de energia solar fotovoltaica no mundo (IRENA, 2021). Os resultados mostram a China com capacidade de aproximadamente 254 GW, enquanto os Estados Unidos e o Japão apresentam capacidade instalada de aproximadamente 75 e 67 GW, respectivamente. O Brasil, embora seja um dos países líderes em potencial de recursos solares, possui apenas 12,20 GW operacionais (ABSOLAR, 2021b).

No atual cenário da matriz energética global, há uma participação crescente de usinas fotovoltaicas (UFVs) na geração de energia elétrica. Muitas dessas UFVs pertencem principalmente aos consumidores com maior liberdade para operá-las. Como se trata de

uma geração intermitente e extremamente variável e, devido ao comportamento aleatório da irradiância e temperatura, que são grandezas que afetam a potência produzida por um módulo fotovoltaico, ao ser inserida no sistema de distribuição impõe novas condições operativas ao sistema elétrico de potência (SEP). Visto que os consumidores possuem interesses individuais, podendo ser contrários aos interesses da concessionária, um estudo para avaliar o impacto de ações independentes dos consumidores com autogeração fotovoltaica na operação em regime permanente do sistema de distribuição torna-se relevante.

### 1.1.1 Geração Solar Fotovoltaica no Brasil

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) registrou em dezembro de 2021 uma participação equivalente à 63,20% de geração hidrelétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), o que comprova a predominância e a dependência desse tipo de energia pelo Brasil (ONS, 2021). Quando há falta ocasional de chuvas, existe uma participação maior de outras fontes de energia, especialmente as provenientes de termelétricas; estas são utilizadas devido à sua disponibilidade mesmo em períodos de escassez hídrica. Do ponto de vista de segurança energética, nota-se a necessidade de diversificar a geração de energia e, devido ao grande potencial solar do país, a energia solar fotovoltaica pode vir a ser usada como complementação à energia hidrelétrica.

No final de 2012, a energia solar fotovoltaica no Brasil tornou-se opção para os consumidores que desejam gerar a sua própria energia e, desde então, o número de UFVs conectadas ao sistema de distribuição cresceu no país. Segundo instalações registradas pela ANEEL, entre os meses de julho e setembro de 2015, existiam somente 1.148 instalações conectadas ao sistema. No mesmo período de 2016 foram registradas 5.040 instalações. Ou seja, houve um aumento de aproximadamente 340% em relação ao ano anterior. De 2016 até 2019, o número subiu para a média de 111 mil UFVs instaladas em todo o país (ENERGIA, 2020).

Nos anos de 2019 e 2020, notou-se um aumento significativo da participação deste tipo de geração na matriz energética brasileira, principalmente nos meses de abril, maio e junho, conforme pode ser observado na Tabela 1.1.

**Tabela 1.1** – Geração Solar Fotovoltaica [MWmed]

Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
2019	540	486	488	484	487	508	534	601	664	683	669	671
2020	593	623	631	679	661	685	717	743	806	668	644	635

**Fonte:** Operador Nacional do Sistema (ONS) (2021).

Observou-se um acréscimo de mais de 40% no MWmed gerado no mês de abril. Os meses de outubro, novembro e dezembro registraram uma queda de menos de 6% em 2020, se comparado ao ano anterior. Até dezembro de 2021, a capacidade instalada desta fonte de energia em operação é de 12,20 GW no Brasil (ABSOLAR, 2021b). O montante inclui

4,58 GW de geração centralizada e 7,62 GW de geração distribuída em 678 mil UFVs, com previsão de capacidade instalada para mais de 126 GW até 2040 (ABSOLAR, 2021a).

Em outubro de 2021, o Brasil ultrapassou a marca de 800 mil unidades consumidoras com geração distribuída solar fotovoltaica (INFOSOLAR, 2021). Em termos de potência instalada, a Tabela 1.2 sumariza os cinco estados brasileiros com maior capacidade. Observa-se que o estado que mais contribui com este tipo de geração é Minas Gerais. Em segundo lugar, fica o estado de São Paulo, seguido por Rio Grande do Sul, Mato Grosso e Goiás (ABSOLAR, 2021b).

**Tabela 1.2** – Capacidade Instalada por Estado

<b>Estado</b>	<b>Potência Instalada [MW]</b>
Minas Gerais	1.395,80
São Paulo	985,20
Rio Grande do Sul	942,60
Mato Grosso	573,40
Goiás	403,30

**Fonte:** Adaptado de (ABSOLAR, 2021b).

No que diz respeito à geração distribuída solar fotovoltaica por classe de consumo, os consumidores residenciais lideram o uso com 42,60% de potência instalada, o equivalente a 3,24 GW; seguidos por consumidores dos setores de comércio e serviços (34,90%), consumidores rurais (13,60%) e industriais (7,70%). Outros tipos, como poder público, serviços públicos e iluminação pública somam menos de 2% (ABSOLAR, 2021b).

Quanto à geração centralizada, a maior UFV localiza-se no município de São Gonçalo do Gurguéia, no estado do Piauí, com capacidade instalada de 475 MW. Essa UFV é também a primeira da Enel Green Power Brasil a utilizar módulos solares bifaciais, que captam energia de ambos os lados dos módulos fotovoltaicos (FONTES, 2021).

Em julho de 2021, a *Solatio Energy* inaugurou o complexo solar formado pelas UFVs Brígida, Bom Nome e Belmonte em São José do Belmonte, no estado do Pernambuco (MME, 2021). Juntas, somam uma potência de 810 MWp, que são capazes de abastecer 800 mil famílias (CASARIN, 2021). Até o momento, somente a UFV Brígida está em operação e agrega 80 MW de potência ao SIN. Espera-se que até abril de 2022, as demais UFVs entrem em operação. As UFVs Bom Nome e Belmonte têm capacidade instalada de 130 MW e 600 MW de potência, respectivamente.

## 1.2 LEGISLAÇÃO SOBRE A GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

A partir da criação da Agência Nacional de Energia Elétrica, pela Lei nº 9.427/1996, resoluções e regulamentações foram elaboradas para compor o marco regulatório brasileiro.

### 1.2.1 Regulação da Autogeração

No que diz respeito à geração solar fotovoltaica, duas resoluções normativas contribuíram para o crescimento do número de instalações de UFVs no país. São elas: a Resolução Normativa nº 482/2012 e a Resolução Normativa nº 687/2015 (GIACOMAZZI; POMPERMAYER, 2018).

Em abril de 2012, a ANEEL regulamentou a geração distribuída com a publicação da Resolução Normativa nº 482. Isso se deu por meio da definição do sistema de compensação, conhecido internacionalmente como *net metering*, um arranjo no qual a energia ativa injetada no sistema por uma unidade consumidora é cedida à distribuidora por meio de empréstimo gratuito e, posteriormente, compensada com o consumo de energia. Esse sistema de compensação criou um novo conceito de consumidor no Brasil, o *prosumer*, pois, a partir daquele momento, o consumidor cativo tornou-se também produtor de energia.

Em 2015, a Resolução Normativa nº 687 proporcionou alguns benefícios aos *prosumers*. Entre eles, a possibilidade de geração distribuída conjunta, isto é, a energia gerada pode ser repartida entre várias residências de acordo com seus próprios interesses, desde que façam parte da mesma área de concessão. Além disso, a validade dos créditos de energia passou de 36 para 60 meses, a potência máxima de geração por unidade aumentou de 1 MW para 5 MW (minigeração distribuída) e diminuiu de 100 kW para 75 kW (microgeração distribuída) e o processo de adesão para conectar à geração distribuída ao sistema de distribuição foi bastante simplificado.

### 1.2.2 Tarifação da Energia para Consumidores de Baixa Tensão

O Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD), lançado em dezembro de 2015 pelo Ministério de Minas e Energia (MME), incentivou e fomentou o desenvolvimento da geração solar fotovoltaica no Brasil. Os benefícios ofertados ao consumidor são o baixo custo de investimento e a possibilidade de financiamento com retorno financeiro mais rápido (MME, 2015).

Para os consumidores brasileiros de baixa tensão, os quais são atendidos com tensão igual ou inferior a 1 kV, não há distinção entre os horários do dia para o cálculo da tarifa de energia elétrica, ou seja, têm-se um valor único em R\$/kWh para o dia inteiro. Com a Resolução Normativa nº 733/2016, o novo modelo Tarifa Branca torna disponível a cobrança da tarifa de acordo com o posto tarifário vigente, o qual pode ser (i) ponta, (ii) intermediário e (iii) fora de ponta.

O posto tarifário ponta equivale à três horas consecutivas, com exceção feita aos sábados, domingos e feriados nacionais, e onde o valor do kWh é mais caro; o posto tarifário intermediário possui valor da energia menor que no horário de ponta, mas ainda é maior em relação à tarifa convencional; o posto tarifário fora de ponta, equivalente às demais 19 horas do dia e onde a tarifa é mais barata que a convencional (ANEEL, 2020). Como

exemplo, a concessionária de distribuição do estado de Santa Catarina, CELESC, cobra na tarifa convencional 0,46978 R\$/kWh. Caso o consumidor opte pela Tarifa Branca, pagará no posto tarifário ponta, intermediário e fora de ponta os respectivos valores: 0,83916 R\$/kWh, 0,53394 R\$/kWh e 0,39765 R\$/kWh (CELESC, 2020).

Observa-se no Brasil apenas o incentivo de adesão à Tarifa Branca para diminuir o valor pago na fatura de energia, mesmo se os consumidores possuírem autogeração fotovoltaica. Diferentemente, em países da Europa e da Ásia, os governos incentivam o uso da GD com a adoção de políticas públicas de incentivo, principalmente relacionadas à tarifa de energia elétrica. A *feed-in-tariff* é uma tarifa estabelecida em contratos de longo prazo, geralmente maiores que 15 anos, para a geração por fonte renovável de energia, independentemente de sua utilização (autoconsumo ou para exportação). O valor da tarifa é estabelecido com base no custo de geração, a depender da fonte e do tipo de instalação. O incentivo à produção de energia a partir de fontes renováveis vem do fato de que o proprietário da GD paga uma tarifa fixa menor que àqueles proprietários de outros tipos de fontes de energia, como as provenientes de combustíveis fósseis (YAMAMOTO, 2018).

### 1.3 OPERAÇÃO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

A energia elétrica proveniente das UFVs pode ser utilizada de duas formas. Ou pode ser injetada diretamente no sistema de distribuição ou pode ser armazenada através de um sistema de baterias. Como a potência elétrica fornecida por um módulo fotovoltaico depende de condições solares-meteorológicas variáveis, devido ao comportamento da irradiância e temperatura, não tem como haver um controle total da potência fornecida ao sistema. Com a expansão dessa fonte e considerando à sua característica intermitente, a variabilidade da geração solar fotovoltaica pode comprometer o funcionamento adequado do sistema de distribuição dentro dos limites operacionais aceitáveis.

Manter a segurança do sistema de distribuição ao menor custo para o consumidor tem sido um desafio cada vez maior (GOUVÊA, 2019). Estudos mostram a contribuição positiva da geração solar fotovoltaica na minimização dos problemas relacionados às variações de tensão. Dessa forma, o monitoramento dos limites de tensão é necessário, visto que a ocorrência de fluxo de potência reverso pode provocar elevação da tensão no ponto de conexão da UFV ao sistema de distribuição. Além disso, o fato da geração solar fotovoltaica estar próximo à carga, contribui para a minimização das perdas elétricas, uma vez que o fornecimento de potência ativa à carga por parte da UFV reduz a corrente da subestação ao ponto de conexão (OLIVEIRA, S. *et al.*, 2017).

Posto isso, a inserção da geração solar fotovoltaica impacta diretamente e, significativamente, na operação do sistema de distribuição. Baseando-se em trabalhos encontrados na literatura, os possíveis impactos decorrentes da conexão de UFVs são:



- (i) **variação no perfil de tensão em regime permanente** (BRAUNN-GRABOLLE, 2010), (AYIKPA *et al.*, 2016), (AYIKPA, 2017), (VALLÉE *et al.*, 2014), (DINIZ, 2019), (SILVA; LIMA, 2021);
- (ii) **inversão no fluxo de potência** (SMITH *et al.*, 2011), (VALLÉE *et al.*, 2014), (COHEN; CALLAWAY, 2016), (NEGREIROS *et al.*, 2018);
- (iii) **alívio no carregamento do alimentador do sistema** (BRAUNN-GRABOLLE, 2010), (CHEN *et al.*, 2016), (COHEN; CALLAWAY, 2016), (CHEN *et al.*, 2016), (DINIZ, 2019);
- (iv) **influência na coordenação da proteção do sistema** (DOYLE, 2002), (BORGES; FALCÃO, 2006), (GRILO *et al.*, 2007), (BOUTSIKA; PAPATHANASSIOU, 2008), (VENKATA *et al.*, 2013);
- (v) **redução das perdas elétricas do sistema** (BRAUNN-GRABOLLE, 2010), (RANGEL, 2015), (AYIKPA *et al.*, 2016), (COHEN; CALLAWAY, 2016), (CHEN *et al.*, 2016), (DINIZ, 2019), (ALMEIDA; BERWANGER, 2019), (GEBBRAN *et al.*, 2020).

#### 1.4 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

As publicações mais relevantes para o desenvolvimento desta dissertação são reunidas nesta seção. Inicialmente, expõem-se os estudos referentes à modelagem da UFV para operação em regime permanente. Na sequência, apresenta-se o estado da arte referente à inserção da geração solar fotovoltaica no problema de FPO de um nível e FPO binível; ferramentas desenvolvidas nesta dissertação.

Diversos estudos foram desenvolvidos no intuito de se obter uma representação das características elétricas das células fotovoltaicas. Tratando-se de estudos envolvendo o sistema elétrico de potência (SEP), as abordagens mais comuns encontradas na literatura referem-se àquelas em que as células fotovoltaicas são representadas por circuitos equivalentes, a partir de diferentes modelos, os quais são: (i) Modelo de Célula Fotovoltaica Ideal, (ii) Modelo de Quatro Parâmetros, (iii) Modelo de Cinco Parâmetros e (iv) Modelo a Dois Diodos (JORDEHI, 2016). Há também representações por meio de Redes Neurais Artificiais (CIULLA *et al.*, 2013), (ARUN; SELVAN, 2016).

Um estudo comparativo entre o Modelo de Quatro Parâmetros e o Modelo de Cinco Parâmetros é feito em (BERWANGER, 2018). O trabalho detalha a forma de obtenção da geração de uma UFV a partir da resolução de sistemas de equações não lineares e também de medições de irradiância solar e temperatura. Observou-se que o Modelo de Quatro Parâmetros apresentou maiores erros a baixas irradiâncias e a altas temperaturas, indicando dessa forma maior precisão no Modelo de Cinco Parâmetros.

Um outro estudo comparativo é feito em (REIS, 2018) entre o Modelo de Cinco Parâmetros e o Modelo a Dois Diodos. O primeiro modelo extrai cinco parâmetros do

módulo FV, enquanto o segundo extrai sete parâmetros, os quais são: corrente fotogerada, corrente de saturação reversa do diodo, fator de idealidade, resistência série e resistência *shunt*. Esses parâmetros foram determinados através do método numérico de Newton-Raphson e de um algoritmo genético. Observou-se que o Modelo de Cinco Parâmetros é indicado em casos de alta irradiância solar, enquanto o Modelo a Dois Diodos, em casos de baixa irradiância solar.

Em estudos da operação em regime permanente do sistema de distribuição, a geração fotovoltaica é muitas vezes representada apenas por injeções de potência igual à sua capacidade de geração. No entanto, essa geração pode ser representada de maneira mais realista considerando medições de irradiância solar e temperatura, conforme (VILLALVA *et al.*, 2009), (RANGEL, 2015), (ARUN; SELVAN, 2016), (AYIKPA *et al.*, 2016), (AYIKPA, 2017), (BERWANGER, 2018), (DINIZ, 2019) e (ALSHAWAF *et al.*, 2020). Nesta dissertação, a célula fotovoltaica foi representada pelo Modelo de Cinco Parâmetros, considerando condições solares-meteorológicas reais e permitindo a obtenção do valor preciso da potência ativa injetada pela UFV no sistema de distribuição.

O impacto da inserção da geração solar fotovoltaica no sistema de distribuição é bastante relevante, o que levou ao desenvolvimento de estudos sob o ponto de vista (*i*) da operação do sistema de distribuição e (*ii*) do mercado de energia elétrica. Um estudo detalhado é realizado em (BRAUNN-GRABOLLE, 2010). A tese avalia a contribuição da UFV no alívio do carregamento do alimentador do sistema, na melhoria do perfil de tensão e na diminuição das perdas elétricas. Simulações de fluxo de potência através do programa computacional ANAREDE foram feitas em um sistema de distribuição urbano na cidade de Florianópolis.

Em (VALLÉE *et al.*, 2014) constatou-se que a taxa de autoconsumo e o nível de correlação espacial entre os *prosumers* são parâmetros importantes que contribuem no impacto da UFV no perfil de tensão do sistema de distribuição. A taxa de autoconsumo dos *prosumers* foi obtida a partir de medições diretas de medidores inteligentes e o nível de correlação espacial entre cada *prosumer* foi determinado pelo coeficiente de correlação de *Pearson*. Análise do FPO dinâmico estocástico via simulação de Monte Carlo foi realizada em um sistema de distribuição de Flobecq e verificou-se ao injetarem potência ativa no sistema de distribuição, os *prosumers* apresentam uma taxa de autoconsumo relativamente baixa e isso gera um aumento no nível de tensão da subestação.

Para verificar a influência da geração fotovoltaica na minimização das perdas elétricas do sistema de distribuição, elaborou-se um programa computacional de FPO baseado no método de pontos interiores versão preditor-corretor em (RANGEL, 2015). Especificamente, utilizando alimentadores reais, apontou-se que se a UFV fornece reativos para o sistema, as perdas elétricas no alimentador são menores do que quando ela opera com fator de potência unitário.

Em (AYIKPA, 2017) elaborou-se um programa computacional de FPO trifásico

baseado no método de pontos interiores versão primal-dual. Utilizou-se o critério de mínimas perdas de transmissão para avaliar a operação das UFVs com fator de potência unitário e ajustável e observou-se melhorias no perfil de tensão e diminuição nas perdas do sistema.

Em (COHEN; CALLAWAY, 2016) verificou-se o impacto físico da geração fotovoltaica nos sistemas de distribuição, considerando a variação de carga ao longo do dia e o planejamento de curto prazo. A partir da resolução do FPO em alimentadores reais da Califórnia, verificou-se a influência dos *prosumers* nas perdas elétricas, no pico de carga, no envelhecimento do transformador, no desgaste do regulador de tensão, na carga mínima e no fluxo de potência reverso. Já em (COHEN *et al.*, 2016) quantificou-se o impacto econômico da UFV nos custos de operação e manutenção do sistema de distribuição.

Com base no conceito de tarifa branca e *feed-in-tariff*, (ROLIM, 2018) avaliou o impacto econômico da inserção da UFV no sistema de distribuição. Perfis reais de geração e de demanda foram utilizados para quantificar o excesso de energia armazenada nas baterias. Observou-se vantagem econômica se o *prosumer* combina ambas as tarifas e possui autonomia de geração. Como a UFV costuma gerar energia em períodos de tarifa mais barata (posto tarifário fora de ponta), o *prosumer* deve armazenar esta energia em baterias e consumir energia do sistema de distribuição para atender à sua demanda. Nos períodos de pico, correspondentes ao posto tarifário ponta, o *prosumer* pode consumir a energia armazenada e vender o excedente por um preço mais atrativo para a concessionária.

Modelos de equilíbrio são expressos ou por problemas de otimização com restrições de complementaridade ou através de um conjunto de equações que representam as decisões ótimas de cada agente envolvido (LEYFFER; MUNSON, 2010). Em (CHEN *et al.*, 2016), apresenta-se a interação entre dois agentes, sendo que um agente representa o interesse dos *prosumers* de geração fotovoltaica e o outro agente é responsável pela operação do sistema. Através da resolução do FPO binível considerando restrições de fluxos nas linhas, avalia-se o impacto dos *prosumers* no alívio do carregamento e na redução das perdas elétricas do sistema de distribuição radial.

Em contrapartida, (DINIZ, 2019) desconsidera restrições de fluxos nas linhas e formula um FPO binível para avaliar a influência da UFV nas condições operativas do sistema de distribuição e nos montantes gastos pela concessionária com a compra de energia, considerando uma estratégia de minimização de custos. Observou-se alívio no carregamento do sistema quando os *prosumers* optam por gerar em sua capacidade máxima, refletindo na redução das perdas do sistema e na melhoria do perfil de tensão. Semelhante abordagem é adotada em (ALMEIDA; BERWANGER, 2019), indicando que os resultados melhoram consideravelmente quando as UFVs atuam no suporte de reativo do sistema.

O gerenciamento de energia baseado no distrito de energia é abordado em (MENNITI *et al.*, 2013) e (BRUSCO *et al.*, 2014). Esse distrito consiste em um centro de consumo de energia onde vários *prosumers* estão interconectados entre si, e também estão

conectados ao sistema por uma subestação MT/BT. Simulações de FPO binível estocástico foram feitas em um sistema-teste correspondente à uma área residencial da Itália, a qual é composta por pequenos consumidores industriais, produtores de energia, consumidores e *prosumers* residenciais de energias renováveis (fotovoltaica, eólica e pequena central hidrelétrica). O nível inferior, representado por cada *prosumer* de energia renovável, faz a coalizão em seu respectivo distrito e minimiza o custo da energia para a comunidade. O nível superior, responsável pela coalizão, gerencia a compra e a venda dessa energia por meio de contratos de longo prazo e pela escolha da tarifa de energia.

Como proposta para os recursos de energia distribuída, formula-se em (GEBBRAN *et al.*, 2020) um FPO binível dinâmico. Os autores representam no nível inferior ações dos *prosumers*, que programam seus recursos de energia fotovoltaica visando à minimização do custo com a compra de energia. No nível superior, o operador do sistema de distribuição coordena as ações dos *prosumers* para minimização das perdas no sistema. A inclusão dos *prosumers* no sistema proporciona flexibilidade de suporte ao sistema e reduz o custo total de operação, na medida em que as restrições operacionais são satisfeitas. Um sistema que permite o agendamento, a licitação e o compartilhamento de energia pelos *prosumers* é desenvolvido por (AZAR *et al.*, 2019). Utilizou-se um modelo de programação não linear inteira mista para a solução ótima na presença de diferentes tipos de recursos de energia distribuída, como painéis fotovoltaicos, medidores inteligentes e sistema de armazenamento de baterias. O impacto de múltiplas fontes de energia, entre elas UFVs e cargas controláveis, é analisado em (SILVA; LIMA, 2021).

Considerando a integração de armazenamento de energia, um modelo de negócios de economia compartilhada pode ser introduzido. Para resolver o problema de preços de compartilhamento de energia, dois modelos diferentes foram propostos: (i) o preço da energia fotovoltaica compartilhada é co-decandido pelos *prosumers* (LIU *et al.*, 2017b); e (ii) o preço é decidido por uma estrutura líder-seguidor, no qual o coordenador é o líder (nível superior) e os *prosumers* atuam como os seguidores (nível inferior) (LIU *et al.*, 2017a). À medida que os recursos de energia distribuída começam a fornecer capacidade significativa, espera-se que o comércio local de energia tenha um efeito cada vez maior sobre os preços de mercado a montante.

Contratos de energia são considerados em (IRIA *et al.*, 2019) e (CHAKRABORTY *et al.*, 2019). A operação do sistema é realizada em um mercado de energia, no qual geradores e agentes de carga têm a liberdade de ajustar seu fornecimento ou seu consumo de energia elétrica de acordo com o preço da energia. O estudo desenvolvido por (IRIA *et al.*, 2019) considera incertezas associadas à geração solar fotovoltaica e à demanda de energia na formulação do FPO binível estocástico de dois estágios. Os autores utilizam um sistema real do Mercado Ibérico de Eletricidade e verificam que a estratégia binível reduz o custo líquido em 21% se comparado à estratégia centralizada. Já em (CHAKRABORTY *et al.*, 2019), os autores desconsideram tais incertezas e as simulações são feitas em um

sistema residencial de Austin, no Texas. Assim, representam no nível superior o operador do sistema, que é responsável por enviar os preços das tarifas de energia elétrica aos *prosumers* de geração solar fotovoltaica. No nível inferior estão os *prosumers* e estes são responsáveis pelo compartilhamento de energia entre si, de modo que os custos com a aquisição de energia elétrica sejam reduzidos.

As ideias exploradas nos trabalhos referenciados nesta seção demonstram uma evolução constante nos modelos de otimização de equilíbrio, os quais são capazes de obter resultados cada vez mais ajustados com a realidade. O modelo de *Stackelberg* desenvolvido por (DINIZ, 2019) e (ALMEIDA; BERWANGER, 2019) permite avaliar o impacto de ações independentes dos consumidores com autogeração fotovoltaica na operação em regime permanente de sistemas de distribuição. Para isso, representam no nível superior a concessionária de distribuição e no nível inferior, os *prosumers*. Como complemento, o estudo desenvolvido nesta dissertação inclui uma melhor representação do sistema através da modelagem dos *taps* de transformadores de distribuição e representação da aleatoriedade da geração solar fotovoltaica através da otimização estocástica. Além disso, o limite de potência reativa disponível na UFV considera a curva de capacidade do inversor fotovoltaico, de modo a preservar sua vida útil.

## 1.5 OBJETIVOS DA DISSERTAÇÃO

Tendo em vista o potencial solar do Brasil somado aos incentivos que os consumidores recebem pelo uso da geração fotovoltaica, o presente estudo objetiva contribuir no desenvolvimento de ferramentas a serem utilizadas na operação em regime permanente de sistemas de distribuição considerando a presença dos consumidores com autogeração fotovoltaica. As UFVs pertencentes aos *prosumers* são representadas a partir de considerações feitas por (PHANG *et al.*, 1984), (HEJRI *et al.*, 2013) e (BERWANGER, 2018). Baseando-se no modelo de *Stackelberg*, essa dissertação agrega ao estudo de análise do impacto de ações independentes dos consumidores com autogeração fotovoltaica no sistema de distribuição elaborado por (DINIZ, 2019) e (ALMEIDA; BERWANGER, 2019).

Assim, dois modelos de otimização dinâmica estocástica são desenvolvidos. O primeiro modelo consiste em um FPO de um nível, representando o despacho centralizado e onde supõe-se que o operador do sistema de distribuição tem total controle sobre as potências ativa e reativa fornecidas pelos *prosumers*. O segundo modelo consiste em um FPO binível, formulado do ponto de vista da concessionária, para avaliar o impacto de ações independentes dos *prosumers* na operação em regime permanente do sistema de distribuição. As principais contribuições dessa dissertação referem-se à:

- (i) modelagem do transformador de tensão com *tap* variável através de injeção de potência ativa e reativa, visando a uma melhor representação do sistema de distribuição;

- (ii) modelagem da aleatoriedade da geração solar fotovoltaica através da caracterização de cenários distintos de irradiância e temperatura;
- (iii) modelagem do limite de potência reativa disponível na UFV em função da curva de capacidade do inversor fotovoltaico.

As implementações dos modelos de otimização foram feitas no ambiente MATLAB e na plataforma *General Algebraic Modeling System* (GAMS). O GAMS é um sistema de modelagem de alto nível para programação e otimização matemática composto por um conjunto de *solvers* que possibilitam a resolução dos mais diferentes problemas. Fez-se uso dos *solvers* CONOPT (DRUD, 1996) para resolução do FPO de um nível e CPLEX (ILOG, 2012) para resolução do FPO binível. Foram utilizados dados dos alimentadores do sistema de distribuição de Florianópolis/SC sob concessão da CELESC. Os dados desses alimentadores foram obtidos de (RANGEL, 2015).

## 1.6 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Esta dissertação possui sete capítulos, incluindo este introdutório e de revisão bibliográfica. Os demais capítulos são estruturados de acordo com a descrição a seguir.

No Capítulo 2 são apresentados os fatores meteorológicos que afetam na conversão de energia solar fotovoltaica, a composição de um sistema fotovoltaico e o sistema de distribuição na presença da geração solar fotovoltaica. Além disso, mostra-se a representação das UFVs pelo Modelo de Cinco Parâmetros. Essa metodologia é descrita para a obtenção dos parâmetros utilizados no cálculo da máxima potência fornecida pela UFV ao sistema de distribuição sob condições solares-meteorológicas distintas e realistas.

No Capítulo 3, a potência obtida no Modelo de Cinco Parâmetros e entregue ao sistema de distribuição, é integrada às equações lineares de balanço de potência. Neste capítulo também é formulado o FPO dinâmico como um problema de programação estocástica, considerando o planejamento de curtíssimo prazo e representando a aleatoriedade da geração solar fotovoltaica.

A representação de ações independentes dos consumidores com autogeração fotovoltaica é modelada pelo FPO binível descrito no Capítulo 4. O nível superior representa os interesses da concessionária de distribuição e o nível inferior, as ações independentes dos *prosumers* de energia solar fotovoltaica.

No Capítulo 5, mostram-se os resultados obtidos nas simulações computacionais considerando a presença da geração fotovoltaica no sistema de distribuição. As simulações foram feitas para diferentes cenários de irradiância e temperatura no verão e no inverno.

O Capítulo 6 é dedicado às conclusões e às contribuições relevantes deste estudo, incluindo sugestões para estudos futuros.

O Apêndice A apresenta os diagramas unifilares dos alimentadores utilizados nas simulações computacionais do presente estudo.

## 2 ASPECTOS DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

### 2.1 INTRODUÇÃO

No início deste capítulo serão apresentados de forma sucinta os fundamentos básicos do recurso solar pertinentes ao desenvolvimento do presente estudo. Os enfoques principais serão a irradiância solar e a temperatura de operação do módulo, as quais influenciam diretamente na conversão de energia solar fotovoltaica.

A segunda parte deste capítulo contempla os conceitos da geração fotovoltaica, descrevendo os principais equipamentos de um sistema fotovoltaico, detalhamento de informações fornecidas pelos fabricantes e apresentação das características elétricas dos módulos fotovoltaicos.

Por fim, é apresentada a máxima potência fornecida pelo módulo fotovoltaico ao sistema de distribuição a partir de sua representação baseada no Modelo de Cinco Parâmetros.

### 2.2 FUNDAMENTOS BÁSICOS

O Sol, principal fonte de energia para a Terra, é constituído de um núcleo com temperatura de cerca de 15 milhões de Kelvin, onde a energia é produzida a partir de reações termonucleares. Aproximadamente 54% da irradiância solar que incide no topo da atmosfera, apenas 94 mil TW são absorvidos e chegam efetivamente à superfície terrestre. Os 46% restantes são absorvidos ou refletidos diretamente pela atmosfera (PINHO; GALDINO, 2014).

A energia solar fotovoltaica é obtida por meio da conversão direta da radiação solar em energia elétrica a partir do efeito fotovoltaico. Este efeito surge da exposição de um material semicondutor dopado à radiação eletromagnética. Dessa forma, a célula fotovoltaica é um dispositivo fabricado com material semicondutor, sendo responsável por esse processo de conversão. O potencial elétrico é desenvolvido entre dois materiais semicondutores quando sua junção p-n é iluminada com a radiação de fótons (LUQUE; HEGEDUS, 2003).

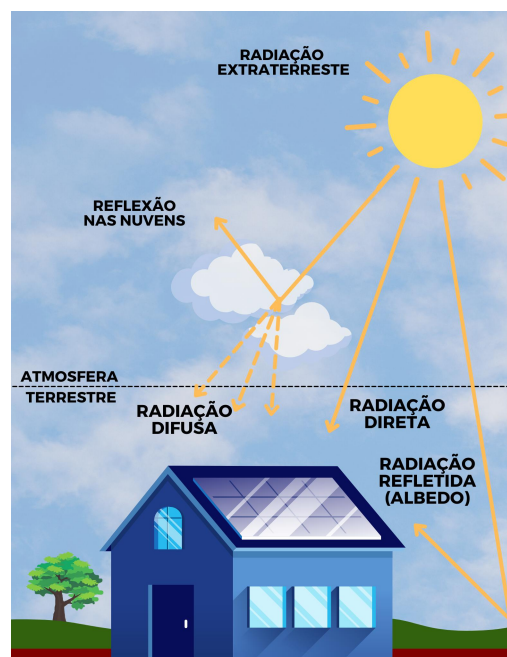
Os fatores que limitam a eficiência de conversão de eletricidade por uma célula fotovoltaica são a radiação solar incidente, mais especificamente a irradiância total efetiva, e a temperatura de operação da célula, os quais são detalhados na sequência.

#### 2.2.1 Radiação Solar

A radiação solar é definida como a radiação eletromagnética emitida pelo Sol. Devido ao movimento de translação da Terra, cada região da superfície terrestre recebe uma quantidade de energia que varia a cada dia durante o ano. O termo “radiação solar” é utilizado de forma generalizada. Tecnicamente, é uma simplificação de irradiância solar e

de irradiação solar, que devem ser empregados respectivamente de acordo com o conceito de potência ou energia. Sendo assim, a irradiância solar é a medida da densidade do fluxo de potência da luz do Sol, expressa em  $W/m^2$  (Watt por unidade de área), enquanto a irradiação solar é a medida da densidade de energia, expressa em  $Wh/m^2$  (Watt-hora por unidade de área) (PINHO; GALDINO, 2014).

Ao atravessar a superfície da Terra, a radiação extraterrestre é modificada pela interação com os elementos presentes na atmosfera, como nuvens, gases, vapor d'água e particulados. Apenas 54% da energia solar que chega ao topo da atmosfera e atinge a superfície terrestre é decomposta em três componentes: radiação direta, radiação difusa e radiação refletida (ou de albedo). Podem ser observadas na Figura 2.1.



**Figura 2.1** – Componentes da Radiação Solar

**Fonte:** Adaptado de (PINHO; GALDINO, 2014).

A radiação direta é aquela que provém diretamente do Sol sem sofrer reflexões ou dispersões e produz sombras nítidas. A radiação difusa é aquela proveniente de todas as direções e atinge a superfície após sofrer espalhamento pela atmosfera terrestre. Na radiação de albedo, os feixes luminosos refletidos pelo solo atingem a superfície (PINHO; GALDINO, 2014). A soma desses três tipos de radiações incidentes em uma superfície com inclinação  $\beta$  e azimute  $\gamma$  denomina-se radiação total (RANGEL, 2015).

Sabe-se que a quantidade de potência fornecida por um módulo fotovoltaico está intimamente relacionada à irradiância total incidente sob o mesmo, desta forma, a irradiância total efetiva em superfícies com orientação aleatória é dada por:

$$G_{TOT,\omega}(\gamma, \beta) = G_{DIR,\omega}(\gamma, \beta) + G_{DIF,\omega}(\gamma, \beta) + G_{ALB,\omega}(\gamma, \beta), \quad (2.1)$$



sendo respectivamente  $G_{DIR,\omega}(\gamma, \beta)$ ,  $G_{DIF,\omega}(\gamma, \beta)$  e  $G_{ALB,\omega}(\gamma, \beta)$  as irradiâncias direta, difusa e de albedo (todas em  $W/m^2$ ) no cenário  $\omega$  incidentes em uma superfície com inclinação  $\beta$  e azimute  $\gamma$ .

Em superfícies horizontais, a irradiância de albedo é nula. Como os raios luminosos incidem diretamente nesta superfície, nenhuma radiação é refletida pelo solo. Desta forma, a irradiância total efetiva em superfícies horizontais é dada por:

$$G_{TOT,\omega}(\gamma, \beta) = G_{DIR,\omega}(\gamma, \beta) + G_{DIF,\omega}(\gamma, \beta). \quad (2.2)$$

Para auxiliar na obtenção da irradiância solar, trabalhos desenvolvidos no Brasil para o mapeamento de energia solar foram elaborados considerando dados de alta resolução e são disponibilizados de forma gratuita (PINHO; GALDINO, 2014). São eles:

1. Atlas Brasileiro de Energia Solar, por iniciativa da UFPE e da CHESF em parceria com o CRESESB.
2. Rede de estações meteorológicas automáticas do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) em parceria com o Laboratório de Energia Solar (LABSOLAR) da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC): fornece parâmetros meteorológicos, por exemplo: pressão atmosférica, temperatura de bulbo seco, umidade relativa do ar, precipitação, radiação global efetiva, direção e velocidade do vento, medidos de minuto a minuto, integralizados e armazenados a cada hora.
3. Rede de estações meteorológicas do projeto rede SONDA, coordenado pelo INPE em parceria com o LABREN.
4. Ferramenta computacional *SunData* desenvolvido pelo CEPEL.
5. Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos pertencente ao ENERQ da USP.
6. Sistema Fotovoltaico pertencente ao grupo de pesquisa GECAD do ISEP.

### 2.2.2 Temperatura

A temperatura influencia fortemente a eficiência de um módulo fotovoltaico. Embora o nível de irradiância incidente possa ser facilmente determinado medindo-o com um piranômetro, a temperatura alcançada dentro do módulo é muito mais difícil de ser avaliada (JÄGER *et al.*, 2016). Para dar uma estimativa da temperatura média de operação do módulo fotovoltaico, o modelo amplamente aceito é uma relação entre a irradiância total incidente e a temperatura ambiente (LUQUE; HEGEDUS, 2003), e é conhecido como modelo de *Ross* (VELDHUIS *et al.*, 2013):

$$T_{c,\omega} = T_{a,\omega} + \frac{NOCT - 20}{800} \times G_{TOT,\omega}(\gamma, \beta), \quad (2.3)$$

onde  $T_{c,\omega}$  é a temperatura de operação do módulo e  $T_{a,\omega}$  é a temperatura ambiente, ambas medidas em °C,  $NOCT$  é a temperatura nominal de operação da célula informada nos catálogos dos fabricantes, com valor em torno de 45°C.

A velocidade do vento incidente sobre o módulo reduz a temperatura da célula devido ao fenômeno de transferência de calor por convecção (VELDHUIS *et al.*, 2013). Sendo assim, principalmente em regiões com alta incidência de ventos,  $T_{c,\omega}$  pode ser menor do que àquela calculada pela expressão (2.3) e, conseqüentemente, o módulo FV pode vir a gerar acima do estimado. Qualitativamente, a redução da temperatura da célula produz o aumento da potência de saída (SKOPLAKI *et al.*, 2008). Considerando a velocidade do vento, a expressão (2.3) torna-se:

$$T_{c,\omega} = T_{a,\omega} + \omega_m \left( \frac{0,32}{8,91 + 2,00v_\omega} \right) \times G_{TOT,\omega}(\gamma, \beta), \quad (2.4)$$

sendo  $v_\omega$  a velocidade do vento e  $\omega_m$  o coeficiente de montagem, sendo este último dependente da configuração de montagem do módulo fotovoltaico, conforme pode ser observado na Tabela 2.1.

**Tabela 2.1** – Coeficiente de Montagem para Diferentes Configurações

Configuração de Montagem	$\omega_m$
Livre ou de Pé	1,00
Telhado Plano	1,20
Telhado Inclinado	1,80
Fachada Integrada	2,40

**Fonte:** Adaptado de (SKOPLAKI *et al.*, 2008).

Neste estudo, a radiação global efetiva (kJ/m<sup>2</sup>) medida pelo INMET é convertida e obtém-se a irradiância total incidente (W/m<sup>2</sup>). A temperatura de bulbo seco, também medida pelo INMET, é considerada igual à temperatura ambiente. Portanto, utilizam-se esses parâmetros na expressão (2.3) para obtenção da temperatura de operação do módulo; observa-se que a influência do vento não é levada em consideração.

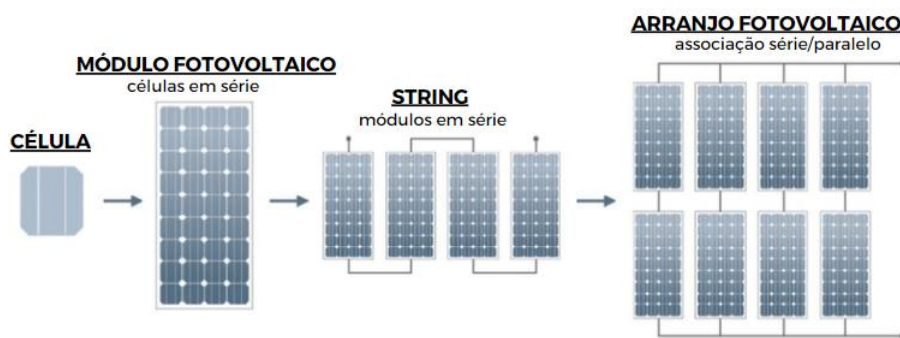
## 2.3 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Um sistema fotovoltaico é constituído obrigatoriamente por dois blocos, um bloco gerador e um bloco de condicionamento de potência e, opcionalmente, por um bloco de armazenamento. O bloco gerador contém os arranjos fotovoltaicos, constituídos por módulos fotovoltaicos em diferentes associações, o cabeamento elétrico que os interliga e a estrutura de suporte. O bloco de condicionamento de potência pode ter inversores, seguidor de ponto de máxima potência, controladores de carga (caso haja armazenamento) e outros dispositivos de proteção, supervisão e controle. Por fim, o bloco de armazenamento é constituído por baterias e/ou outras formas de armazenamento (PINHO; GALDINO, 2014).

Posto isso, esta seção dedica-se principalmente aos módulos fotovoltaicos, em suas diferentes associações, e aos inversores de frequência.

### 2.3.1 Módulos Fotovoltaicos e suas Conexões

O módulo fotovoltaico é o principal componente da unidade de geração solar fotovoltaica e, dependendo da associação e das características das células, pode ter diferentes valores para tensão e corrente nominal. Sendo assim, a unidade básica de um sistema fotovoltaico é o módulo fotovoltaico. Constituído de forma encapsulada, quando associado em série formam as chamadas *strings*, que são responsáveis pela elevação da tensão de operação do sistema. O conjunto de uma ou mais *strings* associadas em série ou em paralelo forma o arranjo fotovoltaico, sendo esta associação responsável pela elevação da corrente de saída do sistema fotovoltaico (WILLIS; SCOTT, 2018). A geração solar fotovoltaica é uma tecnologia modular, como pode ser vista na Figura 2.2.



**Figura 2.2** – Associação Modular de um Sistema Fotovoltaico

**Fonte:** Adaptado de (OLIVEIRA, R., 2019).

A potência instalada do sistema fotovoltaico é dada pela soma das potências nominais individuais de cada módulo presente no sistema. Desta forma, o produto entre o número de módulos em série, quantidade de módulos em paralelo e potência individual resulta na capacidade instalada do arranjo fotovoltaico. A potência dos módulos fotovoltaicos e, conseqüentemente, a potência instalada do arranjo são referidas em Watt-pico (Wp), usualmente especificadas em corrente contínua (CC) (OLIVEIRA, R., 2019).

### 2.3.2 Inversores

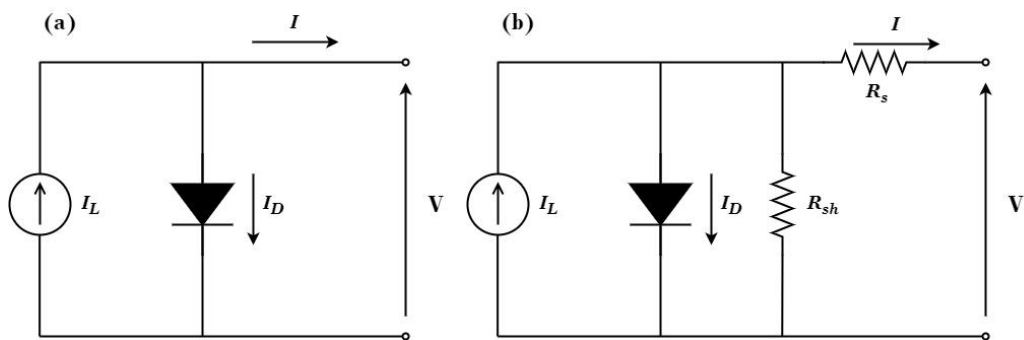
Outro equipamento essencial que compõe o sistema fotovoltaico é o inversor de frequência e sua principal função é a conexão do arranjo fotovoltaico ao sistema de distribuição em corrente alternada (CA), associada à sincronização em frequência e tensão específicas. Sendo assim, o inversor é um dispositivo baseado em eletrônica de potência que converte CC (como exemplo os módulos fotovoltaicos e as baterias) em CA.

## 2.4 MODELAGEM DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Nos estudos em regime permanente, as UFVs são muitas vezes representadas através de injeções de potência ativa de valores iguais às capacidades de geração projetadas. Neste estudo, com o intuito de aproximar-se dos casos reais, a capacidade de geração de potência ativa de uma UFV é determinada a partir da tensão e corrente elétrica dos módulos fotovoltaicos no ponto de máxima potência (MPP), obtidas com base no seu circuito equivalente. Dentre os modelos que representam uma célula fotovoltaica destacamos o Modelo de Cinco Parâmetros.

### 2.4.1 Circuito Elétrico Equivalente

Para um caso ideal, a célula fotovoltaica pode ser representada pelo circuito equivalente constituído por um diodo real em paralelo com uma fonte de corrente, conforme a Figura 2.3 (a). Entretanto, uma célula real apresenta perdas de energia que devem ser consideradas no circuito equivalente e são representadas pelas resistências série  $R_s$  e resistência *shunt* em derivação  $R_{sh}$  na Figura 2.3 (b). A resistência série representa problemas na junção p-n do material do material semiconductor, nas malhas metálicas e nas regiões dopadas. Em aplicações fotovoltaicas, possui valores relativamente pequenos. Por outro lado, a resistência *shunt* possui valores elevados e representa pontos de curto circuito na junção p-n do material semiconductor, causados por impurezas e defeitos na estrutura, principalmente próximo às bordas, os quais produzem um caminho interno para a corrente de fuga (VILLALVA *et al.*, 2009).



**Figura 2.3** – Circuito Equivalente Modelo de Cinco Parâmetros (a) Ideal e (b) Real

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

A corrente elétrica que flui em uma célula fotovoltaica é dada pela diferença entre a corrente gerada pela absorção dos fótons da radiação solar e a corrente gerada entre suas camadas de junção p-n (no escuro), representadas respectivamente por  $I_L$  e  $I_D$ . A descrição matemática da curva característica corrente-tensão de uma célula fotovoltaica ideal, usualmente conhecida por curva característica I-V, é expressa por:

$$I = I_L - I_D, \quad (2.5)$$

onde  $I_D$  é dada por:

$$I_D = I_o \left[ \exp \left( \frac{q \cdot V}{\hat{a} \cdot k_b \cdot T_c} \right) - 1 \right], \quad (2.6)$$

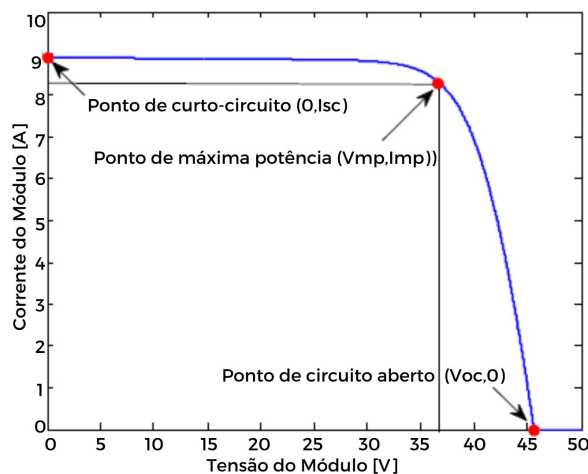
sendo  $I_o$  a corrente de saturação reversa do diodo, em Ampères,  $q$  a carga do elétron ( $1,6 \times 10^{-19}$  C),  $V$  a tensão produzida pelo módulo fotovoltaico e equivalente à tensão do diodo,  $\hat{a}$  o fator de idealidade do diodo,  $1,0 \leq \hat{a} \leq 1,5$ ,  $k_b$  a constante de *Boltzmann* ( $1,38 \times 10^{-23}$  J/K) e  $T_c$  a temperatura de operação do módulo fotovoltaico em Kelvin.

Com a introdução das resistências que representam as perdas internas ao modelo ideal, a equação que determina a curva característica I-V é obtida a partir da segunda lei de *Kirchhoff* com o equacionamento das três malhas do circuito presente na Figura 2.3 (b). A descrição matemática da curva característica I-V de um módulo fotovoltaico real é dada por:

$$I = I_L - I_o \left[ \exp \left( \frac{V + R_s I}{\hat{a} V_t} \right) - 1 \right] - \frac{V + R_s I}{R_{sh}}, \quad (2.7)$$

sendo  $V_t = \frac{N_s \cdot k_b \cdot T_c}{q}$  o potencial térmico das  $N_s$  células em série presentes no módulo FV.

Na expressão (2.7), observam-se cinco parâmetros que não podem ser obtidos através dos dados de placa do módulo fotovoltaico. São eles: corrente de saturação reversa do diodo ( $I_o$ ), corrente fotogerada ( $I_L$ ), fator de idealidade do diodo ( $\hat{a}$ ), resistência série ( $R_s$ ) e resistência *shunt* ( $R_{sh}$ ). De modo a obter tais parâmetros, utiliza-se o Modelo de Cinco Parâmetros, o qual é uma ótima aproximação para determinação da curva característica I-V sob qualquer condição de operação (VILLALVA *et al.*, 2009).



**Figura 2.4** – Curva Característica I-V nas Condições STC

**Fonte:** Adaptado de (OLIVEIRA, R., 2019).

Graficamente, a curva característica I-V é determinada sob condições STC ou NOCT e representa inúmeros pontos de operação do módulo fotovoltaico, sendo dependente

de suas características internas (resistências série e *shunt*) e de influências externas, como o nível de irradiância solar e a temperatura de operação do módulo. Tomando como base a curva característica da Figura 2.4, destacam-se três pontos principais de operação, os quais são denominados *Three Key Operating Points*. O ponto de máxima potência (MPP) localiza-se no “joelho” da curva I-V. Os demais pontos principais de operação são circuito aberto ( $V_{oc}, 0$ ) e curto-circuito ( $0, I_{sc}$ ). Convém destacar que o MPP é o único ponto de operação, para os valores de irradiância e temperatura, em que a corrente e a tensão resultam em uma máxima potência. Essa potência é calculada pelo produto de tensão de máxima potência  $V_{mp}$  e corrente de máxima potência  $I_{mp}$ .

### 2.4.2 Variação dos Parâmetros com as Condições de Operação

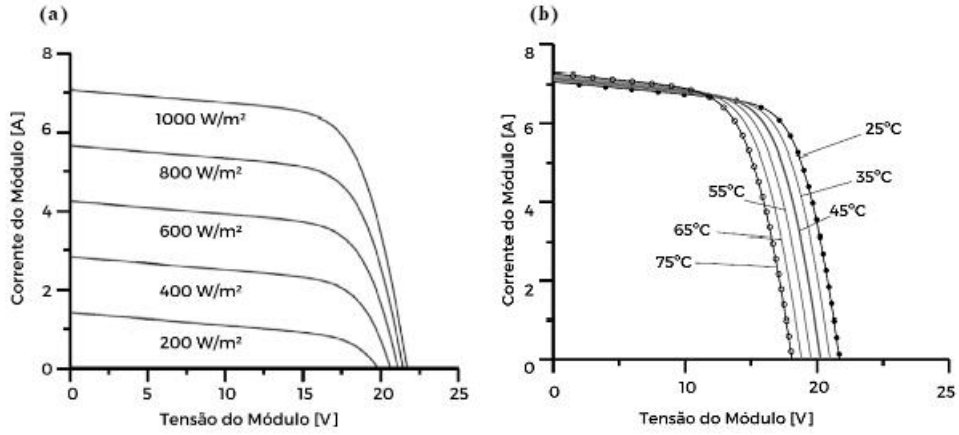
Como citado anteriormente, a eficiência de um módulo fotovoltaico é influenciada pela irradiância solar e pela temperatura de operação. De acordo com (PATEL, 2005), os dois parâmetros mais importantes que descrevem a eficiência elétrica de um módulo fotovoltaico são tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ) e corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ). Esses dois parâmetros são informados em praticamente todos os catálogos dos fabricantes de módulos fotovoltaicos e geralmente são determinados sob condições STC ou NOCT. Aliado a isso, torna-se importante o conhecimento do comportamento da curva característica I-V do módulo em condições de operação diferentes das condições padrão de ensaio.

Na condição *Standard Testing Conditions* (STC), o módulo fotovoltaico é submetido à irradiância total efetiva de  $1.000 \text{ W/m}^2$ , massa de ar 1,5 e temperatura ambiente de  $25^\circ\text{C}$ . Já na condição *Nominal Operating Cell Temperature* (NOCT), o módulo fotovoltaico é submetido à irradiância total efetiva de  $800 \text{ W/m}^2$ , massa de ar 1,5, velocidade do vento de  $1,0 \text{ m/s}$  e temperatura ambiente  $20^\circ\text{C}$ . Em ambas as condições, a tensão observada em um módulo desconectado é a tensão de circuito aberto. Por outro lado, ao conectar os terminais desse módulo a um amperímetro, a corrente de curto-circuito é medida.

A irradiância incidente em um módulo fotovoltaico está intimamente relacionada à corrente que ele produz, uma vez que a conversão da radiação solar em energia elétrica pode ser representada por uma fonte de corrente no circuito equivalente. Ocorre que para irradiâncias mais altas, a corrente do módulo é elevada e, para irradiâncias mais baixas, a corrente diminui significativamente com pouca variação na tensão, conforme mostra a Figura 2.5 (a).

A irradiância incidente e a variação da temperatura ambiente implicam em uma variação de temperatura nas células que compõem os módulos fotovoltaicos. A Figura 2.5 (b) mostra curvas I-V para diferentes temperaturas, deixando evidente que há uma queda de tensão considerável com o aumento da temperatura do módulo fotovoltaico. A corrente sofre uma elevação mínima que não compensa a perda causada pela diminuição da tensão.

Para representar o efeito da temperatura nas características dos módulos, três coeficientes térmicos são definidos. O coeficiente  $\alpha_v$  corresponde à variação da tensão



**Figura 2.5** – Variação da (a) Irradiância e (b) Temperatura sobre a Curva I-V

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

de circuito aberto,  $V_{oc}$ , com a temperatura. O coeficiente  $\alpha_i$  corresponde à variação da corrente de curto-circuito,  $I_{sc}$ , com a temperatura. Por fim, o coeficiente  $\alpha_p$  corresponde à variação da máxima potência do módulo,  $P_{mp}$ , com a temperatura. Os valores destes coeficientes são expressos em  $\%/^{\circ}\text{C}$  e variam conforme a tecnologia do módulo fotovoltaico.

### 2.4.3 Modelo de Cinco Parâmetros

O Modelo de Cinco Parâmetros obtém pontos de operação da curva característica I-V (VILLALVA *et al.*, 2009). Considerando respectivamente os três pontos principais de operação (circuito aberto, curto-circuito e ponto de máxima potência), da expressão (2.7) segue-se que:

$$0 = I_L - I_o \left[ \exp \left( \frac{V_{oc}}{\hat{a}V_t} \right) - 1 \right] - \frac{V_{oc}}{R_{sh}}, \quad (2.8)$$

$$I_{sc} = I_L - I_o \left[ \exp \left( \frac{R_s I_{sc}}{\hat{a}V_t} \right) - 1 \right] - \frac{R_s I_{sc}}{R_{sh}}, \quad (2.9)$$

$$I_{mp} = I_L - I_o \left[ \exp \left( \frac{V_{mp} + R_s I_{mp}}{\hat{a}V_t} \right) - 1 \right] - \frac{V_{mp} + R_s I_{mp}}{R_{sh}}. \quad (2.10)$$

Observa-se nas expressões em (2.8)-(2.10) um sistema não linear com três equações e cinco variáveis. Com o intuito de encontrar os cinco parâmetros e obter a curva I-V para a condição de operação desejada, outras duas equações são propostas (BERWANGER, 2018). Partindo de (2.8), deduz-se uma equação para a corrente fotogerada:

$$I_L = \frac{V_{oc}}{R_{sh}} + I_o \left[ \exp \left( \frac{V_{oc}}{\hat{a}V_t} \right) - 1 \right]. \quad (2.11)$$

Substituindo (2.11) em (2.9)-(2.10), obtém-se:

$$I_{sc} = I_o \left[ \exp \left( \frac{V_{oc}}{\hat{a}V_t} \right) - \exp \left( \frac{R_s I_{sc}}{\hat{a}V_t} \right) \right] + \frac{V_{oc} - R_s I_{sc}}{R_{sh}}, \quad (2.12)$$

$$I_{mp} \left( 1 + \frac{R_s}{R_{sh}} \right) = I_o \left[ \exp \left( \frac{V_{oc}}{\hat{a}V_t} \right) - \exp \left( \frac{V_{mp} + R_s I_{mp}}{\hat{a}V_t} \right) \right] + \frac{V_{oc} - V_{mp}}{R_{sh}}. \quad (2.13)$$

A potência elétrica em CC produzida por um módulo fotovoltaico em cada ponto da curva I-V é dada pelo produto entre a tensão e a corrente, ou seja:

$$P = VI. \quad (2.14)$$

O termo da potência em relação à tensão em (2.14) é diferenciável como:

$$\frac{dP}{dV} = \left( \frac{dI}{dV} \right) V + I. \quad (2.15)$$

A derivada da potência em relação à tensão no ponto de máxima potência (MPP) é zero. Portanto,

$$\frac{dI}{dV} = -\frac{I_{mp}}{V_{mp}}. \quad (2.16)$$

O termo  $dI/dV$  é facilmente obtido derivando-se (2.7) em relação à tensão. Isto é:

$$\frac{dI}{dV} = -\frac{I_o}{\hat{a}V_t} \left( 1 + R_s \frac{dI}{dV} \right) \exp \left( \frac{V + R_s I}{\hat{a}V_t} \right) - \frac{1}{R_{sh}} \left( 1 + R_s \frac{I}{V} \right). \quad (2.17)$$

Substituindo (2.17) em (2.16), obtém-se a seguinte equação:

$$\frac{I_{mp}}{V_{mp}} = \frac{I_o}{\hat{a}V_t} \left( 1 - R_s \frac{I_{mp}}{V_{mp}} \right) \exp \left( \frac{V_{mp} + R_s I_{mp}}{\hat{a}V_t} \right) + \frac{1}{R_{sh}} \left( 1 - R_s \frac{I_{mp}}{V_{mp}} \right). \quad (2.18)$$

Como o sistema não linear (2.12), (2.13) e (2.18) possui três equações e relaciona quatro variáveis desconhecidas ( $R_{sh}$ ,  $R_s$ ,  $\hat{a}$ ,  $I_o$ ), faz-se necessário obter uma nova equação. No ponto de curto-circuito da curva I-V, os parâmetros correspondem à  $I = I_{sc}$ ,  $V = 0$  e  $dI/dV = -1/R_{sho}$ . Substituindo esses parâmetros em (2.17) resulta em:

$$(R_{sho} - R_s) \left[ \frac{1}{R_{sh}} + \frac{I_o}{\hat{a}V_t} \exp \left( \frac{R_s I_{sc}}{\hat{a}V_t} \right) \right] - 1 = 0, \quad (2.19)$$

e com a aproximação  $R_{sho} \approx R_{sh}$  (PHANG *et al.*, 1984), torna-se:

$$-\frac{R_s}{R_{sh}} + (R_{sh} + R_s) \frac{I_o}{\hat{a}V_t} \exp \left( \frac{R_s I_{sc}}{\hat{a}V_t} \right) = 0. \quad (2.20)$$

Com a expressão (2.20), o sistema não linear passa a ter quatro equações. Tomando a aproximação  $\exp \left( \frac{V_{oc}}{V_t} \right) \gg \exp \left( \frac{R_s I_{mp}}{V_t} \right)$ , o sistema reduz-se à três equações e três incógnitas. Posto isso, a expressão (2.12) é reescrita como:

$$I_o = \left[ \frac{-V_{oc} + I_{sc} (R_s + R_{sh})}{R_{sh}} \right] \exp \left( \frac{-V_{oc}}{\hat{a}V_t} \right). \quad (2.21)$$

Substituindo (2.21) respectivamente nas expressões (2.13), (2.18) e (2.20), obtém-se:

$$-I_{mp} \left( 1 + \frac{R_s}{R_{sh}} \right) + \left[ \frac{-V_{oc} + (R_s + R_{sh}) I_{sc}}{R_{sh}} \right] \left[ 1 - \exp \left( \frac{V_{mp} - V_{oc} + R_s I_{mp}}{\hat{a}V_t} \right) \right] + \frac{V_{oc} - V_{mp}}{R_{sh}} = 0, \quad (2.22)$$



$$\frac{I_{mp}}{V_{mp}} - \frac{1}{\hat{a}V_t} \left(1 - R_s \frac{I_{mp}}{V_{mp}}\right) \left[ \frac{-V_{oc} + (R_s + R_{sh}) I_{sc}}{R_{sh}} \right] \exp\left(\frac{V_{mp} - V_{oc} + R_s I_{mp}}{\hat{a}V_t}\right) - \frac{1}{R_{sh}} \left(1 - R_s \frac{I_{mp}}{V_{mp}}\right) = 0, \quad (2.23)$$

$$\frac{-R_s}{R_{sh}} + \frac{R_{sh} + R_s}{\hat{a}V_t} \left[ \frac{-V_{oc} + (R_s + R_{sh}) I_{sc}}{R_{sh}} \right] \exp\left(\frac{-V_{oc} + R_s I_{sc}}{\hat{a}V_t}\right) = 0. \quad (2.24)$$

O sistema não linear (2.22)-(2.24) é resolvido pelo método numérico *Levenberg–Marquardt* para obtenção dos três parâmetros do circuito equivalente. Tais parâmetros referem-se ao fator de idealidade do diodo, à resistência série e à resistência *shunt*. De acordo com (BERWANGER, 2018), este sistema é muito sensível às condições iniciais e resulta muitas vezes em uma não convergência. Para melhorar a convergência, toma-se como estimativa inicial um modelo aproximado, derivado de simplificações adicionais e obtido analiticamente. Conforme em (PHANG *et al.*, 1984), as seguintes simplificações foram feitas:

**Simplificação 1:**  $R_{sh} \gg R_s$ ,

**Simplificação 2:**  $I_{sc} \gg V_{oc}/R_{sh}$ ,

**Simplificação 3:**  $1/R_{sh} [1 - (R_s I_{mp})/V_{mp}] \approx 0$ ,

**Simplificação 4:**  $(V_{oc} - V_{mp})/R_{sh} \approx 0$ .

Adotando tais simplificações, a expressão  $\frac{-V_{oc} + (R_s + R_{sh}) I_{sc}}{R_{sh}}$  é aproximada para  $I_{sc}$  (HEJRI *et al.*, 2013) e equivale à corrente fotogerada, ou seja,

$$I_L \approx I_{sc}. \quad (2.25)$$

Partindo-se do sistema não linear (2.22)-(2.24) e de simplificações feitas, são obtidas novas expressões para determinação analítica dos parâmetros  $\hat{a}$ ,  $R_s$  e  $R_{sh}$ :

$$\hat{a} = \frac{2V_{mp} - V_{oc}}{V_t \left[ \ln\left(\frac{I_{sc} - I_{mp}}{I_{sc}}\right) + \frac{I_{mp}}{I_{sc} - I_{mp}} \right]}, \quad (2.26)$$

$$R_s = \frac{V_{mp}}{I_{mp}} - \frac{\frac{2V_{mp} - V_{oc}}{I_{sc} - I_{mp}}}{V_t \left[ \ln\left(\frac{I_{sc} - I_{mp}}{I_{sc}}\right) + \frac{I_{mp}}{I_{sc} - I_{mp}} \right]}, \quad (2.27)$$

$$R_{sh} = \sqrt{\frac{R_s}{\frac{I_{sc}}{\hat{a}V_t} \exp\left(\frac{-V_{oc} + I_{sc}R_s}{\hat{a}V_t}\right)}}. \quad (2.28)$$

Os valores necessários para resolver o sistema linear formado por (2.26)-(2.28), sobretudo  $I_{sc}$ ,  $I_{mp}$ ,  $V_{oc}$  e  $V_{mp}$ , são somente fornecidos pelos fabricantes dos módulos nas

condições STC. Por essa razão, torna-se necessário corrigir tais valores para a condição de operação analisada. Neste estudo, utilizou-se o método de correção proposto por (VILLA-VILLASEÑOR; GALINDO-OROZCO, 2018), o qual relaciona os dados das variáveis nas condições STC, o coeficiente térmico da corrente de curto-circuito,  $\alpha_i$ , o coeficiente térmico da tensão de circuito aberto,  $\alpha_v$ , e os valores medidos de irradiância e temperatura. As equações utilizadas para correção dos parâmetros são descritas abaixo:

$$I_{sc} = I_{sc,STC} \frac{G}{G_{STC}} + \alpha_i (T_c - T_{c,STC}), \quad (2.29)$$

$$I_{mp} = I_{mp,STC} \frac{G}{G_{STC}} + \alpha_i (T_c - T_{c,STC}), \quad (2.30)$$

$$V_{oc} = V_{oc,STC} + \alpha_v (T_c - T_{c,STC}), \quad (2.31)$$

$$V_{mp} = V_{mp,STC} + \alpha_v (T_c - T_{c,STC}), \quad (2.32)$$

onde  $I_{sc}$ ,  $I_{mp}$ ,  $V_{oc}$ ,  $V_{mp}$  são os parâmetros corrigidos;  $I_{sc,STC}$ ,  $I_{mp,STC}$ ,  $V_{oc,STC}$ ,  $V_{mp,STC}$  são os parâmetros nas condições STC;  $G_{STC}$  e  $G$  são respectivamente a irradiância nas condições STC e a irradiância medida em  $W/m^2$ ;  $T_{c,STC}$  e  $T_c$  são respectivamente a temperatura nas condições STC e a temperatura medida em Kelvin.

## 2.5 REPRESENTAÇÃO DOS LIMITES DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Após obtenção dos parâmetros do circuito equivalente presentes na Figura 2.3 (b) conforme (PHANG *et al.*, 1984), (HEJRI *et al.*, 2013) (BERWANGER, 2018), a tensão e a corrente de máxima potência são calculadas através da solução simultânea de duas equações (BERWANGER, 2018) (p. 54 e 55). Com a correção dos parâmetros (2.29)-(2.32) para a condição de operação analisada (VILLA-VILLASEÑOR; GALINDO-OROZCO, 2018), a potência ativa em corrente contínua (CC) produzida pelo módulo fotovoltaico no cenário  $\omega$  de irradiância/temperatura é estimada por:

$$P_{CC_{k,\omega}} = V_{mp} I_{mp}. \quad (2.33)$$

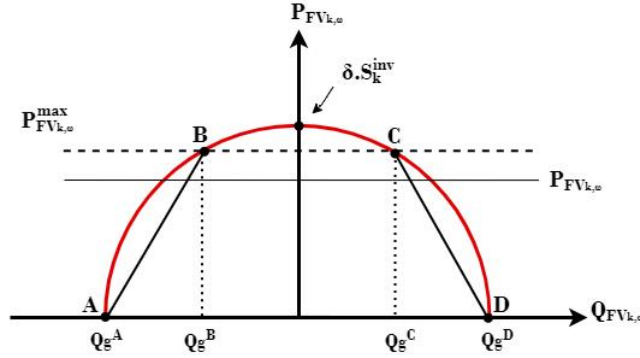
Os módulos fotovoltaicos conectados em série formam as *strings* e estas são conectadas em paralelo com os inversores. O número de módulos fotovoltaicos em cada *string* ( $N_{PV,s}$ ) e o número de *strings* acoplado a cada inversor ( $N_{str}$ ) são escolhidos conforme a capacidade do inversor. Supondo que haja  $n_{inv}$  inversores, a potência ativa em CA disponível na UFV  $k$  e cenário  $\omega$  é:

$$P_{FV_{k,\omega}}^{\max} = \sum_{r=1}^{n_{inv}} \eta_{r,\omega} \cdot N_{PV,s} \cdot N_{str} \cdot n_{inv} \cdot P_{CC_{k,\omega}}, \quad (2.34)$$

sendo  $\eta_{r,\omega}$  o rendimento do  $r$ -ésimo inversor.

Neste estudo, considera-se a potência ativa em CA disponível na UFV  $k$  e cenário  $\omega$  ( $P_{FV_{k,\omega}}$ ) equivalente à capacidade máxima de geração de potência ativa no cenário  $\omega$ , sendo esta representada por  $P_{FV_{k,\omega}}^{\max}$ .

Quanto à capacidade de geração de potência reativa utiliza-se o estudo proposto em (CHAI *et al.*, 2021) sobre a vida útil dos inversores fotovoltaicos. Os inversores são considerados equipamentos importantes no controle das tensões em sistemas de distribuição, a depender das condições de carregamento. Com isso, supõe-se a capacidade máxima do inversor ( $S_k^{inv}$ ) multiplicada por um fator  $0 < \delta \leq 1$ , de modo a preservar a vida útil do equipamento existente na UFV. A Figura 2.6 indica os limites de geração da UFV.



**Figura 2.6** – Limites de Geração da UFV

**Fonte:** Elaboração Própria (2021).

Para garantir consistência entre o limite imposto ao carregamento do inversor e a potência ativa disponível na UFV faz-se:

$$\begin{aligned} 0 \leq P_{FV_{k,\omega}} \leq P_{FV_{k,\omega}}^{\max}, \\ \sqrt{(P_{FV_{k,\omega}})^2 + (Q_{FV_{k,\omega}})^2} \leq \delta \cdot S_k^{inv}, \end{aligned} \quad (2.35)$$

sendo  $P_{FV_{k,\omega}}^{\max}$  a capacidade máxima disponível no *Maximum Power Point Tracking* (MPPT) e no cenário  $\omega$ . Isso quer dizer que:

$$|Q_{FV_{k,\omega}}| \leq \sqrt{(\delta \cdot S_k^{inv})^2 - (P_{FV_{k,\omega}})^2}. \quad (2.36)$$

Ocorre que o limite anterior (2.36) é não linear e, portanto, deve ser linearizado. Lineariza-se o limite em  $Q_{FV_{k,\omega}}$  entre os pontos A e B e os pontos C e D. Sendo assim, tem-se:

$$\begin{aligned} Qg^A &= -\delta \cdot S_k^{inv}, \\ Qg^B &= -\sqrt{(\delta \cdot S_k^{inv})^2 - (P_{FV_{k,\omega}}^{\max})^2}, \\ Qg^C &= \sqrt{(\delta \cdot S_k^{inv})^2 - (P_{FV_{k,\omega}}^{\max})^2}, \\ Qg^D &= \delta \cdot S_k^{inv}. \end{aligned} \quad (2.37)$$

O segmento de reta AB possui inclinação:

$$\tau_1 = \frac{\delta \cdot S_k^{inv} - \sqrt{(\delta \cdot S_k^{inv})^2 - (P_{FV_{k,\omega}}^{\max})^2}}{P_{FV_{k,\omega}}^{\max}}, \quad (2.38)$$

e o segmento de reta que une os pontos A e B é expresso por:

$$Q_{FV_{k,\omega}} = -\delta.S_k^{inv} + \tau_1.P_{FV_{k,\omega}}. \quad (2.39)$$

Por outro lado, o segmento de reta CD possui inclinação:

$$\tau_2 = \frac{\sqrt{(\delta.S_k^{inv})^2 - (P_{FV_{k,\omega}}^{\max})^2} - \delta.S_k^{inv}}{P_{FV_{k,\omega}}^{\max}}, \quad (2.40)$$

e o segmento de reta que une os pontos C e D é expresso por:

$$Q_{FV_{k,\omega}} = \delta.S_k^{inv} + \tau_2.P_{FV_{k,\omega}}. \quad (2.41)$$

De acordo com a Figura 2.6, se  $P_{FV_{k,\omega}} = P_{FV_{k,\omega}}^{\max}$ , então os limites em  $Q_{FV_{k,\omega}}$  variam livremente entre  $Qg^B$  e  $Qg^C$ . Dessa forma, os limites de geração solar fotovoltaica são:

$$\begin{aligned} 0 &\leq P_{FV_{k,\omega}} \leq P_{FV_{k,\omega}}^{\max}, \\ -\delta.S_k^{inv} + \tau_1.P_{FV_{k,\omega}} &\leq Q_{FV_{k,\omega}} \leq \delta.S_k^{inv} + \tau_2.P_{FV_{k,\omega}}. \end{aligned} \quad (2.42)$$

Dispondo de informações presentes nos *datasheets* do módulo e do inversor, e também dos cálculos desenvolvidos no Capítulo 2, a metodologia adotada para determinação dos limites de geração de potência ativa e reativa da UFV sob qualquer condição solar-meteorológica, pode ser resumida nos seis passos abaixo. O fluxograma presente na Figura 2.7 elucida estes passos.

**Passo 1:** Obtém-se a temperatura NOCT fornecida no *datasheet* do módulo. Em seguida, obtém-se a irradiância solar e a temperatura arbitrárias de entrada, ambas medidas pelo INMET. Calcula-se  $T_{c,\omega}$  a partir de (2.3).

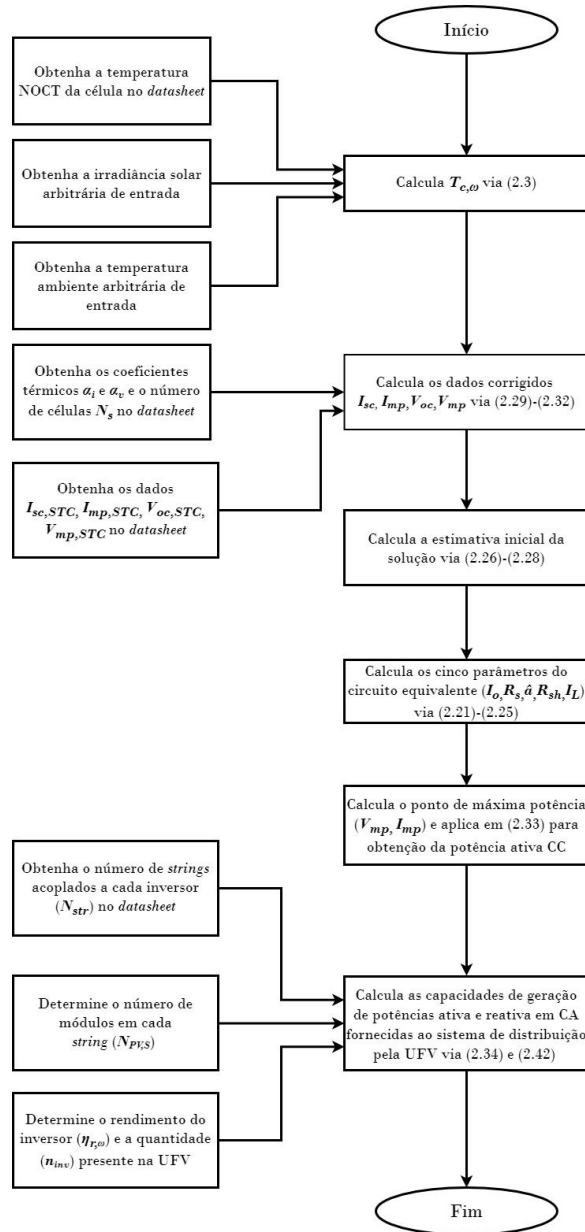
**Passo 2:** Obtém-se no *datasheet* do módulo o coeficiente térmico da corrente de curto-circuito,  $\alpha_i$ , o coeficiente térmico da tensão de circuito aberto,  $\alpha_v$ , e o número de células em série,  $N_s$ . Obtém-se nas condições STC, a corrente de curto-circuito, corrente no MPP, tensão de circuito aberto e tensão no MPP, representadas respectivamente por:  $I_{sc,STC}$ ,  $I_{mp,STC}$ ,  $V_{oc,STC}$  e  $V_{mp,STC}$ . Calculam-se os valores corrigidos  $I_{sc}$ ,  $I_{mp}$ ,  $V_{oc}$  e  $V_{mp}$  a partir de (2.29)-(2.32).

**Passo 3:** Calcula-se a estimativa inicial analítica da solução numérica a partir de simplificações feitas e, por conseguinte, resolução do sistema linear (2.26)-(2.28).

**Passo 4:** Calculam-se os cinco parâmetros do circuito equivalente: corrente de saturação reversa do diodo ( $I_o$ ), resistência série ( $R_s$ ), fator de idealidade ( $\hat{a}$ ), corrente fotogerada ( $I_L$ ) e resistência *shunt* ( $R_{sh}$ ), respectivamente, de acordo com (2.21)-(2.25).

**Passo 5:** Calcula-se o ponto de máxima potência ( $V_{mp}$ ,  $I_{mp}$ ) conforme em (BERWANGER, 2018) e aplica-se em (2.33) para obtenção da potência ativa CC produzida pelo módulo fotovoltaico.

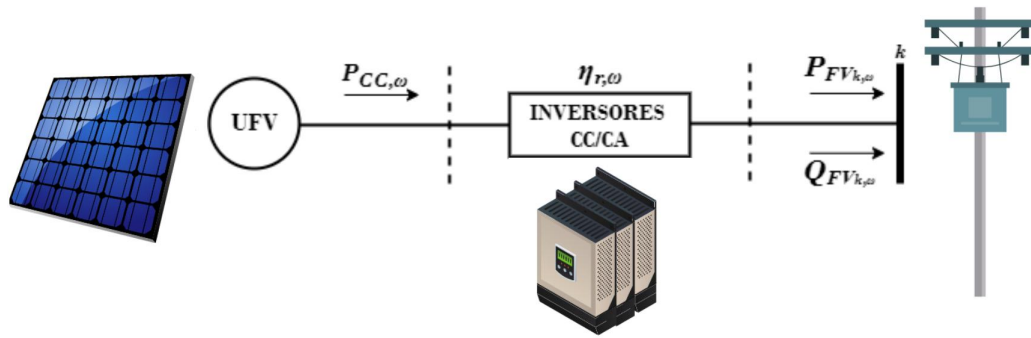
**Passo 6:** Obtém-se o número de *strings* ( $N_{str}$ ) fornecido no *datasheet* do inversor. Determina-se o número de módulos em cada *string* ( $N_{PV,S}$ ), o rendimento ( $\eta_{r,\omega}$ ) e a quantidade de inversores ( $n_{inv}$ ) presentes na UFV. Assim, calcula-se a potência ativa em CA através de (2.34). A potência ativa em CA é considerada como o limite máximo de geração de potência ativa. Em seguida, define-se a capacidade de geração de potência reativa através de (2.42).



**Figura 2.7** – Fluxograma para Determinação da Potência da UFV

**Fonte:** Elaboração Própria (2021).

O modelo da Figura 2.8 representa a UFV conectada ao sistema de distribuição. Nesse diagrama, observa-se que a UFV injeta potência ativa ( $P_{FV_k,\omega}$ ) e potência reativa ( $Q_{FV_k,\omega}$ ) na barra genérica  $k$  do sistema.



**Figura 2.8** – Diagrama do Modelo Completo da UFV

**Fonte:** Adaptado de (RANGEL, 2015).

## 2.6 SÍNTESE DO CAPÍTULO

Neste capítulo abordou-se as duas principais condições meteorológicas que influenciam na produção de energia elétrica por um módulo fotovoltaico, quais são: irradiância total efetiva e temperatura de operação do módulo. A relação entre temperatura ambiente e temperatura de operação do módulo fotovoltaico utilizada neste estudo, desconsidera o efeito da velocidade dos ventos. Isto pode subestimar a geração fotovoltaica, principalmente em dias de alta irradiância com presença de correntes de ar.

Detalhou-se os principais componentes de um sistema fotovoltaico, bem como as principais características elétricas do módulo fotovoltaico. Apresentou-se também a modelagem da célula fotovoltaica ideal e real, incluindo o equacionamento para obtenção dos cinco parâmetros do circuito elétrico equivalente.

Em seguida, determinou-se a tensão e a corrente elétrica, resultando na potência instantânea produzida por um módulo fotovoltaico sob determinada condição solar-meteorológica, que é representada pelo cenário  $\omega$ . Com a potência, pode-se determinar a produção de energia elétrica de uma UFV através da associação de módulos e, assim, avaliar os seus efeitos em um sistema de distribuição. Por fim, mostrou-se a representação completa dessa UFV.

O próximo capítulo abordará o problema de FPO, juntamente com a modelagem matemática dos equipamentos presentes no sistema de distribuição. A variabilidade da irradiância e temperatura será descrita através de processos estocásticos.

### 3 INSERÇÃO DA USINA FOTOVOLTAICA NO PROBLEMA DE FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO

#### 3.1 INTRODUÇÃO

O aproveitamento da energia proveniente da radiação solar deve ser feito mantendo-se a operação segura do sistema de distribuição. Sendo assim, este capítulo destina-se ao desenvolvimento de um modelo matemático capaz de otimizar a operação do sistema de distribuição, ao mesmo tempo em que se representa a aleatoriedade da geração solar fotovoltaica.

Primeiramente, apresenta-se a modelagem matemática dos principais componentes presentes no sistema. O objetivo é incluir a potência produzida por um módulo fotovoltaico, definida no Capítulo 2, às equações algébricas que representam o estado de operação do sistema de distribuição.

Na sequência, realiza-se a contextualização dos processos estocásticos com o intuito de representar a intermitência da geração solar fotovoltaica, associada às variáveis aleatórias irradiância/temperatura. Para isto, apresenta-se a árvore de cenários, estrutura sob a qual as incertezas são modeladas no problema de otimização estocástica.

Por fim, formula-se o FPO dinâmico estocástico de dois estágios, empregado na obtenção da operação ótima do sistema de distribuição na presença de autogeração fotovoltaica.

#### 3.2 OPERAÇÃO EM REGIME PERMANENTE DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

A operação em regime permanente do sistema de distribuição é representada por modelos matemáticos compostos de diversas variáveis, quais são: geração de potência ativa e reativa, tensão e ângulos nas barras, *taps* de transformadores de distribuição, entre outras. Neste tipo de estudo, supõe-se que o sistema está operando “normalmente”, sem a presença de distúrbios, como curtos-circuitos, queda de geradores, queda de raios ou incrementos abruptos de carga, e que as variações com o tempo são suficientemente lentas, de modo que os efeitos transitórios possam ser desprezados.

##### 3.2.1 Modelagem do Sistema de Distribuição

O SEP refere-se ao conjunto de instalações e equipamentos físicos conectados que atuam de modo coordenado para geração, transmissão e distribuição de energia elétrica aos consumidores. Os componentes deste sistema podem ser classificados em dois grupos: (*i*) componentes externos, quando estão ligados entre um nó qualquer e o nó-terra, como é o caso de geradores, cargas, reatores e capacitores; e (*ii*) componentes internos, quando estão ligados entre dois nós quaisquer da rede, como as linhas de distribuição, os transformadores e os reatores (MONTICELLI, 1983).

Especificamente, o sistema de distribuição de energia elétrica refere-se ao conjunto de linhas de alta, média e baixa tensão, que podem ser aéreas ou subterrâneas; subestações abaixadoras e equipamentos diversos de medição, controle e proteção das redes elétricas, necessários à interligação entre o sistema de transmissão ou sub-transmissão e às instalações dos consumidores finais. Diferentemente do sistema de transmissão, o sistema de distribuição é mais extenso e ramificado.

Neste estudo, supõe-se a topologia radial da rede, usualmente denominada de antena, e considera-se o sistema equilibrado. A subestação presente no sistema de distribuição corresponde ao elo responsável pela injeção da potência advinda do sistema de transmissão e atende aos consumidores conectados ao alimentador. Com a topologia radial, todas as unidades consumidoras são atendidas por um único alimentador, correspondente ao alimentador da subestação.

Posto isso, o sistema de distribuição é representado por um conjunto de equações e inequações algébricas obtidas pela aplicação das leis de *Kirchhoff*. As equações algébricas representam os componentes do sistema, enquanto as inequações modelam os limites operativos. Assim, torna-se necessário conhecer as características do sistema e suas formulações matemáticas, como modelos de barras, cargas, geradores, linhas de distribuição, transformadores e outros equipamentos que estejam integrados a ele. Na sequência, descrevem-se os modelos utilizados para os componentes do sistema neste estudo.

### a) Barras

A operação em regime permanente é representada por um conjunto de equações de balanço de potência nas barras (KERSTING, 2006). A cada barra  $k$  estão associadas quatro variáveis: magnitude da tensão nodal ( $V_k$ ), ângulo da tensão nodal ( $\theta_k$ ), geração de potência ativa ( $P_k$ ) e geração de potência reativa ( $Q_k$ ). Uma das barras é adotada como referência do sistema, sendo o ângulo desta barra fixado em zero. No presente estudo, a barra de referência é a barra da subestação, correspondente à barra 1 do sistema e, portanto,  $\theta_1 = 0$ .

O conjunto de equações do problema do fluxo de potência representa o fato de as potências ativas ( $P_k$ ) e reativas ( $Q_k$ ) injetadas em uma barra serem iguais às somas dos fluxos correspondentes que deixam a barra através das linhas de distribuição e transformadores (MONTICELLI, 1983). Tais equações referem-se à imposição da primeira lei de *Kirchhoff* e, matematicamente, expressam-se como:

$$P_k = \sum_{m \in \Omega_k} P_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m), \quad Q_k = \sum_{m \in \Omega_k} Q_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m). \quad (3.1)$$

em que  $k = 1, \dots, n_b$ , onde  $n_b$  é o número de barras do sistema;  $\Omega_k$  o conjunto de barras vizinhas à barra  $k$ ;  $V_k$  e  $V_m$  são as magnitudes das tensões nas barras terminais do ramo  $k - m$ ;  $\theta_k$  e  $\theta_m$  são os ângulos das tensões nas barras terminais do ramo  $k - m$ ;  $P_{km}$  e  $Q_{km}$  são os fluxos de potência ativa e reativa, respectivamente.



## b) Cargas

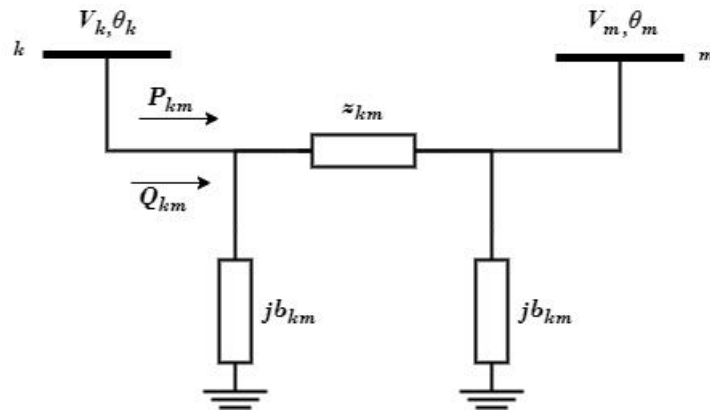
As cargas são modeladas em termos de potência constante, indicando que variação de potência independe de variações de tensão. Ou seja, as cargas são representadas apenas pelas potências ativa ( $P_{d_k}$ ) e reativa ( $Q_{d_k}$ ) que consomem.

## c) Geradores

Os geradores são modelados pelas potências ativa ( $P_{g_k}$ ) e reativa ( $Q_{g_k}$ ) que injetam na barra. A potência injetada na barra da subestação é representada por um gerador fictício de capacidade ilimitada.

## d) Linhas de Distribuição

As linhas de distribuição são modeladas pelo circuito equivalente  $\pi$  ilustrado na Figura 3.1. O modelo  $\pi$  é composto por três parâmetros: resistência série  $r_{km}$ , reatância série  $x_{km}$  e susceptância *shunt*  $b_{km}$ . Relacionando os elementos série da linha, têm-se a impedância série  $z_{km} = r_{km} + jx_{km}$ . No caso de um sistema de distribuição, o efeito capacitivo nas linhas é desprezível e, portanto,  $b_{km} = 0$ .



**Figura 3.1** – Modelo  $\pi$  para Linha de Distribuição

**Fonte:** Adaptado de (MONTICELLI, 1983).

Levando-se em conta que  $b_{km} = 0$ , o fluxo de potência complexa que flui da barra  $k$  para a barra  $m$  é expresso por:

$$S_{km} = V_k \left( \frac{V_k - V_m}{z_{km}} \right)^* = \frac{V_k^2 - V_k V_m \cos \theta_{km} - j V_k V_m \sin \theta_{km}}{r_{km} - j x_{km}}, \quad (3.2)$$

sendo  $\theta_{km}$  a diferença angular das tensões nas barras  $k$  e  $m$ .

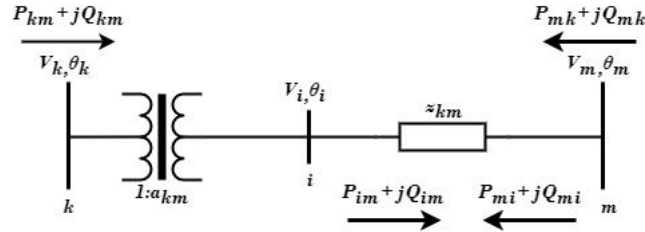
Separando a expressão (3.2) na parte real e na parte imaginária obtêm-se as expressões para os fluxos de potência ativa e reativa na linha de distribuição:

$$P_{km} = \frac{r_{km} V_k^2 - r_{km} V_k V_m \cos \theta_{km} + x_{km} V_k V_m \sin \theta_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2}, \quad (3.3)$$

$$Q_{km} = \frac{x_{km} V_k^2 - r_{km} V_k V_m \sin \theta_{km} - x_{km} V_k V_m \cos \theta_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2}. \quad (3.4)$$

### e) Transformador OLTC

A modelagem do transformador de tensão com *tap* variável (OLTC) é feita através de injeções de potência ativa e reativa (YAN *et al.*, 2006). Esta modelagem pode ser entendida analisando a Figura 3.2, que representa um transformador entre as barras  $k$  e  $m$  do sistema com impedância de dispersão  $z_{km}$  e relação de transformação  $1:a_{km}$ . Os fasores das tensões nas barras são  $V_k \angle \theta_k$  e  $V_m \angle \theta_m$ .



**Figura 3.2** – Representação do Transformador OLTC

Fonte: Adaptado de (YAN *et al.*, 2006).

A barra fictícia  $i$  é utilizada como referência para a relação de transformação. Na formulação que adaptamos de (YAN *et al.*, 2006), o fasor tensão da barra fictícia  $i$ , representado por  $V_i \angle \theta_i$ , e os fluxos de potência ativa e reativa do ramo fictício  $i - m$ , representados respectivamente por  $P_{im}$  e  $Q_{im}$ , são introduzidos para descrever as relações entre as tensões e os fluxos de potência ativa e reativa do ramo  $k - m$  do transformador ideal. A magnitude da tensão na barra  $k$  respeita a relação:

$$V_i = a_{km} V_k, \quad (3.5)$$

e os ângulos de tensão nodal de ambas as barras são iguais:

$$\theta_i = \theta_k. \quad (3.6)$$

Considerando o transformador OLTC entre as barras  $k$  e  $m$  do sistema, as expressões em (3.3)-(3.4) tornam-se:

$$\begin{aligned} P_{km} &= \frac{r_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} [(a_{km} V_k)^2 - a_{km} V_k V_m \cos \theta_{km}] + \frac{x_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} a_{km} V_k V_m \sin \theta_{km}, \\ Q_{km} &= \frac{x_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} [(a_{km} V_k)^2 - a_{km} V_k V_m \cos \theta_{km}] - \frac{r_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} a_{km} V_k V_m \sin \theta_{km}, \end{aligned} \quad (3.7)$$

ou ainda:

$$\begin{aligned} P_{km} &= \frac{r_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} [a_{km} V_k (a_{km} V_k - V_m \cos \theta_{km})] + \frac{x_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} a_{km} V_k V_m \sin \theta_{km}, \\ Q_{km} &= \frac{x_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} [a_{km} V_k (a_{km} V_k - V_m \cos \theta_{km})] - \frac{r_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} a_{km} V_k V_m \sin \theta_{km}. \end{aligned} \quad (3.8)$$

A partir do modelo do transformador ideal, as seguintes relações são válidas:

$$P_{km} = P_{im}, \quad Q_{km} = Q_{im}, \quad (3.9)$$

portanto, utilizando-se (3.5)-(3.6), as expressões em (3.8) tornam-se:

$$\begin{aligned} P_{km} &= P_{im} = \frac{r_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} [V_i (V_i - V_m \cos \theta_{km})] + \frac{x_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} V_i V_m \sin \theta_{km}, \\ Q_{km} &= Q_{im} = \frac{x_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} [V_i (V_i - V_m \cos \theta_{km})] - \frac{r_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} V_i V_m \sin \theta_{km}, \end{aligned} \quad (3.10)$$

e referem-se aos fluxos de potência ativa e reativa do ramo do transformador OLTC.

### f) Modelo Linearizado para a Distribuição

O modelo linearizado para a distribuição adotado neste estudo, proposto inicialmente por (YUAN *et al.*, 2018) e utilizado com êxito por (BAHRAMI *et al.*, 2018), (ZARABIE *et al.*, 2019), (PINZON *et al.*, 2019), (MEHRJERDI; HEMMATI, 2019), (YI *et al.*, 2020), representa adequadamente a alta relação  $R/X$  presente nos sistemas de distribuição e determina não apenas os ângulos, mas também as magnitudes das tensões nas barras através de expressões lineares entre injeções de potência e tensões, com base na topologia radial da rede. Posto isso, as expressões (3.3)-(3.4) são subdivididas cada uma em duas partes:

$$P_{km} = P_{km_1} + P_{km_2}, \quad (3.11)$$

$$Q_{km} = Q_{km_1} + Q_{km_2}, \quad (3.12)$$

onde,

$$P_{km_1} = \frac{r_{km} x_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} \cdot \frac{V_k (V_k - V_m \cos \theta_{km})}{x_{km}}, \quad (3.13)$$

$$P_{km_2} = \frac{x_{km}^2}{r_{km}^2 + x_{km}^2} \cdot \frac{V_k V_m \sin \theta_{km}}{x_{km}}, \quad (3.14)$$

$$Q_{km_1} = -\frac{r_{km} x_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} \cdot \frac{V_k V_m \sin \theta_{km}}{x_{km}}, \quad (3.15)$$

$$Q_{km_2} = \frac{x_{km}^2}{r_{km}^2 + x_{km}^2} \cdot \frac{V_k (V_k - V_m \cos \theta_{km})}{x_{km}}. \quad (3.16)$$

As expressões em (3.11)-(3.16) são baseadas na formulação completa do modelo não linear, isto é, nenhuma aproximação foi imposta. Para derivar as equações do fluxo de potência linearizado, duas premissas são feitas:

**Premissa 1:** Considera-se  $\theta_{km} \approx 0$ , pois em um sistema de distribuição a distância entre os nós é curta, até mesmo se transformação  $\Delta$ -Y. Diante disso, temos:

$$\sin \theta_{km} \approx \theta_k - \theta_m, \quad \cos \theta_{km} \approx 1. \quad (3.17)$$

**Premissa 2:** Considera-se  $|V_k| \approx 1$  p.u. e  $|V_m| \approx 1$  p.u., mantendo-se a diferença entre as magnitudes de tensão  $(V_k - V_m)$ .

Adotando as premissas acima, as expressões (3.13)-(3.16) podem ser simplificadas da seguinte forma:

$$P_{km_1} \approx \frac{r_{km}x_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} \cdot \frac{(V_k - V_m)}{x_{km}}, \quad P_{km_2} \approx \frac{x_{km}^2}{r_{km}^2 + x_{km}^2} \cdot \frac{(\theta_k - \theta_m)}{x_{km}}, \quad (3.18)$$

$$Q_{km_1} \approx -\frac{r_{km}x_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} \cdot \frac{(\theta_k - \theta_m)}{x_{km}}, \quad Q_{km_2} \approx \frac{x_{km}^2}{r_{km}^2 + x_{km}^2} \cdot \frac{(V_k - V_m)}{x_{km}}. \quad (3.19)$$

Os fluxos de potência ativa e reativa (3.18)-(3.19), advindos da linearização proposta por (YUAN *et al.*, 2018), são formados por duas partes independentes. Observa-se que  $P_{km_1}$  relaciona-se à magnitude da tensão e  $P_{km_2}$ , ao ângulo da tensão. Enquanto  $Q_{km_1}$  relaciona-se ao ângulo da tensão e  $Q_{km_2}$ , à magnitude da tensão. Posto isso, os fluxos de potência ativa e reativa dos ramos  $k - m$  do sistema podem ser reescritos como:

$$P_{km} = \frac{r_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} \cdot (V_k - V_m) + \frac{x_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} \cdot (\theta_k - \theta_m), \quad (3.20)$$

$$Q_{km} = \frac{x_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} \cdot (V_k - V_m) - \frac{r_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} \cdot (\theta_k - \theta_m). \quad (3.21)$$

Linearizando as expressões em (3.10), obtém-se os fluxos de potência ativa e reativa do ramo do transformador OLTC:

$$P_{km} = \frac{r_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} \cdot (V_i - V_m) + \frac{x_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} \cdot (\theta_i - \theta_m), \quad (3.22)$$

$$Q_{km} = \frac{x_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} \cdot (V_i - V_m) - \frac{r_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} \cdot (\theta_i - \theta_m). \quad (3.23)$$

Após a obtenção das magnitudes e ângulos das tensões nas barras, o valor do *tap* do transformador OLTC é calculado através da expressão (3.5).

### g) Equações de Balanço de Potência

A operação em regime permanente do sistema de distribuição é expressa por um conjunto de  $n_b$  equações lineares de balanço de potência. Considerando-se as aproximações lineares para os fluxos de potência ativa e reativa nos ramos do sistema (YUAN *et al.*, 2018), o balanço de potência ativa e reativa em cada barra  $k$  do sistema é:

$$P_{g_k} - P_{d_k} = \sum_{m \in \Omega_k} P_{km}, \quad (3.24)$$

$$Q_{g_k} - Q_{d_k} = \sum_{m \in \Omega_k} Q_{km} \quad (3.25)$$

sendo  $P_{g_k}$  e  $Q_{g_k}$  as gerações de potência ativa e reativa,  $P_{d_k}$  e  $Q_{d_k}$  as cargas ativa e reativa,  $P_{km}$  e  $Q_{km}$  os fluxos de potência ativa e reativa.  $P_{g_k}$  e  $Q_{g_k}$  representam a potência ativa e reativa injetada ou pela subestação que conecta à rede de distribuição ao sistema de transmissão ( $P_{se}$  e  $Q_{se}$ ) ou pela UFV  $k$  ( $P_{FV_k}$  e  $Q_{FV_k}$ ).

## h) Limites Físicos e Operacionais

Visto que as expressões (3.24)-(3.25) dependem da potência injetada pela UFV, nota-se que a operação do sistema de distribuição pode tornar-se uma tarefa difícil a depender do nível de inserção da geração solar fotovoltaica, uma vez que para cada valor de irradiância e temperatura é necessário que os limites físicos e operacionais sejam respeitados. Neste estudo, os limites são: geração de potência ativa e reativa na SE e nas UFVs, magnitudes das tensões nas barras e *tap* do transformador OLTC.

No caso do *tap* do transformador OLTC do ramo  $k-m$  do sistema, os limites mínimo e máximo são representados respectivamente por  $a_{km}^{\min}$  e  $a_{km}^{\max}$ . Logo, tem-se:  $a_{km}^{\min} \leq a_{km} \leq a_{km}^{\max}$ . Da expressão (3.5), observa-se que  $a_{km}$  é igual à razão das magnitudes das tensões nas barras  $k$  e  $i$ ,  $a_{km} = V_i/V_k$ , portanto,  $a_{km}^{\min} V_k \leq V_i \leq a_{km}^{\max} V_k$ . Adotando limites fictícios para as potências ativa e reativa entregues pela subestação, os limites físicos e operacionais do sistema são expressos como:

$$\left. \begin{array}{l} P_{se}^{\min} \leq P_{se} \leq P_{se}^{\max} \\ Q_{se}^{\min} \leq Q_{se} \leq Q_{se}^{\max} \\ P_{FV_k} \text{ e } Q_{FV_k} \text{ (2.42), } k \in I_{FV} \\ V_k^{\min} \leq V_k \leq V_k^{\max} \\ a_{km}^{\min} V_k \leq V_i \leq a_{km}^{\max} V_k, k \in I_{tr}, i \in I_{a_{tr}} \end{array} \right\} k = 1, \dots, n_b, \quad (3.26)$$

sendo  $I_{FV}$  o conjunto de barra com UFV,  $I_{tr}$  e  $I_{a_{tr}}$  respectivamente o conjunto de barra origem e o conjunto de barra fictícia do circuito do transformador OLTC.

De modo a auxiliar na otimização das condições operativas em regime permanente do sistema de distribuição, utiliza-se a ferramenta computacional Fluxo de Potência Ótimo (FPO) (CARPENTIER, J.; BORNARD, 1991) detalhada na próxima seção.

### 3.2.2 Fluxo de Potência Ótimo

Proposto inicialmente por J. Carpentier como uma extensão do problema de Despacho Econômico Tradicional (CARPENTIER, 1962), o FPO mostra-se uma ferramenta essencial no desenvolvimento de estudos envolvendo o SEP, principalmente no planejamento e na operação. Considerando a operação em regime permanente do SEP, o FPO orienta como determinados equipamentos de controle podem ser ajustados de modo que os centros de geração e carga, assim como outros equipamentos interligados ao sistema, atuem dentro dos limites físicos e operacionais estabelecidos (DOMMEL; TINNEY, 1968), respeitando um índice de desempenho predefinido.

Em sua formulação analítica pode ser expresso como um problema de otimização não linear sujeito às restrições de igualdade e desigualdade:

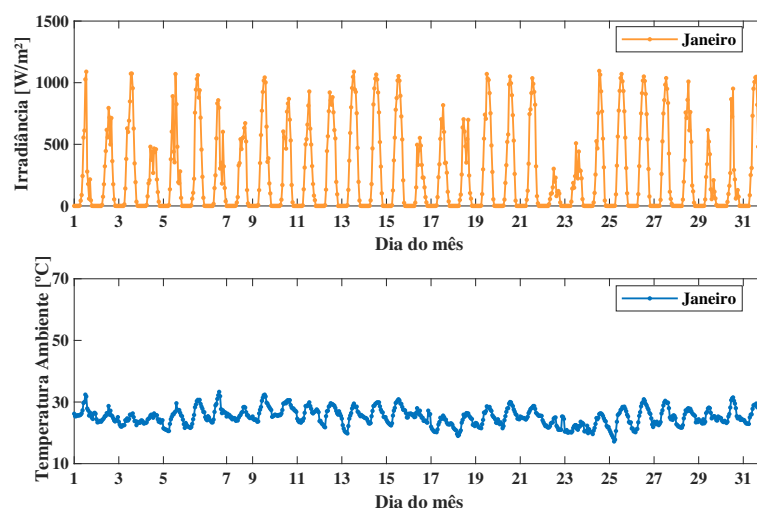
$$\begin{array}{ll} \min / \max & F \\ \text{s.a.} & \mathbf{g}(\mathbf{x}) = 0 \\ & \mathbf{h}^{\min} \leq \mathbf{h}(\mathbf{x}) \leq \mathbf{h}^{\max} \end{array} \quad (3.27)$$

sendo  $\mathbf{g}(\mathbf{x})$  e  $\mathbf{h}(\mathbf{x})$  vetores expressos em termos das variáveis de otimização  $\mathbf{x}$ ; e  $\mathbf{h}^{\min}$  e  $\mathbf{h}^{\max}$  são vetores de limites mínimos e máximos, respectivamente.

A função objetivo  $F$  representa diversos índices de desempenhos, os quais são denominados critérios de otimização. Como exemplos de índices têm-se: custo ou benefício de produção, perdas de transmissão, desvio da tensão nominal e transferência de potência ativa. As restrições de igualdade,  $\mathbf{g}(\mathbf{x})$ , correspondem ao balanço de potência ativa e reativa em todas as barras do sistema. As restrições de desigualdade,  $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ , representam limites físicos e operacionais, tais como limites de geração de potência ativa e reativa, magnitude da tensão e *tap* do transformador OLTC. Note que o ângulo de tensão nas barras é uma variável de otimização não sujeita às restrições de desigualdade. Todas as variáveis de otimização são monitoradas diretamente no processo de otimização.

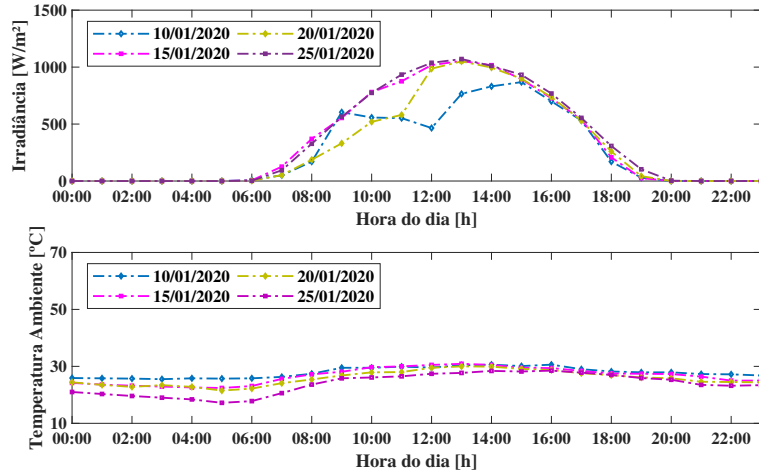
### 3.3 OPERAÇÃO ÓTIMA DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Uma das dificuldades encontradas na inserção massiva da geração solar fotovoltaica no sistema de distribuição é o comportamento aleatório da irradiância e temperatura, o qual varia ao longo do dia, do mês e do ano. Esse fenômeno pode ser observado nas Figuras (3.3)-(3.4). As curvas referem-se às medições realizadas na estação meteorológica de Florianópolis/SC no mês de janeiro de 2020 (Figura 3.3) e posteriormente em quatro dias alternados do mesmo mês (Figura 3.4). As medidas são disponibilizadas no banco de dados meteorológicos do INMET em parceria com o LABSOLAR/UFSC.



**Figura 3.3** – Perfil da Irradiância e Temperatura de um mês típico

Neste estudo, determina-se o despacho ótimo de geração no horizonte de planejamento de curtíssimo prazo, cuja duração é fixada em 15 horas e, além disso, considera-se incertezas associadas às grandezas que afetam a potência produzida por um módulo foto-



**Figura 3.4** – Perfil da Irradiância e Temperatura de quatro dias típicos

voltaico. A irradiância e a temperatura, presentes nas Figuras (3.3)-(3.4), são consideradas pertencentes a um processo estocástico. Portanto, o problema FPO analisado é dinâmico e estocástico.

Um processo estocástico é constituído por um conjunto de variáveis aleatórias agrupadas sequencialmente no tempo. Processos estocásticos que abrangem um determinado horizonte de planejamento podem ser representados por cenários (SOARES, 2017). Na formulação do problema, as variáveis aleatórias “irradiância” e “temperatura” são representadas por um conjunto finito de cenários. Estes cenários são obtidos de séries temporais a partir do agrupamento de medições discretizadas em intervalos de tempo iguais a um minuto e integralizadas e armazenadas a cada hora. Cada cenário  $\omega$  está associado à uma probabilidade  $\pi_\omega$  e, sendo  $n_\omega$  o número de cenários, temos que:

$$\sum_{\omega=1}^{n_\omega} \pi_\omega = 1. \quad (3.28)$$

Uma vez que o FPO dinâmico estocástico considera diferentes períodos de tempo e um conjunto finito de cenários de irradiância/temperatura, as variáveis do problema, isto é, as magnitudes e ângulos das tensões nas barras e as potências ativa e reativa gerada expressam-se por  $V_{k,t,\omega}$ ,  $\theta_{k,t,\omega}$ ,  $P_{se,t,\omega}$ ,  $Q_{se,t,\omega}$ ,  $P_{FV_{k,t,\omega}}$  e  $Q_{FV_{k,t,\omega}}$ , sendo  $k = 1, \dots, n_b$ ,  $t = 1, \dots, n_p$  e  $\omega = 1, \dots, n_\omega$ .

O ajuste ótimo de controle do transformador OLTC presente no sistema, otimizando o benefício da concessionária de distribuição, constitui um problema de tomada de decisões sob incerteza. Neste caso, as decisões são tomadas em estágios. No estágio 1 são tomadas decisões que independem dos valores assumidos pelas variáveis aleatórias; no estágio 2 são tomadas decisões que dependem das decisões tomadas no estágio 1 e dos valores assumidos pelas variáveis aleatórias; no Estágio 3 são tomadas decisões que dependem das decisões dos estágios 1 e 2 e dos valores assumidos pelas variáveis aleatórias, e assim por diante.

No problema de FPO analisado, são definidos dois estágios de decisão:

### Estágio 1

Neste estágio devem ser tomadas decisões sem o conhecimento prévio dos valores assumidos pelas variáveis aleatórias, ou seja, antes da realização do processo estocástico. Portanto, as decisões tomadas neste estágio são as mesmas para todos os possíveis cenários  $\omega$  que possam ocorrer no estágio 2 do problema. A variável de otimização do estágio 1 corresponde ao *tap* do transformador OLTC, o qual é ajustável de acordo com o nível de carregamento do sistema, mas não depende do cenário de irradiância/temperatura. Esta condição é expressa matematicamente por:

$$a_{km,t,1} = a_{km,t,2} = \dots = a_{km,t,n_\omega}, \quad \forall t. \quad (3.29)$$

O *tap* do transformador OLTC é razão da magnitude da tensão na barra fictícia  $i$  ( $V_{i,t,\omega}$ ) e na barra da subestação  $k$  ( $V_{k,t,\omega}$ ). De modo a respeitar a não-antecipatividade em (3.29), essas magnitudes são forçadas a serem iguais em todos os  $n_\omega$  cenários. Portanto:

$$\frac{V_{i,t,1}}{V_{k,t,1}} = \frac{V_{i,t,2}}{V_{k,t,2}} = \dots = \frac{V_{i,t,n_\omega}}{V_{k,t,n_\omega}}, \quad \forall t, k \in I_{tr}, i \in Ia_{tr}. \quad (3.30)$$

Atendendo a igualdade anterior para qualquer período  $t$ , tem-se para a barra fictícia:

$$\begin{aligned} V_{i,1,1} &= V_{i,1,2} = \dots = V_{i,1,n_\omega}, \\ V_{i,2,1} &= V_{i,2,2} = \dots = V_{i,2,n_\omega}, \\ &\vdots \\ V_{i,t,1} &= V_{i,t,2} = \dots = V_{i,t,n_\omega}, \end{aligned} \quad (3.31)$$

e para a barra da subestação:

$$\begin{aligned} V_{k,1,1} &= V_{k,1,2} = \dots = V_{k,1,n_\omega}, \\ V_{k,2,1} &= V_{k,2,2} = \dots = V_{k,2,n_\omega}, \\ &\vdots \\ V_{k,t,1} &= V_{k,t,2} = \dots = V_{k,t,n_\omega}. \end{aligned} \quad (3.32)$$

Sintetizando as condições matemáticas (3.31)-(3.32), obtêm-se as seguintes restrições de não-antecipatividade:

$$\begin{aligned} V_{i,t,1} &= V_{i,t,2} = \dots = V_{i,t,n_\omega}, \\ V_{k,t,1} &= V_{k,t,2} = \dots = V_{k,t,n_\omega}, \end{aligned} \quad \forall t, k \in I_{tr}, i \in Ia_{tr}. \quad (3.33)$$

### Estágio 2

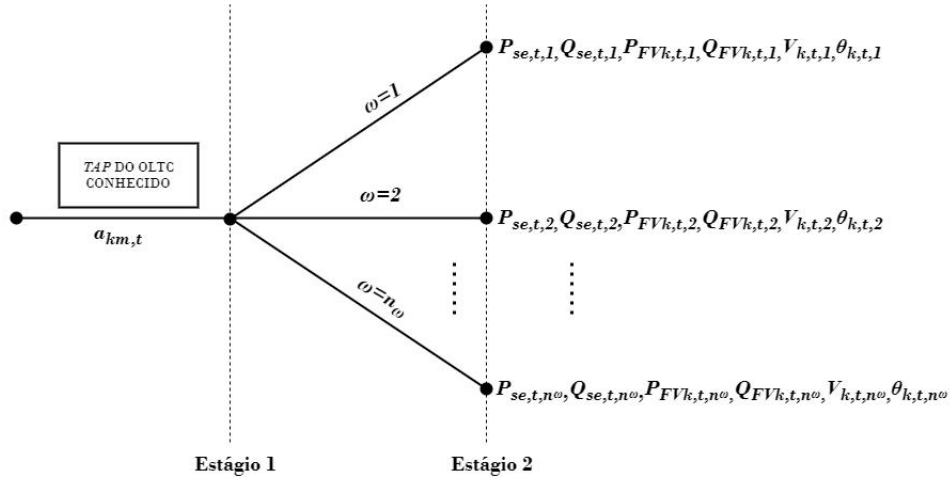
Neste estágio devem ser tomadas decisões que dependem daquelas tomadas no estágio 1 e dos valores assumidos pela irradiância/temperatura. As variáveis de otimização



do estágio 2 são as magnitudes e ângulos das tensões nas barras, gerações ativa e reativa injetadas através da subestação e fornecidas pelas UFVs. Essas variáveis dependem também do período  $t$  e cenário  $\omega$ , ou seja:

$$\begin{aligned}
 &V_{k,t,1} \quad \dots \quad V_{k,t,n_\omega}, \\
 &\theta_{k,t,1} \quad \dots \quad \theta_{k,t,n_\omega}, \\
 &P_{se,t,1} \quad \dots \quad P_{se,t,n_\omega}, \\
 &Q_{se,t,1} \quad \dots \quad Q_{se,t,n_\omega}, \\
 &P_{FV_{k,t,1}} \quad \dots \quad P_{FV_{k,t,n_\omega}}, \\
 &Q_{FV_{k,t,1}} \quad \dots \quad Q_{FV_{k,t,n_\omega}},
 \end{aligned} \quad \forall k, t, \omega. \quad (3.34)$$

As relações entre as variáveis de decisão de estágio 1 e estágio 2 são consideradas simultaneamente em um único problema de otimização, ponderando cada realização do processo estocástico com a probabilidade de ocorrência especificada. Dessa forma, o FPO é um problema de programação estocástica de dois estágios. O esquema de tomada de decisão baseado na árvore de cenários é representado na Figura 3.5.



**Figura 3.5** – Árvore de Cenários para Programação Estocástica de Dois Estágios

Fonte: Elaboração Própria (2021).

### 3.3.1 Função Objetivo

Neste estudo, o objetivo da concessionária de distribuição é maximizar seu benefício esperado,  $F$  (\$/h), na presença de consumidores com autogeração fotovoltaica. O benefício é definido em termos da potência ativa injetada na subestação. Considerando os períodos do horizonte de planejamento e os cenários de irradiância/temperatura, a função objetivo do problema FPO é:

$$F = \sum_{\omega=1}^{n_\omega} \pi_\omega \sum_{t=1}^{n_p} \frac{1}{2} c_2 P_{se,t,\omega}^2 + c_1 P_{se,t,\omega}, \quad (3.35)$$

sendo  $c_2$  e  $c_1$  coeficientes quadrático e linear da função benefício, expressos respectivamente em \$/MW<sup>2</sup>h e \$/MWh. Considera-se uma função benefício côncava com  $c_2 < 0$  e  $c_1 > 0$ .

### 3.3.2 Equações de Balanço de Potência

Supõe-se as incertezas associadas à carga consideravelmente menores que aquelas associadas à geração fotovoltaica. Portanto, cargas ativas e reativas em cada barra e período do horizonte de planejamento são supostamente conhecidas. Como busca-se otimizar o benefício esperado da concessionária de distribuição, o problema FPO deve ser modelado considerando condições de carga e de geração fotovoltaica nos  $n_p$  períodos e  $n_\omega$  cenários.

Sendo assim, para representar as condições operativas em regime permanente do sistema de distribuição, são necessários  $(n_p \times n_\omega)$  conjuntos de equações (3.24)-(3.25). Devido à linearidade das equações de balanço de potência, a extensão para  $n_p$  períodos e  $n_\omega$  cenários é direta, portanto:

$$\begin{aligned} P_{g_{k,t,\omega}} - P_{d_{k,t}} &= \sum_{m \in \Omega_k} P_{km,t,\omega}, \\ Q_{g_{k,t,\omega}} - Q_{d_{k,t}} &= \sum_{m \in \Omega_k} Q_{km,t,\omega}, \end{aligned} \quad \forall k, t, \omega. \quad (3.36)$$

Deve-se notar que operação em regime permanente é descrita por  $(n_b \cdot n_p \cdot n_\omega)$  equações semelhantes (3.24)-(3.25), uma vez que os ramos fictícios introduzidos para representação do transformador OLTC são implicitamente reforçados pelas expressões (3.22)-(3.23).

### 3.3.3 Limites Físicos e Operacionais

Uma vez que os valores das variáveis do problema FPO também dependem do período e do cenário considerado, as restrições de desigualdade que representam os limites físicos e operacionais são descritas na sequência considerando-se o limite mínimo de potência ativa de todas as usinas igual a zero, ou seja,  $P_{se}^{\min} = 0$  e  $P_{FV_{k,t,\omega}}^{\min} = 0$ .

$$\left. \begin{aligned} 0 &\leq P_{se,t,\omega} \leq P_{se}^{\max} \\ Q_{se}^{\min} &\leq Q_{se,t,\omega} \leq Q_{se}^{\max} \\ 0 &\leq P_{FV_{k,t,\omega}} \leq P_{FV_{k,t,\omega}}^{\max} \\ -\delta \cdot S_k^{inv} + \tau_1 \cdot P_{FV_{k,t,\omega}} &\leq Q_{FV_{k,t,\omega}} \leq \delta \cdot S_k^{inv} + \tau_2 \cdot P_{FV_{k,t,\omega}} \\ V_k^{\min} &\leq V_{k,t,\omega} \leq V_k^{\max} \\ a_{km}^{\min} V_{k,t,\omega} &\leq V_{i,t,\omega} \leq a_{km}^{\max} V_{k,t,\omega}, \quad k \in I_{tr}, \quad i \in Ia_{tr} \end{aligned} \right\} \quad \forall k, t, \omega. \quad (3.37)$$

### 3.3.4 FPO Dinâmico Estocástico de Dois Estágios: Modelo Completo

A formulação completa do FPO é dada por:

$$\begin{aligned} \max \quad & F = \sum_{\omega=1}^{n_\omega} \pi_\omega \sum_{t=1}^{n_p} \frac{1}{2} c_2 P_{se,t,\omega}^2 + c_1 P_{se,t,\omega} \\ \text{s.a.} \quad & (3.33), (3.36), (3.37). \end{aligned} \quad (3.38)$$

O problema (3.38) é uma extensão do problema FPO convencional, já que é formulado para diversos períodos de tempo e um conjunto finito de cenários de irradiação.

cia/temperatura. A dimensão do problema tende a aumentar com o número de períodos e, principalmente, com o número de cenários considerados. As restrições de não-antecipatividade (3.33) impossibilitam que o benefício da concessionária de distribuição seja maximizado separadamente em cada cenário de irradiância/temperatura e isto eleva a dimensão do problema.

### 3.3.5 Exemplo Ilustrativo

Com esse exemplo busca-se formular o problema de FPO dinâmico estocástico de dois estágios para o sistema-teste de três barras da Figura 3.6, o qual é constituído de dois geradores correspondentes à barra 1 da subestação (SE) e à barra 3 da usina fotovoltaica (UFV). A barra 1' representa a barra fictícia. Por simplificação, utilizou-se dois períodos no horizonte de planejamento e dois cenários de irradiância/temperatura.

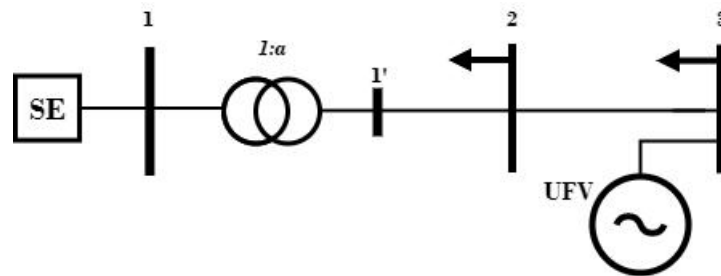


Figura 3.6 – Sistema-teste

Os dados de barras do sistema-teste (3.6) constam na Tabela 3.1, enquanto os dados referentes aos cenários de geração solar fotovoltaica constam na Tabela 3.2.

Tabela 3.1 – Dados nas Barras do Sistema-teste

Barra	$V^{\min}$	$V^{\max}$	$P_g^{\max}$	$Q_g^{\min}$	$Q_g^{\max}$	$P_d$	$Q_d$	$c_2$	$c_1$
1	0,95	1,05	2,70	0	1,00	0	0	0,50	10
2	0,95	1,05	0	0	0	0,60	0,40	0	0
3	0,95	1,05	$\bar{P}_{FV_{3,t,\omega}}$	$-\delta.S_3^{inv} + \tau_1.P_{FV_{3,t,\omega}}$	$\delta.S_3^{inv} + \tau_2.P_{FV_{3,t,\omega}}$	1,00	0,45	0	0

Tabela 3.2 – Cenários de Geração Solar Fotovoltaica

Cenário	$\pi$	Período 1			Período 2		
		$G_{t,\omega}$	$T_{t,\omega}$	$P_{FV_{3,1,\omega}}^{\max}$	$G_{t,\omega}$	$T_{t,\omega}$	$P_{FV_{3,2,\omega}}^{\max}$
1	0,60	600,64	27,2	0,685	536,97	25,6	0,618
2	0,40	920,94	28,8	1,422	856,87	29,6	0,955

Neste exemplo, supõe-se as demandas ativa e reativa nas barras de carga iguais em todos os períodos e cenários. O limite mínimo de potência ativa em todas as barras é igual à zero. O *tap* do transformador OLTC presente no ramo 1–2 corresponde à variável de estágio 1 e, portanto, é igual em todos os cenários. A formulação do FPO é detalhada na sequência.

- **Função Objetivo**

$$F = 0,6 \sum_{t=1}^2 (-0,50P_{se,t,1}^2 + 10P_{se,t,1}) + 0,4 \sum_{t=1}^2 (-0,50P_{se,t,2}^2 + 10P_{se,t,2}) \quad (3.39)$$

- **Equações de Balanço de Potência**

$$\begin{aligned}
P_{se,1,1} - P_{12,1,1} - P_{11',1,1} &= 0 \\
Q_{se,1,1} - Q_{12,1,1} - Q_{11',1,1} &= 0 \\
0,60 - P_{23,1,1} - P_{21',1,1} &= 0 \\
0,40 - Q_{23,1,1} - Q_{21',1,1} &= 0 \\
P_{FV3,1,1} - 1,00 - P_{32,1,1} &= 0 \\
Q_{FV3,1,1} - 0,45 - Q_{32,1,1} &= 0 \\
P_{se,2,1} - P_{12,2,1} - P_{11',2,1} &= 0 \\
Q_{se,2,1} - Q_{12,2,1} - Q_{11',2,1} &= 0 \\
0,60 - P_{23,2,1} - P_{21',2,1} &= 0 \\
0,40 - Q_{23,2,1} - Q_{21',2,1} &= 0 \\
P_{FV3,2,1} - 1,00 - P_{32,2,1} &= 0 \\
Q_{FV3,2,1} - 0,45 - Q_{32,2,1} &= 0 \\
P_{se,1,2} - P_{12,1,2} - P_{11',1,2} &= 0 \\
Q_{se,1,2} - Q_{12,1,2} - Q_{11',1,2} &= 0 \\
0,60 - P_{23,1,2} - P_{21',1,2} &= 0 \\
0,40 - Q_{23,1,2} - Q_{21',1,2} &= 0 \\
P_{FV3,1,2} - 1,00 - P_{32,1,2} &= 0 \\
Q_{FV3,1,2} - 0,45 - Q_{32,1,2} &= 0 \\
P_{se,2,2} - P_{12,2,2} - P_{11',2,2} &= 0 \\
Q_{se,2,2} - Q_{12,2,2} - Q_{11',2,2} &= 0 \\
0,60 - P_{23,2,2} - P_{21',2,2} &= 0 \\
0,40 - Q_{23,2,2} - Q_{21',2,2} &= 0 \\
P_{FV3,2,2} - 1,00 - P_{32,2,2} &= 0 \\
Q_{FV3,2,2} - 0,45 - Q_{32,2,2} &= 0
\end{aligned} \quad (3.40)$$

- **Restrições de Não Antecipatividade**

$$\begin{aligned}
V_{1,1,1} - V_{1,1,2} &= 0 \\
V_{1,2,1} - V_{1,2,2} &= 0 \\
V_{1',1,1} - V_{1',1,2} &= 0 \\
V_{1',2,1} - V_{1',2,2} &= 0
\end{aligned} \quad (3.41)$$

- **Limites Físicos e Operacionais**

$$\begin{aligned}
0 &\leq P_{se,1,1} \leq 2,70 \\
0 &\leq Q_{se,1,1} \leq 1,00 \\
0 &\leq P_{FV3,1,1} \leq 0,685 \\
-\delta, S_3^{inv} + \tau_1 \cdot P_{FV3,1,1} &\leq Q_{FV3,1,1} \leq \delta \cdot S_3^{inv} + \tau_2 \cdot P_{FV3,1,1}
\end{aligned} \quad (3.42)$$

$$\begin{aligned}
0,95 &\leq V_{1,1,1} \leq 1,05 \\
0,95 &\leq V_{2,1,1} \leq 1,05 \\
0,95 &\leq V_{3,1,1} \leq 1,05 \\
0,90V_{1,1,1} &\leq V'_{1,1,1} \leq 1,10V_{1,1,1} \\
0 &\leq P_{se,2,1} \leq 2,70 \\
0 &\leq Q_{se,2,1} \leq 1,00 \\
0 &\leq P_{FV_{3,2,1}} \leq 0,618 \\
-\delta.S_3^{inv} + \tau_1.P_{FV_{3,2,1}} &\leq Q_{FV_{3,2,1}} \leq \delta.S_3^{inv} + \tau_2.P_{FV_{3,2,1}} \\
0,95 &\leq V_{1,2,1} \leq 1,05 \\
0,95 &\leq V_{2,2,1} \leq 1,05 \\
0,95 &\leq V_{3,2,1} \leq 1,05 \\
0,90V_{1,2,1} &\leq V'_{1,2,1} \leq 1,10V_{1,2,1} \\
0 &\leq P_{se,1,2} \leq 2,70 \\
0 &\leq Q_{se,1,2} \leq 1,00 \\
0 &\leq P_{FV_{3,1,2}} \leq 1,422 \\
-\delta.S_3^{inv} + \tau_1.P_{FV_{3,1,2}} &\leq Q_{FV_{3,1,2}} \leq \delta.S_3^{inv} + \tau_2.P_{FV_{3,1,2}} \\
0,95 &\leq V_{1,1,2} \leq 1,05 \\
0,95 &\leq V_{2,1,2} \leq 1,05 \\
0,95 &\leq V_{3,1,2} \leq 1,05 \\
0,90V_{1,1,2} &\leq V'_{1,1,2} \leq 1,10V_{1,1,2} \\
0 &\leq P_{se,2,2} \leq 2,70 \\
0 &\leq Q_{se,2,2} \leq 1,00 \\
0 &\leq P_{FV_{3,2,2}} \leq 0,955 \\
-\delta.S_3^{inv} + \tau_1.P_{FV_{3,2,2}} &\leq Q_{FV_{3,2,2}} \leq \delta.S_3^{inv} + \tau_2.P_{FV_{3,2,2}} \\
0,95 &\leq V_{1,2,2} \leq 1,05 \\
0,95 &\leq V_{2,2,2} \leq 1,05 \\
0,95 &\leq V_{3,2,2} \leq 1,05 \\
0,90V_{1,2,2} &\leq V'_{1,2,2} \leq 1,10V_{1,2,2}
\end{aligned} \tag{3.43}$$

### 3.4 SÍNTESE DO CAPÍTULO

Inicialmente, neste capítulo abordou-se a formulação matemática dos componentes presentes no sistema, bem como apresentou-se as equações linearizadas de balanço de potência nas barras do sistema.

Em seguida, introduziu-se os conceitos relacionados à operação ótima do sistema de distribuição. Para obter uma boa representação das condições operativas na presença de consumidores com autogeração fotovoltaica, é necessário que o FPO seja resolvido por um conjunto representativo de cenários de irradiância/temperatura. A contextualização dos cenários foi feita pela formulação do FPO dinâmico estocástico de dois estágios.

Considerando como critério de otimização o máximo benefício da concessionária de distribuição e a complementação da geração solar fotovoltaica feita pela subestação, mostrou-se um exemplo ilustrativo. Verificou-se na medida em que a quantidade de cenários de irradiância/temperatura aumenta, a dimensão do problema de FPO aumenta consideravelmente. Para sistemas de grande porte, a dimensão do problema pode tornar proibitiva sua resolução sem o uso de técnicas matemáticas de decomposição.

O próximo capítulo estenderá a formulação do FPO descrita neste capítulo, de forma que os objetivos dos consumidores com autogeração fotovoltaica sejam considerados na operação ótima do sistema. Tal extensão levará à formulação do FPO binível.

## 4 FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO BINÍVEL

### 4.1 INTRODUÇÃO

A solução de um problema de otimização tradicional consiste na determinação de valores para as variáveis de controle que respeitam um conjunto de restrições de igualdade e desigualdade, ao mesmo tempo em que obtém o melhor resultado para um objetivo específico. Esse objetivo é único e, à vista disso, supõe-se que todos os agentes envolvidos no processo de solução ótima acordam com o índice de desempenho.

Um grande número de estudos vem sendo desenvolvido para a resolução de problemas com múltiplos objetivos (otimização multiobjetivo) ou múltiplos níveis de decisão (otimização multinível). O problema de otimização multiobjetivo visa encontrar um acordo simultâneo entre múltiplos objetivos. Esses objetivos podem pertencer a diferentes agentes e, portanto, podem ser independentes ou até mesmo conflitantes entre si (TAKEMURA, 2007). No entanto, as decisões deste problema são tomadas por um planejador imparcial, o qual tem compromisso com todos os agentes envolvidos. Nessa situação, uma solução é ótima desde que não seja dominada por qualquer outra solução.

Semelhante ao problema multiobjetivo, o problema de otimização multinível envolve diferentes agentes com objetivos independentes ou até mesmo conflitantes entre si. No entanto, no problema multinível não há um planejador imparcial (TAKEMURA, 2007); os agentes envolvidos tomam suas decisões de acordo com os seus próprios interesses e objetivos. As variáveis de decisão do problema estão divididas ou são compartilhadas entre os agentes.

Uma particularidade do problema multinível é o problema de otimização binível. Neste capítulo, formula-se um FPO binível para avaliar o impacto da inserção dos *prosumers* de energia solar fotovoltaica no sistema de distribuição. O FPO binível é formulado sob o ponto de vista da concessionária. O problema de nível superior representa os interesses da concessionária de distribuição, enquanto os problemas de nível inferior expressam os objetivos e as restrições dos *prosumers*. Portanto, os dois agentes decisores envolvidos na tomada de decisão são a concessionária e o consumidor com autogeração fotovoltaica.

### 4.2 PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO BINÍVEL

O problema de otimização binível, do inglês *Bilevel Programming Problem* (BLP), pode ser entendido como um modelo matemático do jogo *líder-seguidor*, onde o controle das variáveis de decisão divide-se entre dois jogadores que otimizam os seus próprios objetivos (LEYFFER; MUNSON, 2010). A estratégia básica do jogo líder-seguidor foi proposta na década de 30 por Heinrich Freiherr von Stackelberg em seu trabalho intitulado “*Market Structure and Equilibrium*” (STACKELBERG, 1934).

O modelo de *Stackelberg* caracteriza-se pela jogada sequencial e não cooperativa

(BARD, 1998). O líder define sua estratégia em um primeiro momento com o conhecimento do objetivo do seguidor. Este, por sua vez, define sua estratégia na sequência, podendo ou não conhecer o objetivo do líder, mas conhecendo a estratégia escolhida pelo líder. Em sua formulação analítica, representa situações em que, para se chegar ao resultado de um objetivo principal (objetivo do líder), deve-se determinar também o resultado ótimo do objetivo secundário (objetivo do seguidor). Matematicamente expressa-se como:

$$\begin{aligned}
 & \min_{\mathbf{x} \in X} F(x, y) \\
 & \text{s.a. } \mathbf{H}(x, y) \leq 0 \\
 & \min_{\mathbf{y} \in Y} f(x, y) \\
 & \text{s.a. } \mathbf{h}(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \leq 0
 \end{aligned} \tag{4.1}$$

sendo  $\mathbf{x} \in X$  e  $\mathbf{y} \in Y$  as variáveis de decisão de nível superior e de nível inferior, respectivamente. No nível superior, a função objetivo  $F(\cdot, \cdot)$  e as restrições de desigualdade  $\mathbf{H}(\cdot, \cdot)$  dependem também das variáveis  $\mathbf{y}$  de nível inferior. No nível inferior, a função objetivo  $f(\cdot, \cdot)$  e as restrições de desigualdade  $\mathbf{h}(\cdot, \cdot)$  dependem também das variáveis  $\mathbf{x}$  de nível superior.

#### 4.2.1 Fundamentos da Otimização Binível

O processo de tomada de decisão e/ou planejamento onde a abordagem binível é pertinente, além de respeitar uma estrutura hierárquica, possui as seguintes características:

1. Existem dois agentes decisores envolvidos na tomada de decisão, com objetivos independentes e às vezes antagônicos, no mesmo nível ou em níveis diferentes na hierarquia (FORTUNY-AMAT; MCCARL, 1981), (LEYFFER; MUNSON, 2010).
2. Cada agente decisor pode exercer controle direto apenas sobre um subconjunto das variáveis do problema de otimização. O agente decisor de nível superior, representado pelo líder, determina os valores ótimos de suas variáveis de controle, as quais se tornam parâmetros no nível inferior, de modo a otimizar o seu objetivo. O agente decisor de nível inferior, representado pelo seguidor, otimiza seu objetivo com relação a um segundo conjunto de variáveis de controle sob os valores dos parâmetros previamente fornecidos (BARD, 1998).
3. O problema do líder consiste em escolher um plano de ação que otimiza seu objetivo sujeito à reação *racional* do seguidor (FORTUNY-AMAT; MCCARL, 1981).
4. A ordem das propostas tomadas pelo líder e pelo seguidor é importante (BARD, 1998).
5. O processo de tomada de decisão binível é feito em dois estágios sequenciais. No primeiro estágio, o líder anuncia seu plano de ação. No segundo estágio, o seguidor



reage *racionalmente* ao plano posto em ação pelo líder. Isso significa que o plano anunciado pelo líder é tratado como um dado externo; e o seguidor otimiza independentemente seu plano de ação de acordo com seus objetivos e limitações, sem levar em conta os objetivos do líder (FORTUNY-AMAT; MCCARL, 1981).

6. Não há incertezas envolvidas no processo de tomada de decisão. Em princípio, o líder conhece a função objetivo e as restrições do seguidor (FORTUNY-AMAT; MCCARL, 1981). O seguidor não precisa necessariamente conhecer os objetivos do líder, apenas a estratégia anunciada por ele (BARD, 1998).

### 4.3 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO BINÍVEL

O objetivo deste estudo consiste em analisar os impactos da inserção de consumidores com autogeração fotovoltaica no sistema de distribuição. Observa-se, portanto, dois agentes envolvidos: a concessionária, que detém o controle do sistema de distribuição, e o consumidor com geração solar fotovoltaica, que recebe os preços da concessionária e estabelece uma estratégia de autogeração que visa minimizar os custos com energia elétrica associados à energia comprada da concessionária e à operação e manutenção de sua UFV.

Devido à liberdade de geração própria, o consumidor com autogeração fotovoltaica é denominado *consumidor atuante*. Deste modo, o consumidor atuante reage de forma *racional* (ótima) à política de preços da concessionária. Por sua vez, a concessionária deve considerar as ações independentes dos consumidores atuantes, pois eles afetam a injeção de potência ativa na subestação e, conseqüentemente, as condições operativas do sistema de distribuição, como exemplo: perfil de tensão, perdas nos ramos, carregamento de circuitos ou inversão do fluxo de potência. Como a concessionária tem o controle do sistema e também, com sua política de preços, determina as ações do consumidor atuante, é ela que lidera a situação. Como o consumidor atuante reage às propostas feitas pelo líder, ele é o seguidor. A interação entre a concessionária de distribuição e os consumidores atuantes pode ser representada pelo modelo de *Stackelberg* da Figura 4.1.

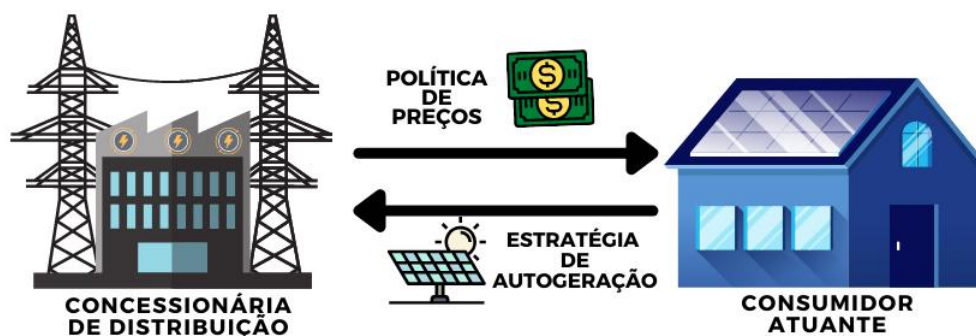


Figura 4.1 – Interação Estratégica entre Concessionária e Consumidor Atuante

Fonte: Elaboração Própria (2021).

Matematicamente, essa interação expressa-se como um problema de otimização binível com múltiplos problemas de nível inferior, cada um representando as reações racionais de um determinado consumidor atuante. O objetivo do *prosumer*  $k$  consiste em minimizar os custos associados à energia comprada da concessionária e à operação e manutenção de sua UFV. Isso é feito em cada período do horizonte de planejamento e em cada cenário de irradiância/temperatura. Portanto, para minimizar os seus custos totais, o *prosumer* conectado à barra  $k$ , deve resolver o seguinte problema:

$$\begin{aligned} \min \quad & f_{k,t,\omega} = \lambda_{k,t,\omega} (P_{d_{k,t}} - P_{FV_{k,t,\omega}}) + \hat{c}_{p_k} P_{FV_{k,t,\omega}}^2 + \hat{c}_{q_k} Q_{FV_{k,t,\omega}}^2 \\ \text{s.a.} \quad & 0 \leq P_{FV_{k,t,\omega}} \leq P_{FV_{k,t,\omega}}^{\max} \\ & -\delta \cdot S_k^{inv} + \tau_1 \cdot P_{FV_{k,t,\omega}} \leq Q_{FV_{k,t,\omega}} \leq \delta \cdot S_k^{inv} + \tau_2 \cdot P_{FV_{k,t,\omega}} \end{aligned} \quad (4.2)$$

onde  $f_{k,t,\omega}$  é o custo total (\$/h) do *prosumer*  $k$  no período  $t$  e cenário  $\omega$ . O primeiro termo de  $f_{k,t,\omega}$  representa o valor pago pelo *prosumer* à concessionária de distribuição pelo fornecimento de sua carga líquida, que é função do benefício marginal da distribuidora no suprimento da carga da barra  $k$ , período  $t$  e cenário  $\omega$  ( $\lambda_{k,t,\omega}$ ). O segundo e o terceiro termos referem-se aos custos de operação e manutenção de sua UFV, os quais são expressos como funções quadráticas das potências ativa e reativa fornecidas pelo *prosumer*.  $\hat{c}_{p_k}$  e  $\hat{c}_{q_k}$  são coeficientes de custos definidos respectivamente em \$/MW<sup>2</sup>h e \$/MVA<sup>2</sup>h.

Na formulação do problema de nível inferior (4.2), as seguintes suposições foram feitas:

- (i) o custo total com energia elétrica equivale ao custo de aquisição de energia da concessionária somado ao custo de geração de sua energia fotovoltaica (associados aos custos de operação e manutenção de sua UFV);
- (ii) ao ajustarem sua geração fotovoltaica, os consumidores atuantes devem considerar a capacidade máxima de potência ativa da UFV. Essa capacidade máxima de potência ativa varia ao longo do tempo e de acordo com as condições de irradiância/temperatura (Seção 2.5);
- (iii) os consumidores atuantes podem gerar potência reativa. A geração de potência reativa é limitada pela capacidade máxima do inversor e também pela quantidade de potência ativa fornecida pela UFV no período e cenário considerado (Figura 2.6);
- (iv) o benefício marginal de potência ativa fornecido pela subestação é variável nos períodos e cenários. Para o consumidor atuante, o preço do kWh adquirido da concessionária equivale ao benefício marginal de potência ativa;
- (v) os custos de operação e manutenção de potência ativa e reativa para o *prosumer* variam de forma quadrática com a potência ativa e reativa que sua UFV fornece.

O problema de nível superior consiste na representação das ações e dos interesses da concessionária de distribuição, que deseja operar o sistema de forma a maximizar seu benefício esperado,  $F$  (\$/h). Para isso, considera as ações independentes dos consumidores atuantes. Representando a função do nível superior por (3.35), a interação entre a concessionária e os *prosumers* é formulada pelo seguinte modelo FPO binível:

$$\begin{aligned} \max \quad & F = \sum_{\omega=1}^{n_\omega} \pi_\omega \sum_{t=1}^{n_p} \frac{1}{2} c_2 P_{se,t,\omega}^2 + c_1 P_{se,t,\omega} \\ \text{s.a.} \quad & (3.33), (3.36), (3.37), \\ & P_{FV_{k,t,\omega}} \text{ e } Q_{FV_{k,t,\omega}} \text{ resolvem (4.2), } k \in I_{FV}, \forall t, \omega. \end{aligned} \quad (4.3)$$

O FPO binível (4.3) é também um problema dinâmico estocástico de dois estágios. As variáveis de estágio 1 e estágio 2 deste problema são as mesmas do FPO de um nível (3.38). Deve-se notar que o sistema de distribuição é representado por um conjunto de equações lineares de balanço de potência ativa e reativa (3.36).

Como não há limite para as quantidades de potência ativa e reativa injetadas pela subestação e não são impostos limites de carregamento ou de transmissão, o benefício marginal de potência ativa em todas as barras do sistema é aproximadamente igual ao benefício marginal da concessionária de distribuição,  $dF/dP_{se,t,\omega}$  (ALMEIDA, 2021). Ou seja, em cada período do horizonte de planejamento e cenário de irradiância/temperatura:

$$\lambda_{k,t,\omega} \approx \pi_\omega (c_2 P_{se,t,\omega} + c_1), \forall k. \quad (4.4)$$

### 4.3.1 Resolução do Problema de Otimização Binível

O procedimento adotado para avaliar o impacto da inserção dos *prosumers* no sistema de distribuição refere-se à formulação e resolução de um FPO binível. Tal procedimento pode ser dividido em duas etapas. A primeira etapa consiste em derivar as condições de *Karush-Kuhn-Tucker* (condições de otimalidade de primeira ordem) dos problemas de nível inferior e inseri-las como novas restrições do problema de nível superior, o que resulta em um problema de um único nível. A segunda etapa consiste em resolver o problema de um único nível com o auxílio de restrições lineares e variáveis binárias pelo método *Branch & Bound* (DINIZ, 2019).

Inicialmente, para resolver o FPO binível (4.3), define-se  $\lambda_{k,t,\omega} \approx \pi_\omega (c_2 P_{se,t,\omega} + c_1)$  na função objetivo dos problemas de nível inferior. Portanto, o problema (4.2) se torna:

$$\begin{aligned} \min \quad & f_{k,t,\omega} = \pi_\omega (c_2 P_{se,t,\omega} + c_1) (P_{d_{k,t}} - P_{FV_{k,t,\omega}}) + \hat{c}_{p_k} P_{FV_{k,t,\omega}}^2 + \hat{c}_{q_k} Q_{FV_{k,t,\omega}}^2 \\ \text{s.a.} \quad & 0 \leq P_{FV_{k,t,\omega}} \leq P_{FV_{k,t,\omega}}^{\max} \\ & -\delta \cdot S_k^{inv} + \tau_1 \cdot P_{FV_{k,t,\omega}} \leq Q_{FV_{k,t,\omega}} \leq \delta \cdot S_k^{inv} + \tau_2 \cdot P_{FV_{k,t,\omega}} \end{aligned} \quad (4.5)$$

Definindo o Lagrangiano do  $k$ -ésimo problema de nível inferior por:

$$\begin{aligned} \mathcal{L} = & \pi_{\omega} (c_2 P_{se,t,\omega} + c_1) (P_{d_{k,t}} - P_{FV_{k,t,\omega}}) + \hat{c}_{p_k} P_{FV_{k,t,\omega}}^2 + \hat{c}_{q_k} Q_{FV_{k,t,\omega}}^2 \\ & - \pi_{p_{k,t,\omega}}^{\min} (-P_{FV_{k,t,\omega}}) - \pi_{p_{k,t,\omega}}^{\max} (P_{FV_{k,t,\omega}}^{\max} - P_{FV_{k,t,\omega}}) \\ & - \pi_{q_{k,t,\omega}}^{\min} (Q_{FV_{k,t,\omega}} + \delta.S_k^{inv} - \tau_1.P_{FV_{k,t,\omega}}) \\ & - \pi_{q_{k,t,\omega}}^{\max} (-Q_{FV_{k,t,\omega}} + \delta.S_k^{inv} + \tau_2.P_{FV_{k,t,\omega}}), \end{aligned} \quad (4.6)$$

sendo  $\pi_{p_{k,t,\omega}}^{\min}$ ,  $\pi_{p_{k,t,\omega}}^{\max}$  e  $\pi_{q_{k,t,\omega}}^{\min}$ ,  $\pi_{q_{k,t,\omega}}^{\max}$  os multiplicadores associados aos limites mínimo e máximo de geração de potência ativa e reativa da UFV.

As condições de otimalidade de primeira ordem do problema (4.6) são, portanto:

$$\begin{aligned} -\pi_{\omega} (c_2 P_{se,t,\omega} + c_1) + 2.\hat{c}_{p_k}.P_{FV_{k,t,\omega}} - \pi_{p_{k,t,\omega}}^{\min} + \pi_{p_{k,t,\omega}}^{\max} + \pi_{q_{k,t,\omega}}^{\min}.\tau_1 - \pi_{q_{k,t,\omega}}^{\max}.\tau_2 &= 0, \\ 2.\hat{c}_{q_k}.Q_{FV_{k,t,\omega}} - \pi_{q_{k,t,\omega}}^{\min} + \pi_{q_{k,t,\omega}}^{\max} &= 0, \\ \pi_{p_{k,t,\omega}}^{\min} (-P_{FV_{k,t,\omega}}) &= 0, \\ \pi_{p_{k,t,\omega}}^{\max} (P_{FV_{k,t,\omega}}^{\max} - P_{FV_{k,t,\omega}}) &= 0, \\ \pi_{q_{k,t,\omega}}^{\min} (Q_{FV_{k,t,\omega}} + \delta.S_k^{inv} - \tau_1.P_{FV_{k,t,\omega}}) &= 0, \\ \pi_{q_{k,t,\omega}}^{\max} (-Q_{FV_{k,t,\omega}} + \delta.S_k^{inv} + \tau_2.P_{FV_{k,t,\omega}}) &= 0, \\ \pi_{p_{k,t,\omega}}^{\min} \geq 0, \quad P_{FV_{k,t,\omega}} &\geq 0, \\ \pi_{p_{k,t,\omega}}^{\max} \geq 0, \quad P_{FV_{k,t,\omega}}^{\max} - P_{FV_{k,t,\omega}} &\geq 0, \\ \pi_{q_{k,t,\omega}}^{\min} \geq 0, \quad Q_{FV_{k,t,\omega}} + \delta.S_k^{inv} - \tau_1.P_{FV_{k,t,\omega}} &\geq 0, \\ \pi_{q_{k,t,\omega}}^{\max} \geq 0, \quad -Q_{FV_{k,t,\omega}} + \delta.S_k^{inv} + \tau_2.P_{FV_{k,t,\omega}} &\geq 0. \end{aligned} \quad (4.7)$$

Devido à convexidade dos problemas de nível inferior, as condições de otimalidade de primeira ordem (4.7), derivadas do Lagrangiano (4.6), são necessárias e suficientes. Os gradientes das restrições de limite e de complementaridade presentes em (4.7) são linearmente dependentes (BARD, 1998). Sendo assim, não pode-se formular o FPO de um nível simplesmente substituindo o problema de nível inferior de (4.3) por suas condições de otimalidade (4.7). Antes de realizar essa substituição, as restrições de complementaridade são reescritas usando variáveis binárias (FORTUNY-AMAT; MCCARL, 1981).

Considerando as restrições de complementaridade associadas aos limites de geração de potência ativa da UFV, tem-se:  $-\pi_{p_{k,t,\omega}}^{\min} (-P_{FV_{k,t,\omega}}) = 0$  e  $\pi_{p_{k,t,\omega}}^{\max} (P_{FV_{k,t,\omega}}^{\max} - P_{FV_{k,t,\omega}}) = 0$ . Empregando as variáveis binárias  $\eta_{p_{k,t,\omega}}$  e  $\rho_{p_{k,t,\omega}}$ , essas restrições são reescritas como:

$$\pi_{p_{k,t,\omega}}^{\min} \leq M\eta_{p_{k,t,\omega}}, \quad P_{FV_{k,t,\omega}} \leq (1 - \eta_{p_{k,t,\omega}})M, \quad (4.8)$$

$$\pi_{p_{k,t,\omega}}^{\max} \leq M\rho_{p_{k,t,\omega}}, \quad P_{FV_{k,t,\omega}}^{\max} - P_{FV_{k,t,\omega}} \leq (1 - \rho_{p_{k,t,\omega}})M, \quad (4.9)$$

onde  $M > 0$  é uma constante suficientemente grande.

As restrições de complementaridade associadas aos limites de geração de potência reativa da UFV são representadas de forma análoga empregando as variáveis binárias  $\eta_{q_{k,t,\omega}}$  e  $\rho_{q_{k,t,\omega}}$ . Portanto:

$$\pi_{q_{k,t,\omega}}^{\min} \leq M\eta_{q_{k,t,\omega}}, \quad Q_{FV_{k,t,\omega}} + \delta.S_k^{inv} - \tau_1.P_{FV_{k,t,\omega}} \leq (1 - \eta_{q_{k,t,\omega}})M, \quad (4.10)$$

$$\pi_{q_{k,t,\omega}}^{\max} \leq M\rho_{q_{k,t,\omega}}, \quad -Q_{FV_{k,t,\omega}} + \delta.S_k^{inv} + \tau_2.P_{FV_{k,t,\omega}} \leq (1 - \rho_{q_{k,t,\omega}})M. \quad (4.11)$$

Após as modificações feitas em (4.8)-(4.11), os problemas de nível inferior (4.5) são substituídos pelas seguintes restrições lineares:

$$\begin{aligned}
& -\pi_\omega (c_2 P_{se,t,\omega} + c_1) + 2 \cdot \hat{c}_{p_k} \cdot P_{FV_{k,t,\omega}} - \pi_{p_{k,t,\omega}}^{\min} + \pi_{p_{k,t,\omega}}^{\max} + \pi_{q_{k,t,\omega}}^{\min} \cdot \tau_1 - \pi_{q_{k,t,\omega}}^{\max} \cdot \tau_2 = 0 \\
& 2 \cdot \hat{c}_{q_k} \cdot Q_{FV_{k,t,\omega}} - \pi_{q_{k,t,\omega}}^{\min} + \pi_{q_{k,t,\omega}}^{\max} = 0 \\
& \pi_{p_{k,t,\omega}}^{\min} \leq M \eta_{p_{k,t,\omega}} \\
& P_{FV_{k,t,\omega}} \leq (1 - \eta_{p_{k,t,\omega}}) M \\
& \pi_{p_{k,t,\omega}}^{\max} \leq M \rho_{p_{k,t,\omega}} \\
& P_{FV_{k,t,\omega}}^{\max} - P_{FV_{k,t,\omega}} \leq (1 - \rho_{p_{k,t,\omega}}) M \\
& \pi_{q_{k,t,\omega}}^{\min} \leq M \eta_{q_{k,t,\omega}} \\
& Q_{FV_{k,t,\omega}} + \delta \cdot S_k^{inv} - \tau_1 \cdot P_{FV_{k,t,\omega}} \leq (1 - \eta_{q_{k,t,\omega}}) M \\
& \pi_{q_{k,t,\omega}}^{\max} \leq M \rho_{q_{k,t,\omega}}, \\
& -Q_{FV_{k,t,\omega}} + \delta \cdot S_k^{inv} + \tau_2 \cdot P_{FV_{k,t,\omega}} \leq (1 - \rho_{q_{k,t,\omega}}) M \\
& \pi_{p_{k,t,\omega}}^{\min} \geq 0 \\
& \pi_{p_{k,t,\omega}}^{\max} \geq 0 \\
& \pi_{q_{k,t,\omega}}^{\min} \geq 0 \\
& \pi_{q_{k,t,\omega}}^{\max} \geq 0 \\
& \eta_{p_{k,t,\omega}} \in \{0, 1\} \\
& \rho_{p_{k,t,\omega}} \in \{0, 1\} \\
& \eta_{q_{k,t,\omega}} \in \{0, 1\} \\
& \rho_{q_{k,t,\omega}} \in \{0, 1\} \\
& 0 \leq P_{FV_{k,t,\omega}} \leq P_{FV_{k,t,\omega}}^{\max} \\
& Q_{FV_{k,t,\omega}} \geq -\delta \cdot S_k^{inv} + \tau_1 \cdot P_{FV_{k,t,\omega}} \\
& Q_{FV_{k,t,\omega}} \leq \delta \cdot S_k^{inv} + \tau_2 \cdot P_{FV_{k,t,\omega}}
\end{aligned} \tag{4.12}$$

Com a representação usada para as restrições de complementaridade, as condições de otimalidade do problema de nível inferior do consumidor  $k$  são expressas em termos de restrições lineares com variáveis contínuas e binárias, as quais representam suas soluções ótimas. Sendo assim, o problema resultante de um único nível, equivalente ao problema FPO binível (4.3), é expresso como:

$$\begin{aligned}
\max \quad & F = \sum_{\omega=1}^{n_\omega} \pi_\omega \sum_{t=1}^{n_p} \frac{1}{2} c_2 P_{se,t,\omega}^2 + c_1 P_{se,t,\omega} \\
\text{s.a.} \quad & (3.33), (3.36), (3.37), (4.12).
\end{aligned} \tag{4.13}$$

O problema (4.13) possui função objetivo quadrática côncava, restrições lineares com variáveis contínuas e binárias e foi resolvido pelo *solver* CPLEX/GAMS.

#### 4.4 ESTUDOS ADICIONAIS

As perdas de transmissão não são consideradas em (3.36) (YUAN *et al.*, 2018). No entanto, após resolução do FPO de um nível (3.38) e FPO binível (4.13), pode-se calcular

as perdas de potência ativa e reativa nos ramos do sistema. Para isso, relacionam-se as magnitudes e os ângulos das tensões nas barras, no período  $t$  e cenário  $\omega$ . Assim, as perdas ativa e reativa no ramo  $k - m$  podem ser calculadas conforme (MONTICELLI, 1983):

$$P_{L_{km,t,\omega}} = \frac{r_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} (V_{k,t,\omega}^2 + V_{m,t,\omega}^2 - 2V_{k,t,\omega}V_{m,t,\omega} \cos \theta_{km,t,\omega}), \quad (4.14)$$

$$Q_{L_{km,t,\omega}} = \frac{x_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} (V_{k,t,\omega}^2 + V_{m,t,\omega}^2 - 2V_{k,t,\omega}V_{m,t,\omega} \cos \theta_{km,t,\omega}). \quad (4.15)$$

Considerando os períodos do horizonte de planejamento e os cenários de irradiância/temperatura, as perdas de potência ativa e reativa do sistema são dadas respectivamente por:

$$P_{perdas} = \sum_{\omega=1}^{n_\omega} \pi_\omega \sum_{t=1}^{n_p} P_{L_{km,t,\omega}}, \quad (4.16)$$

$$Q_{perdas} = \sum_{\omega=1}^{n_\omega} \pi_\omega \sum_{t=1}^{n_p} Q_{L_{km,t,\omega}}. \quad (4.17)$$

O fator de potência do alimentador, para todos os períodos e cenários de irradiância/temperatura, é calculado conforme:

$$FP = \frac{\sum_{\omega=1}^{n_\omega} \pi_\omega \sum_{t=1}^{n_p} P_{se,t,\omega}}{\sum_{\omega=1}^{n_\omega} \pi_\omega \sum_{t=1}^{n_p} S_{se,t,\omega}} \quad (4.18)$$

sendo  $S_{se,t,\omega} = \sqrt{P_{se,t,\omega}^2 + Q_{se,t,\omega}^2}$  a potência aparente da subestação.

#### 4.5 SÍNTESE DO CAPÍTULO

No início deste capítulo, expôs-se tanto a formulação quanto os fundamentos da otimização binível. Em seguida, formulou-se o FPO binível sob o ponto de vista da concessionária. No FPO binível, o objetivo da concessionária consiste em operar o sistema de distribuição de forma a maximizar seu benefício esperado, o qual é expresso em termos da potência ativa suprida através da subestação. O objetivo do consumidor atuante consiste em ajustar sua geração fotovoltaica de forma a minimizar o seu gasto com energia elétrica. Para a resolução, o FPO binível foi substituído por um problema linear inteiro misto de um único nível com variáveis contínuas e binárias.

Por fim, foi descrito como obter, na solução do FPO de um nível e binível, as perdas de potência ativa e reativa nos ramos do sistema e o fator de potência do alimentador. Esses indicadores serão utilizados para avaliar a qualidade das soluções obtidas.

No próximo capítulo serão apresentados os resultados das simulações computacionais ao problema proposto nesta dissertação.

## 5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

### 5.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo serão apresentados e discutidos os resultados das simulações computacionais para avaliar o impacto da inserção de consumidores com autogeração fotovoltaica em sistemas de distribuição. As propostas que aqui são apresentadas foram calculadas em um computador com processador Intel Core i7-8550u, 2 GHz, com memória RAM 8 GB. As implementações dos modelos de otimização foram desenvolvidas na plataforma GAMS (SOROUDI, 2017), através do uso dos *solvers* CONOPT (DRUD, 1996) e CPLEX (ILOG, 2012) para as simulações computacionais. Adicionalmente, o MATLAB é utilizado como interface, enviando dados de entrada para a plataforma GAMS e compilando os resultados obtidos pelos *solvers* CONOPT e CPLEX.

Primeiramente, caracterizam-se os cenários de irradiância e temperatura obtidos de medições reais tomadas no ano de 2020. Em seguida, apresenta-se a formação das UFVs projetadas para os alimentadores TDE-06 e TDE-09 da Subestação Trindade de Florianópolis. Após definição dos cenários de análise e formação das UFVs, determinou-se a capacidade de geração fotovoltaica. Por fim, são analisados os resultados obtidos com as simulações computacionais. Os resultados referem-se à quatro (4) análises distintas, quais são: (i) FPO de um nível sem geração fotovoltaica; (ii) FPO de um nível com geração fotovoltaica; (iii) FPO binível com geração fotovoltaica considerando o custo de operação e manutenção da UFV e (iv) FPO binível com geração fotovoltaica desconsiderando o custo de operação e manutenção da UFV.

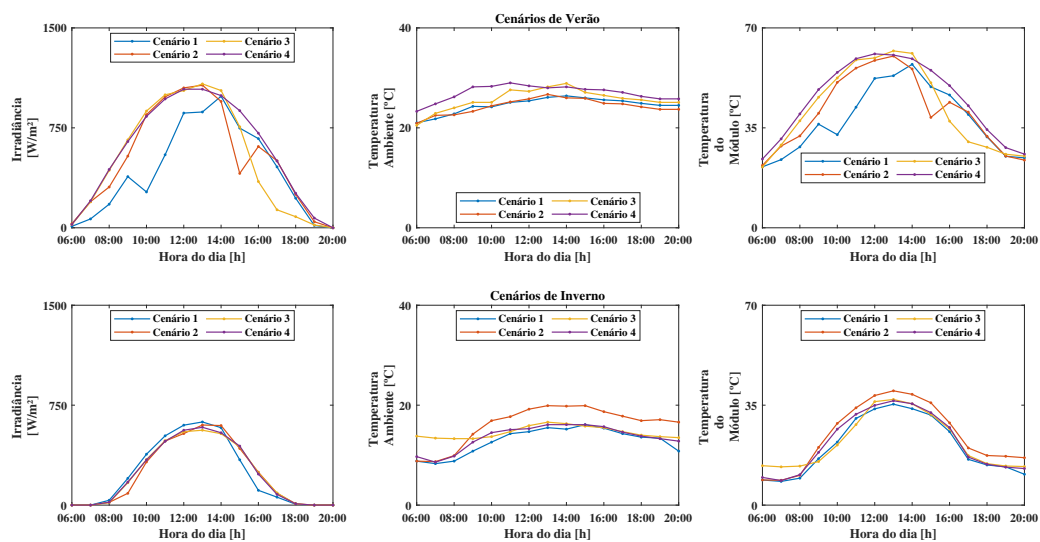
### 5.2 CARACTERIZAÇÃO DOS CENÁRIOS DE ANÁLISE

Como visto na Seção 3.3, a geração fotovoltaica depende da irradiância e da temperatura (temperatura ambiente e, conseqüentemente, temperatura de operação do módulo fotovoltaico), as quais são modeladas como variáveis aleatórias que se alteram ao longo do tempo e, por essa razão, pertencem a um processo estocástico. Do ponto de vista computacional, torna-se conveniente caracterizar um processo estocástico através de cenários. Neste estudo, para descrever o comportamento médio da geração fotovoltaica, optou-se por utilizar 12 cenários de análise, os quais referem-se à 12 dias dos meses de verão (janeiro, fevereiro e março) e 12 dias dos meses de inverno (junho, julho e agosto). Foram usadas medidas obtidas de 4 dias em janeiro, 4 dias em fevereiro e 4 dias em março. Foi feito o mesmo para os meses de inverno, ou seja, foram considerados 4 dias em junho, 4 dias em julho e 4 dias em agosto.

Para composição dos cenários de análise foram utilizados os dados de radiação global efetiva ( $\text{kJ/m}^2$ ) e temperatura de bulbo seco ( $^{\circ}\text{C}$ ) obtidos no banco de dados meteorológicos do INMET para a estação meteorológica da cidade Florianópolis. De modo

a obter os valores de irradiância, em  $\text{W}/\text{m}^2$ , multiplicou-se a radiação global efetiva pelo fator  $\approx 0,2778$ . Esse fator equivale à transformação de quilojoules (kJ) para Watts (W). Considerou-se a temperatura ambiente correspondente à temperatura de bulbo seco. Sendo assim, utilizou-se a irradiância e a temperatura ambiente na expressão (2.3) para obtenção da temperatura de operação do módulo fotovoltaico; observa-se que a velocidade do vento não é levada em consideração.

A Figura 5.1 exibe o comportamento da irradiância e da temperatura (temperatura ambiente e temperatura de operação do módulo fotovoltaico) em apenas quatro (4) cenários distintos de verão e de inverno. Observa-se nos cenários de verão maiores irradiâncias e temperaturas elevadas. Já os cenários de inverno registram baixas irradiâncias e temperaturas amenas.



**Figura 5.1** – Irradiância e Temperatura nos Cenários de Análise

### 5.3 FORMAÇÃO DAS USINAS FOTOVOLTAICAS

Uma usina fotovoltaica é formada por associações série/paralelo de módulos fotovoltaicos. Como demonstrado no diagrama (2.8), a modelagem das UFVs presentes no sistema de distribuição e utilizadas neste estudo, consiste na determinação dos seguintes parâmetros: (i) potência ativa em CC produzida pelo módulo fotovoltaico; (ii) rendimento do inversor e (iii) potências ativa e reativa em CA disponível nas UFVs. Os valores desses parâmetros decorrem da estratégia adotada para determinação da eficiência do inversor e a quantidade presente nas UFVs e de associações série/paralelo dos módulos fotovoltaicos.

Visto que a análise da inserção da geração fotovoltaica é realizada em regime permanente, os inversores são modelados somente por sua eficiência em converter grandezas elétricas contínuas em alternadas. Neste estudo, o inversor escolhido para compor as UFVs foi o inversor *Sunny Tripower 30000 TL-US* da *SMA Solar Inverters*, cujas características

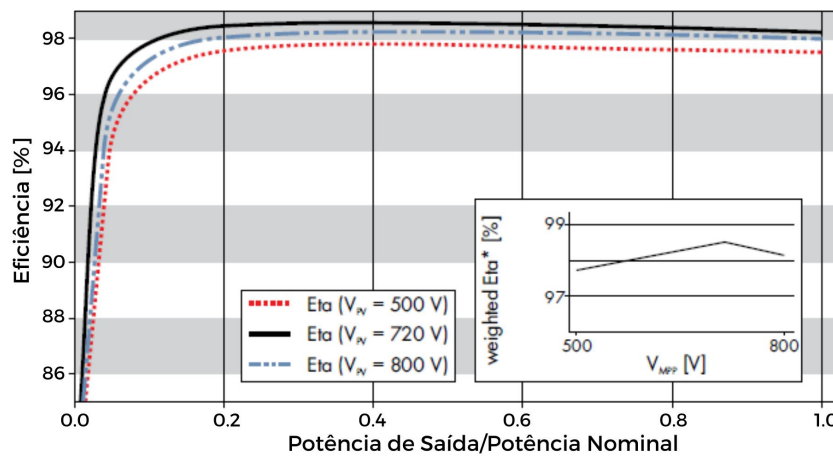


constam na Tabela 5.1 e cujas curvas de eficiência estão presentes na Figura 5.2.

**Tabela 5.1** – Principais Características do Inversor

Dados do Inversor <i>Sunny Tripower</i>	Valor
Máxima Tensão de Entrada	1 kV
Intervalo de Tensão de Operação	0,15...1 kV
Potência CC Máxima de Entrada	30,80 kW
Corrente CC Máxima por MPPT	66 A
Número de MPPT Disponível	2
Eficiência Máxima	98,6%
Tipo de Conexão CA	Trifásica
Potência Ativa Nominal	30 kW
Potência Aparente Máxima	30 kVA
Fator de Potência Ajustável	$\pm 0,8$
Tensão de Linha Nominal	480 V

**Fonte:** Adaptado de (SUNNY, 2021).



**Figura 5.2** – Curvas de Eficiência do Inversor

**Fonte:** Adaptado de (SUNNY, 2021).

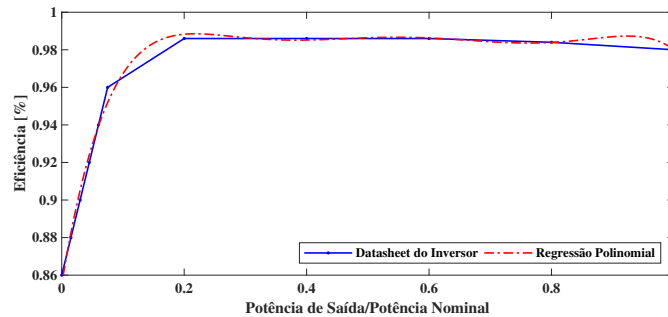
A estratégia adotada para determinação da eficiência dos inversores considera a relação existente entre a potência de saída e sua potência nominal (Figura 5.2). A potência de saída corresponde à potência fornecida pelo módulo fotovoltaico e sua forma de obtenção será detalhada adiante. Levando-se em conta a operação do inversor próxima à curva de tensão de máxima eficiência (curva tensão de 720 V), obteve-se a seguinte expressão analítica para determinação da eficiência dos  $r$ -ésimos inversores presentes nas UFVs:

$$\eta_{r,\omega} = -10,21p^6 + 34,72p^5 - 46,77p^4 + 31,67p^3 - 11,26p^2 + 1,97p + 0,85, \quad (5.1)$$

sendo  $p$  a relação entre a potência de saída e a potência nominal do inversor.

A expressão (5.1) representa a eficiência do inversor determinada através de uma regressão polinomial de ordem seis (6) dos dados indicados no *datasheet* do fabricante para a curva de tensão de máxima eficiência. O coeficiente de determinação obtido foi

$R^2=0,99$  e a curva de eficiência estimada é mostrada na Figura 5.3. Observa-se que o inversor foi dimensionado para alcançar a máxima eficiência aceitável, respeitando-se os limites operacionais do mesmo.



**Figura 5.3** – Curva de Eficiência Estimada do Inversor

Os módulos fotovoltaicos são conectados em série, formando as *strings*. O conjunto de uma ou mais *strings* conectadas em série/paralelo formam os arranjos fotovoltaicos, e estes são conectados aos inversores. Neste estudo, utilizou-se o Módulo Sinosola 280 Wp da marca NeoSolar, cujas características estão na Tabela 5.2.

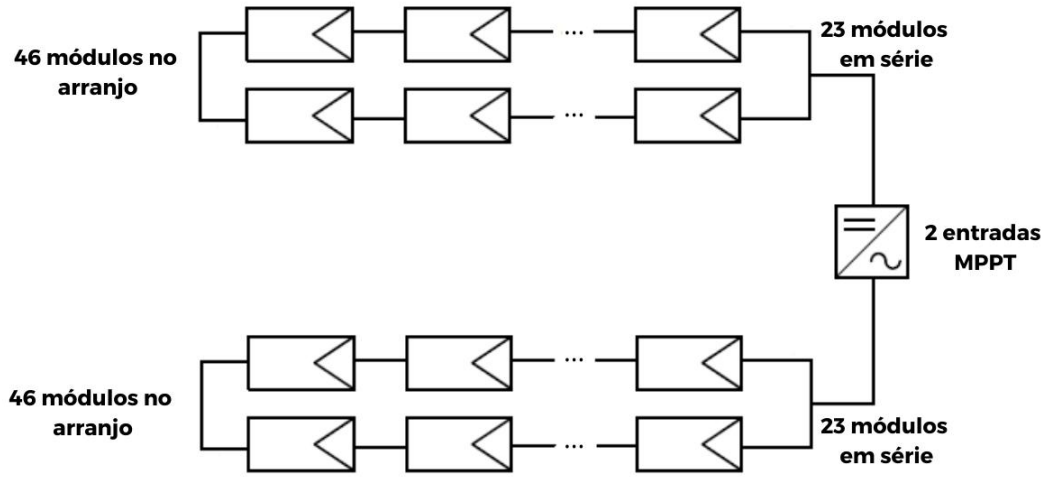
**Tabela 5.2** – Principais Características do Módulo

Dados do Módulo Sinosola 280 Wp	Valor
Potência do Painel	280 Wp
Tolerância	$\pm 5$ W
Tensão de Máxima Potência	31,61 V
Corrente de Máxima Potência	8,86 A
Tensão de Circuito Aberto	38,95 V
Corrente de Curto-Circuito	9,58 A
Eficiência	17,21%
Temperatura Nominal da Célula	$45 \pm 2^\circ\text{C}$
Número de Células	60
Tipo de Células	Silício Policristalino

**Fonte:** Adaptado de (SINOSOLA, 2021).

Levando em conta que a curva de máxima eficiência ocorre quando a tensão de entrada dos inversores é próxima de 720 V e sabendo que a tensão de máxima potência do módulo fotovoltaico é 31,61 V, o número de módulos a serem instalados em série é 23, ou seja,  $N_{PV,s} = 23$ . Como o inversor dispõe de apenas duas entradas MPP, o número de *strings* acopladas ao inversor é 2 e, então,  $N_{str} = 2$ . Considerando dois arranjos fotovoltaicos com 46 módulos instalados em cada entrada MPP, a potência instalada dos módulos por inversor nas condições STC é 25,76 kWp e, portanto, o inversor não limita a transferência de potência. A configuração do arranjo fotovoltaico é mostrada na Figura 5.4.

Como o objetivo desta dissertação visa avaliar o efeito da geração fotovoltaica em sistemas de distribuição, os alimentadores TDE-06 e TDE-09 sob concessão da CELESC



**Figura 5.4** – Configuração do Arranjo Fotovoltaico

Fonte: Elaboração Própria (2021).

são utilizados. Com relação ao alimentador TDE-06, que possui 14 barras (Figura A.1), deseja-se avaliar o impacto de UFVs com capacidade de até 5 MWp. Já com relação ao alimentador TDE-09, que possui 31 barras, deseja-se avaliar o impacto de UFVs com capacidade de até 1 MWp. Diante disso e tendo em vista que a potência instalada dos módulos por inversor é 25,76 kWp, torna-se necessário determinar o número máximo de inversores presentes nas UFVs. Considerando que os inversores operam com capacidade de 25,76 kVA, o número máximo equivale à capacidade de geração da UFV dividida pela potência instalada dos módulos fotovoltaicos por inversor. Conseqüentemente:

- (i) para o alimentador TDE-06, o número máximo de inversores é  $5 \text{ MWp}/25,76 \text{ kWp}$ , ou seja, 194. A capacidade instalada da UFV é 4,9974 MWp. Dado que  $N_{str} = 2$ ,  $N_{PV,s} = 23$  e  $N_{inv} = 194$ , a expressão (2.34) pode ser reescrita para o período  $t$  e cenário  $\omega$  como:

$$P_{FV_{k,t,\omega}} = \sum_{r=1}^{194} \eta_{r,\omega} \cdot 46 \cdot 194 \cdot P_{CC_{k,t,\omega}} = 8.924 \cdot P_{CC_{k,t,\omega}} \sum_{r=1}^{194} \eta_{r,\omega}. \quad (5.2)$$

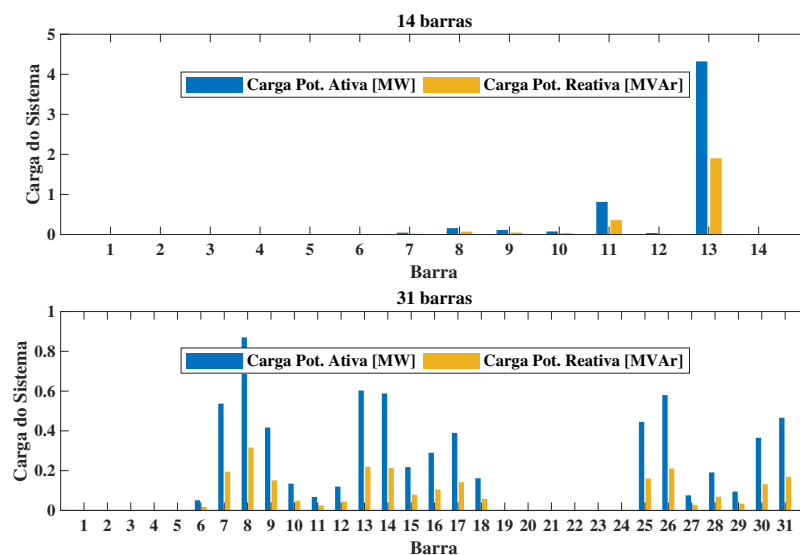
- (ii) para o alimentador TDE-09, o número máximo de inversores é  $1 \text{ MWp}/25,76 \text{ kWp}$ , ou seja, 38. A capacidade instalada da UFV é 0,9788 MWp. Dado que  $N_{str} = 2$ ,  $N_{PV,s} = 23$  e  $N_{inv} = 38$ , a expressão (2.34) pode ser reescrita para o período  $t$  e cenário  $\omega$  como:

$$P_{FV_{k,t,\omega}} = \sum_{r=1}^{38} \eta_{r,\omega} \cdot 46 \cdot 38 \cdot P_{CC_{k,t,\omega}} = 1.748 \cdot P_{CC_{k,t,\omega}} \sum_{r=1}^{38} \eta_{r,\omega}. \quad (5.3)$$

Posto isso, a UFV projetada para o sistema de 14 barras possui capacidade máxima de geração de 4,9974 MWp e 194 inversores. Para o sistema de 31 barras, cinco UFV foram projetadas considerando capacidade máxima de geração de 0,9788 MWp e 38 inversores

cada. Deve-se notar que foi admitido no projeto dessas UFVs, que a capacidade de cada inversor é igual à soma das capacidades de geração dos módulos fotovoltaicos nele conectados. Desse modo, valores de eficiências dos inversores utilizados em (5.2)-(5.3) são aproximados, já que foram obtidos a partir das características do inversor *Sunny Tripower 30000 TL-US* da *SMA Solar Inverters*.

Como as UFVs acopladas ao sistema de distribuição pertencem a consumidores com autogeração fotovoltaica, para a alocação dessas UFVs aos sistemas-teste, foram escolhidas as barras com as maiores cargas. As cargas nas barras desses sistemas podem ser observadas na Figura 5.5. Tendo em vista os valores das cargas, a UFV no sistema de 14 barras está conectada à barra #13 e equivale ao ponto de conexão da UFSC ao sistema, com carga de 4,322 MW/1,903 MVar. As cinco UFVs no sistema de 31 barras estão conectadas às barras #7, #8, #13, #14 e #26. A barra #26 corresponde ao ponto de conexão na região de diversos empreendimentos comerciais e órgãos públicos no bairro Monte Verde, Florianópolis/SC, com carga de 0,580 MW/0,211 MVar.



**Figura 5.5** – Carga nas Barras dos Sistemas-Teste

A estratégia adotada para determinação da eficiência do inversor (5.1), aliada às expressões (5.2)-(5.3), permitem a determinação dos limites de geração de potência ativa em CA das UFVs. A priori, os limites de geração de potência reativa em CA não são conhecidos, visto que são limitados pela potência ativa fornecida pela UFV e pela capacidade do inversor.

As figuras abaixo exibem o comportamento da irradiância e temperatura, variáveis aleatórias que afetam a potência produzida pelo módulo fotovoltaico, e os limites de geração de potência ativa e reativa da UFV #13 presente no sistema de 14 barras considerando um cenário de verão (Figura 5.6) e um cenário de inverno (Figura 5.7). Para representação do limite de geração de potência reativa, considerou-se a potência ativa fornecida pela UFV

#13 equivalente à sua capacidade máxima, ou seja,  $P_{FV13,t,\omega} = P_{FV13,t,\omega}^{\max}$ . Tomando essa suposição, os limites de  $Q_{FV13,t,\omega}$  podem variar livremente entre  $-\sqrt{(\delta.S_{13}^{inv})^2 - (-P_{FV13,t,\omega}^{\max})^2}$  e  $\sqrt{(\delta.S_{13}^{inv})^2 - (-P_{FV13,t,\omega}^{\max})^2}$ .

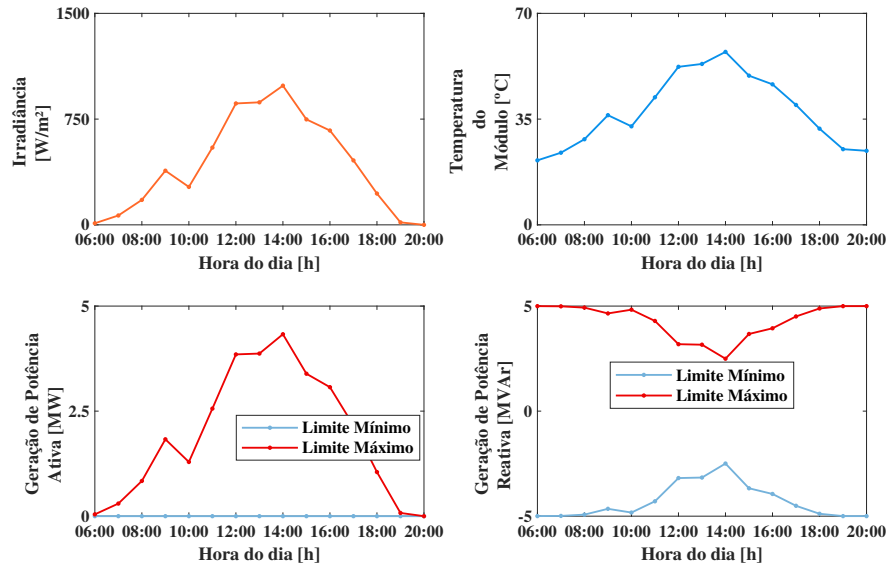


Figura 5.6 – Limite de Geração da UFV no Verão

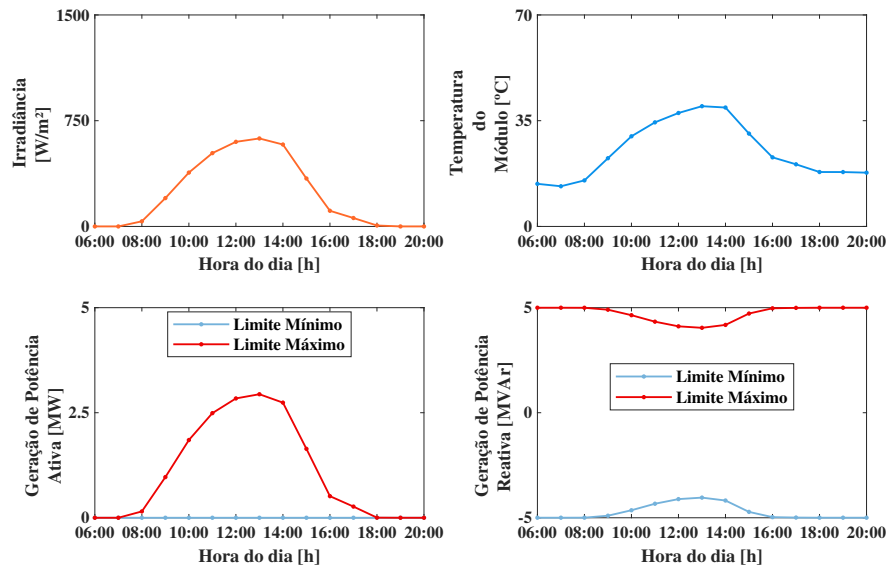


Figura 5.7 – Limite de Geração da UFV no Inverno

Observa-se que a curva de limite máximo de geração de potência ativa da UFV #13 segue a mesma tendência da curva de irradiância e temperatura do módulo nos cenários de verão e de inverno. O comportamento das UFVs do sistema de 31 barras é análogo ao indicado nas Figuras 5.6 e 5.7.

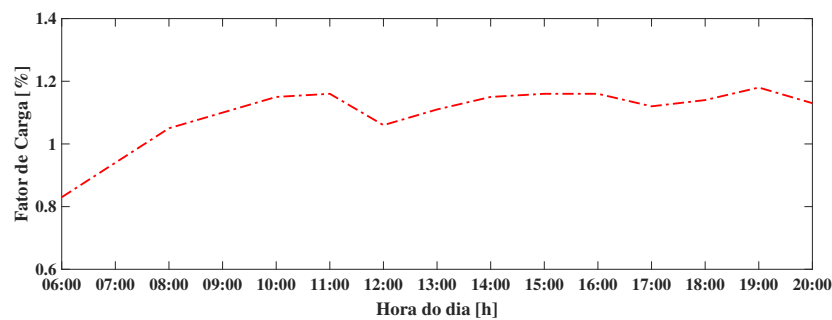
Podem-se notar diferenças consideráveis quanto aos cenários de geração das UFVs. Nos cenários de verão encontram-se as maiores oscilações nos limites de geração de potência

ativa e reativa (Figura 5.6), devido à maior variabilidade da irradiância e da temperatura. Nos cenários de inverno, a irradiância apresenta um comportamento mais suave e influencia diretamente na temperatura de operação do módulo, conforme a expressão (2.3). Como consequência, as oscilações nos limites de geração de potência ativa e reativa são menores (Figura 5.7).

#### 5.4 ESTUDOS DE CASO

Para verificar o impacto de ações independentes dos *prosumers* no sistema de distribuição, dois modelos de otimização são utilizados. Os resultados do FPO de um nível (3.38) são comparados com os resultados do FPO binível (4.13). No FPO de um nível (3.38), supõe-se que o operador do sistema de distribuição tem total controle sobre as potências ativa e reativa fornecidas pelos *prosumers*. De modo a fazer uma comparação consistente entre ambos os modelos, as seguintes informações foram mantidas fixas nas simulações:

- (i) considerou-se 12 cenários distintos de geração fotovoltaica, os quais correspondem à 12 dias dos meses de verão (cenários de verão) e 12 dias dos meses de inverno (cenários de inverno). Portanto,  $n_\omega = 12$ ;
- (ii) os cenários de ocorrência são equiprováveis, ou seja,  $\pi_\omega = 1/12$ ;
- (iii) considerou-se o planejamento de curtíssimo prazo, cuja duração é fixada em 15 horas, devido à geração solar fotovoltaica. Sendo assim,  $n_p = 15$ ;
- (iv) considerou-se a carga conhecida com precisão aceitável e adotou-se o fator de carga mostrado na Figura 5.8. As cargas originais dos sistemas-teste (RANGEL, 2015) são multiplicadas por este fator de carga, de modo a definir os carregamentos dos sistemas durante o horizonte de planejamento. Ressalta-se que as cargas dos sistemas nos cenários de verão são iguais as cargas nos cenários de inverno.



**Figura 5.8** – Fator de Carga

**Fonte:** Adaptado de (ONS, 2020).

- (v) utilizou-se os seguintes coeficientes nas funções objetivo da concessionária e dos *prosumers*:  $c_2 = -0,364\$/(\text{MW}^2\text{h})$ ,  $c_1 = 470\$/(\text{MWh})$ ,  $\hat{c}_{p_k} = 2\$/(\text{MW}^2\text{h})$  e  $\hat{c}_{q_k} = 2\$/(\text{MVar}^2\text{h})$ , baseados em (WOOD *et al.*, 2013) e (TOLMASQUIM *et al.*, 2016). Portanto:

$$F = \sum_{\omega=1}^{12} 1/12 \sum_{t=1}^{15} 1/2 (-0,364P_{se,t,\omega}^2) + 470P_{se,t,\omega}, \quad (5.4)$$

$$f = \sum_{\omega=1}^{12} 1/12 \sum_{t=1}^{15} \lambda_{se,t,\omega} (P_{g_{k,t}} - P_{FV_{k,t,\omega}}) + 2P_{FV_{k,t,\omega}}^2 + 2Q_{FV_{k,t,\omega}}^2; \quad (5.5)$$

- (vi) o benefício marginal da concessionária de distribuição, representada pela subestação, ao atender a carga na barra  $k$  do sistema é aproximado por:

$$\lambda_{se,t,\omega} \approx -0,364P_{se,t,\omega} + 470; \quad (5.6)$$

- (vii) os limites mínimos e máximos de magnitudes das tensões em todas as barras, períodos e cenários são especificados respectivamente em 0,95 *p.u.* e 1,05 *p.u.*;
- (viii) os limites mínimos e máximos do *tap* do transformador OLTC são especificados respectivamente em 0,90 *p.u.* e 1,10 *p.u.*

Na próxima subseção serão apresentados os resultados obtidos com as simulações para os sistemas-teste de 14 e 31 barras, considerando a geração das UFVs nos cenários de verão e de inverno analisados na Seção 5.3. Os resultados são mostrados em termos de valores médios. Grandezas em *p.u.* são expressas na base 1 MW/13,8 kV.

#### 5.4.1 Resultados para o Sistema de 14 Barras

Para este sistema, quatro condições de teste são analisadas em cada conjunto de cenários de geração (verão e inverno). A primeira análise leva em conta os cenários compostos por medições feitas durante os dias de verão. Como referência, toma-se a condição ótima de operação obtida pelo FPO de um nível sem considerar a geração fotovoltaica, representada pela condição 1. As demais condições operativas são denominadas de acordo com o modelo de FPO utilizado:

- condição 2.1: FPO de um nível com geração fotovoltaica;
- condição 3.1: FPO binível com geração fotovoltaica; *prosumer* com objetivo definido por (5.5);
- condição 4.1: FPO binível com geração fotovoltaica; *prosumer* despreza o custo associado à geração de potência reativa, ou seja,  $\hat{c}_{q_{13}} = 0\$/(\text{MVar}^2\text{h})$  em (5.5).

Considerou-se a carga do sistema variável conforme o fator de carga da Figura 5.8. Dessa forma, as cargas ativa e reativa do sistema de 14 barras são mostradas na Figura 5.9. No horizonte de planejamento (06:00–20:00), o *prosumer* #13 consome 71,054 MWh e 31,285 MVarh tanto nos cenários de verão quanto nos cenários de inverno.

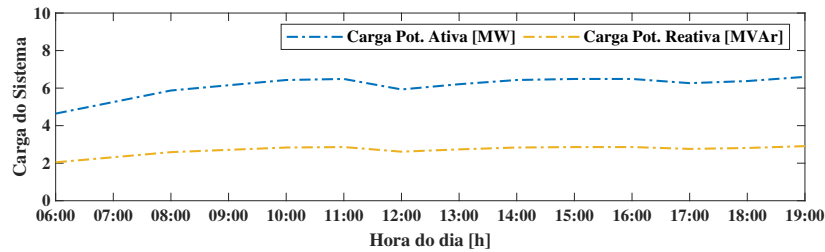


Figura 5.9 – Carga Total do Sistema de 14 Barras

Em todas as condições simuladas, o perfil de tensão satisfaz os limites mínimos e máximos (0,95–1,05 p.u.), garantindo uma solução operacional em cada período do horizonte de planejamento, conforme pode ser observado na Figura 5.10.

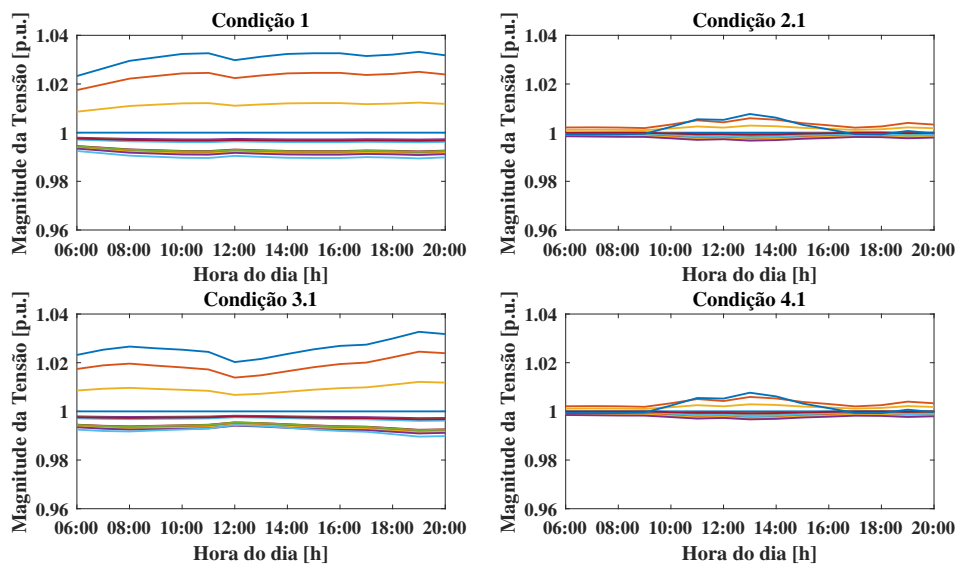


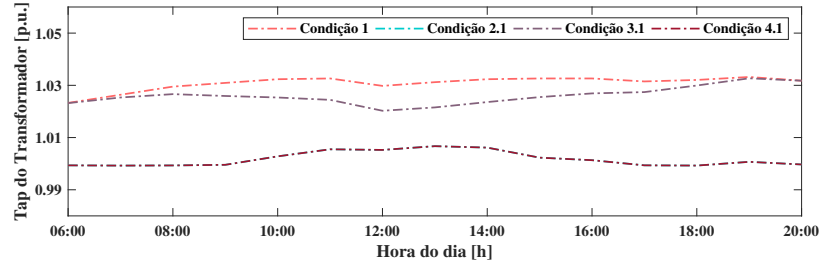
Figura 5.10 – Perfil de Tensão no Verão - Sistema de 14 Barras

Comparando-se a condições 1 e 2.1, observa-se uma melhoria no perfil de tensão quando a UFV #13 é inserida no sistema de distribuição. Na condição 3.1, o *prosumer* tem liberdade de geração de acordo com o custo de operação e manutenção de potência reativa de sua UFV e, assim, opta por não fornecer reativos, o que prejudica significativamente o perfil de tensão do sistema. No entanto, nota-se que as magnitudes das tensões estão próximas dos valores nominais na condição 4.1, quando o *prosumer* fornece suporte de reativo ao sistema, já que o mesmo despreza o custo associado à geração de potência reativa no ajuste de sua geração.

O *tap* do transformador OLTC situado no ramo 1–2 do sistema foi calculado por (3.5) após convergência dos modelos de otimização. Em todas as condições analisadas ao

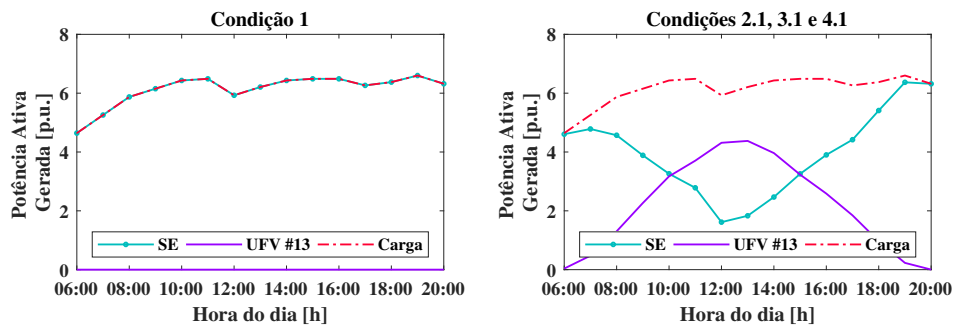


longo do horizonte de planejamento, satisfaz os limites mínimos e máximos (0,90–1,10 p.u.). Nas condições 2.1 e 4.1, os valores assumidos pelo *tap* são os mesmos, conforme pode ser observado na Figura 5.11.



**Figura 5.11** – *Tap* do Transformador OLTC no Verão - Sistema de 14 Barras

A Figura 5.12 exibe a carga ativa total do sistema e a potência ativa injetada pela subestação na condição 1. Nas demais condições, além da injeção de potência ativa pela subestação, há também geração de potência ativa pela UFV #13.

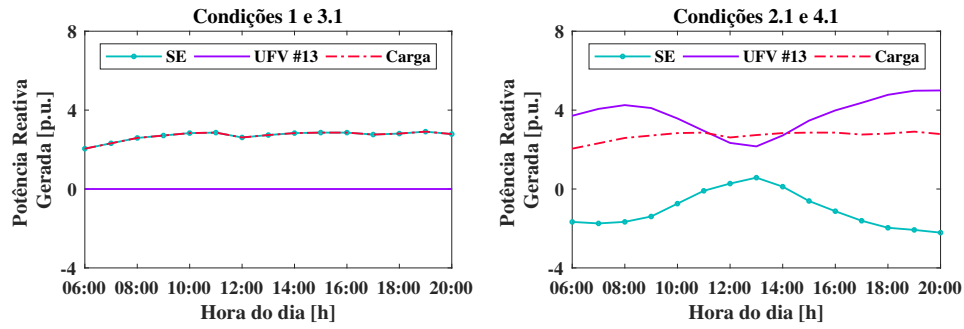


**Figura 5.12** – Potência Ativa Gerada e Carga no Verão - Sistema de 14 Barras

Na condição 1, como não há geração fotovoltaica, o MWh injetado através da subestação é igual ao MWh consumido pelo sistema (91,949 MWh). Nas condições 2.1, 3.1 e 4.1, o *prosumer* #13 fornece 32,471 MWh e a subestação, 59,478 MWh. Observa-se que a UFV despacha a sua capacidade máxima de geração nos cenários de verão e a subestação complementa a geração, de modo a atender a carga total do sistema. Verifica-se nessas três condições que a geração de potência ativa pela UFV #13 é a mesma e o sistema fotovoltaico não é capaz de suprir a carga total do *prosumer* em qualquer período do horizonte de planejamento.

A Figura 5.13 exibe a carga reativa total do sistema e a potência reativa injetada pela subestação e fornecida pela UFV #13 nas condições 2.1 e 4.1. Na condição 3.1, para reduzir os gastos do *prosumer* com energia elétrica, a UFV não fornece potência reativa e a carga reativa total do sistema é suprida somente pela subestação. Verifica-se que a potência reativa fornecida pelo *prosumer* diminui em períodos com alta provisão de potência ativa devido à limitação do inversor (Figura 2.6).

Na Tabela 5.3 são apresentados o fator de potência do alimentador,  $FP$ , calculado através de (4.18), e as perdas totais de potência ativa e reativa do sistema,  $P_{perdas}$  e  $Q_{perdas}$ ,



**Figura 5.13** – Potência Reativa Gerada e Carga no Verão - Sistema de 14 Barras

calculadas através de (4.16)-(4.17). É possível perceber que a inserção da UFV reduz as perdas totais do sistema de distribuição. As perdas de potência ativa e reativa na condição 3.1 são maiores que as perdas nas condições 2.1 e 4.1, devido ao não provimento de reativo pelo *prosumer* #13.

**Tabela 5.3** – Impacto da UFV no Verão - Sistema de 14 Barras

Condições	$FP$	$P_{perdas}$ [MWh]	$Q_{perdas}$ [MVarh]
Condição 1	0,915	2,363	8,663
Condição 2.1	0,954	0,922	2,504
Condição 3.1	0,813	1,350	5,130
Condição 4.1	0,954	0,922	2,504

O fator de potência do alimentador depende do modelo de FPO utilizado. Na solução do FPO de um nível (condição 2.1), o *prosumer* #13 fornece o serviço ancilar de suporte de potência reativa durante todo o horizonte de planejamento (Figura 5.13), provocando uma melhoria no fator de potência. Na solução do FPO binível (condição 3.1), motivado à redução de seus custos, o *prosumer* #13 não participa do suporte de reativo, o que afeta negativamente o fator de potência e a quantidade de perdas de potência reativa no sistema. A condição 4.1 apresenta o mesmo resultado que a condição 2.1. Isso porque na solução do FPO binível (condição 4.1), o *prosumer* #13 despreza os custos associados à geração de potência reativa de sua UFV.

**Tabela 5.4** – Benefício da Concessionária [ $10^3$  \$] no Verão - Sistema de 14 Barras

Condições	$F$
Condição 1	43,01
Condição 2.1	27,86
Condição 3.1	27,86
Condição 4.1	27,86

A Tabela 5.4 apresenta o benefício da concessionária,  $F$ , considerando todo horizonte de planejamento. Como esperado, a inserção da UFV #13 reduz esse benefício em pelo menos 35%. No entanto, como o custo de operação e manutenção de sua UFV é relativamente pequeno se comparado à economia que o *prosumer* tem por não comprar

energia da concessionária, não há diferenças entre a geração de potência ativa nas condições 2.1, 3.1 e 4.1 (Figura 5.12) e, portanto, o benefício da concessionária é o mesmo nessas três condições.

Os custos totais do *prosumer* #13 são apresentados na Tabela 5.5. Esses custos estão associados à energia comprada da concessionária e à operação e manutenção de potência ativa e reativa de sua UFV, O&M - P e O&M - Q, respectivamente.

**Tabela 5.5** – Custos do *Prosumer* [ $10^3$  \$] no Verão - Sistema de 14 Barras

Condições	Total	Aquisição de Energia	O&M - P	O&M - Q
Condição 1	33,076	33,076	0	0
Condição 2.1	18,675	18,005	0,221	0,449
Condição 3.1	18,226	18,005	0,221	0
Condição 4.1	18,675	18,005	0,221	0,449

Observa-se que a maior parte dos custos do *prosumer* está associada à aquisição de energia da concessionária para suprimento de sua carga. No entanto, o despacho de geração é afetado quando os custos de operação e manutenção são considerados. Na condição 1, como não há geração fotovoltaica, os custos totais equivalem aos custos com aquisição de energia. Na condição 2.1, como o *prosumer* não participa das decisões sob sua geração de potência ativa e reativa, os custos de O&M - P e O&M - Q correspondem respectivamente à 1.19% e 2.41% dos custos totais. Nas soluções do FPO binível (condições 3.1 e 4.1), o *prosumer* ajusta sua geração para reduzir os custos de O&M de sua UFV. Sendo assim, na condição 3.1, o *prosumer* não fornece reativo para o sistema e, então, não há custo de O&M - Q. Já na condição 4.1, o *prosumer* fornece reativo ao sistema de distribuição, já que despreza o custo de manutenção de potência reativa de sua UFV. No entanto, nessa condição, o custo de O&M - Q foi calculado na solução do FPO binível considerando  $\hat{c}_{q_{13}} = 2\$/(\text{MVar}^2\text{h})$ .

Do ponto de vista operacional, as melhores condições são 2.1 e 4.1, visto que o fator de potência do alimentador, assim como as perdas de potência ativa e reativa, são menores e fornecem níveis de tensão próximos dos valores nominais (Figura 5.10). No entanto, atendendo à necessidade do *prosumer* em minimizar os custos com energia elétrica, a melhor condição é a 3.1 (Tabela 5.5). A redução no custo é de 2.41% se comparado às condições 2.1 e 4.1.

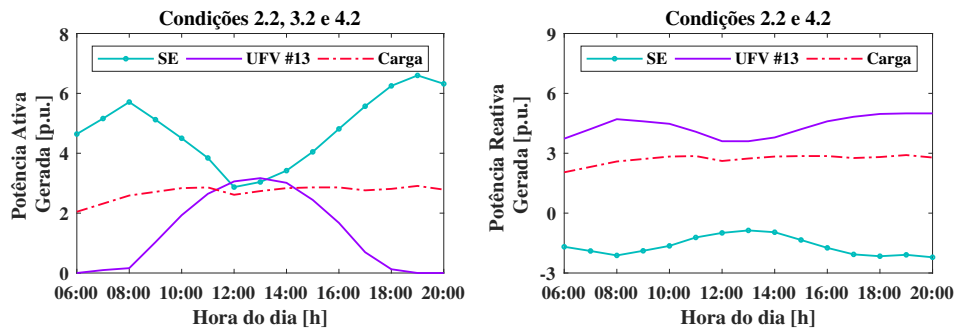
A segunda análise considera os cenários compostos por medições feitas durante os dias de inverno. A condição 1 é usada como referência. As demais condições operativas são denominadas de acordo com o modelo de FPO utilizado:

- condição 2.2: FPO de um nível com geração fotovoltaica;
- condição 3.2: FPO binível com geração fotovoltaica; *prosumer* com objetivo definido por (5.5);

- condição 4.2: FPO binível com geração fotovoltaica; *prosumer* despreza o custo associado à geração de potência reativa, ou seja,  $\hat{c}_{q13} = 0\$/(\text{MVA}^2\text{h})$  em (5.5).

Em todas essas condições, o perfil de tensão satisfaz os limites mínimos e máximos ( $0,95-1,05 p.u.$ ), garantindo uma solução operacional em cada período do horizonte de planejamento. Além disso, o *tap* do transformador OLTC situado no ramo 1–2 do sistema também satisfaz os limites mínimos e máximos ( $0,90-1,10 p.u.$ ).

As gerações de potência ativa e reativa pela UFV #13 nos cenários de inverno são mostradas na Figura 5.14. No inverno, ocorre que as irradiâncias e temperaturas são menores (Figura 5.7) se comparadas àquelas do verão (Figura 5.6) e, por essa razão, verifica-se uma menor geração de potência ativa pela UFV nas condições 2.2, 3.2 e 4.2. Como a geração de potência reativa está limitada pela capacidade do inversor e também pela quantidade de potência ativa fornecida pela UFV, verifica-se maior geração de potência reativa nas condições 2.2 e 4.2. Observa-se na condição 3.2, o *prosumer* #13 não fornece reativo devido à sua liberdade de geração de acordo com o custo de operação e manutenção de potência reativa de sua UFV.



**Figura 5.14** – Potências Geradas e Carga no Inverno - Sistema de 14 Barras

Nas condições 2.2, 3.2 e 4.2, a UFV supre apenas 20,041 MWh, o equivalente à 21,8% da carga ativa total do sistema. Em contrapartida, absorve 65,398 MVA<sub>r</sub> de potência reativa nas condições 2.2 e 4.2.

#### 5.4.1.1 Comparação entre os Cenários de Verão e de Inverno

A Tabela 5.6 exibe o fator de potência do alimentador e as perdas totais de potência ativa e reativa do sistema com geração fotovoltaica nos cenários de verão (condições 2.1, 3.1 e 4.1) e de inverno (condições 2.2, 3.2 e 4.2).

O impacto no fator de potência do alimentador depende do modelo de FPO utilizado e dos cenários de geração fotovoltaica. Na condição 2.1, o *prosumer* #13 gera mais potência ativa para o sistema de distribuição e, devido à limitação do inversor, menor é a injeção de potência reativa. Consequentemente, o fator de potência do alimentador apresenta uma melhoria de 0,942% se comparado à condição 2.2 com a UFV operando no inverno.

**Tabela 5.6** – Impacto da UFV - Sistema de 14 Barras

Condições	$FP$	$P_{perdas}$ [MWh]	$Q_{perdas}$ [MVArh]
Condição 2.1	0,954	0,922	2,504
Condição 2.2	0,945	1,254	3,354
Condição 3.1	0,813	1,350	5,130
Condição 3.2	0,866	1,678	6,302
Condição 4.1	0,954	0,922	2,504
Condição 4.2	0,945	1,254	3,354

Verifica-se o mesmo nas condições 4.1 e 4.2, correspondentes às soluções obtidas pelo FPO binível com geração de potência reativa pela UFV.

No entanto, devido ao custo de O&M - Q e, motivado pela redução de seus custos com energia elétrica, o *prosumer* opta por não gerar reativo para o sistema nas condições 3.1 e 3.2. Comparando com 2.1 e 2.2, nas condições 3.1 e 3.2, observa-se a degradação do fator de potência do alimentador. Essa degradação é mais acentuada na condição 3.1, pois em 3.2 há maior geração de potência ativa pela subestação. Assim, o fator de potência na condição 3.2 é 6,09% maior do que em 3.1.

As perdas de potência ativa e reativa são menores nos cenários de verão (condição 2.1, 3.1 e 4.1) do que nos cenários de inverno. Nas condições 2.1 e 2.2, as diferenças percentuais nas perdas de potência ativa e reativa equivalem respectivamente à 63,18% e 62,61%. Verifica-se o mesmo nas condições 4.1 e 4.2. Como a UFV não fornece suporte de reativo ao sistema nas condições 3.1 e 3.2, as perdas de potência ativa e reativa são maiores se comparadas às condições 2.1, 2.2, 4.1 e 4.2.

A Tabela 5.7 exhibe a potência ativa gerada pela subestação e pela UFV #13. Devido à maior capacidade de geração fotovoltaica nos cenários de verão, a UFV #13 nas condições 2.1, 3.1 e 4.1 gera mais potência ativa se comparada às condições 2.2, 3.2 e 4.2. Essa diferença de geração corresponde à 38,28%.

**Tabela 5.7** – Potência Ativa Gerada e Carga [MWh] - Sistema de 14 Barras

Condições	Subestação	Usina Fotovoltaica	Carga Total
Condição 2.1	59,478	32,471	91,949
Condição 2.2	71,908	20,041	91,949
Condição 3.1	59,478	32,471	91,949
Condição 3.2	71,908	20,041	91,949
Condição 4.1	59,478	32,471	91,949
Condição 4.2	71,908	20,041	91,949

A Tabela 5.8 exhibe a potência reativa gerada pela subestação e pela UFV #13. A absorção ou injeção de potência reativa pela UFV depende da geração de potência ativa e da capacidade do inversor (Figura 2.6). Como a capacidade do inversor independe dos cenários de geração, a diferença de geração de potência reativa pela UFV #13 no verão e no inverno é explicada somente pela diferença na geração de potência ativa. Nos cenários de verão, a geração de potência ativa é maior e, portanto, verifica-se menor injeção de

potência reativa pela UFV no sistema de distribuição.

**Tabela 5.8** – Potência Reativa Gerada e Carga [MVarh] - Sistema de 14 Barras

Condições	Subestação	Usina Fotovoltaica	Carga Total
Condição 2.1	-15,924	56,448	40,525
Condição 2.2	-24,873	65,398	40,525
Condição 3.1	40,525	0	40,525
Condição 3.2	40,525	0	40,525
Condição 4.1	-15,924	56,448	40,525
Condição 4.2	-24,873	65,398	40,525

A Tabela 5.9 exibe o benefício da concessionária,  $F$ , calculado através da expressão (5.4). Tal expressão depende da potência ativa injetada pela subestação. Nos cenários de verão, como a UFV #13 gera mais potência ativa, a concessionária injeta menos potência ativa para atender a carga total do sistema e, por isso, o benefício é menor se comparado aos cenários de inverno (condições 2.2, 3.2 e 4.2). As diferenças entre os cenários de geração equivalem à 17,25%.

**Tabela 5.9** – Benefício da Concessionária [ $10^3$  \$] - Sistema de 14 Barras

Condições	$F$
Condição 2.1	27,86
Condição 2.2	33,66
Condição 3.1	27,86
Condição 3.2	33,66
Condição 4.1	27,86
Condição 4.2	33,66

A Tabela 5.10 exibe os custos totais do *prosumer* #13 com a aquisição de energia e com a operação e manutenção de sua UFV, calculados através da expressão (5.5). O preço do kWh adquirido da concessionária equivale ao benefício marginal de potência ativa na barra da subestação, calculado pela expressão (5.6). Observa-se que os custos com aquisição de energia variam de acordo com os cenários de geração, sendo maiores no inverno (condições 2.2, 3.2 e 4.2) se comparados às condições 2.1, 3.1 e 4.1. Isso ocorre devido à maior geração de potência ativa pela UFV #13 e, assim, necessita de menos potência ativa da subestação para o suprimento de sua carga.

**Tabela 5.10** – Custos do *Prosumer* [ $10^3$  \$] - Sistema de 14 Barras

Condições	Total	Aquisição de Energia	O&M - P	O&M - Q
Condição 2.1	18,675	18,005	0,221	0,449
Condição 2.2	24,463	23,782	0,103	0,578
Condição 3.1	18,226	18,005	0,221	0
Condição 3.2	24,463	23,782	0,103	0
Condição 4.1	18,675	18,005	0,221	0,449
Condição 4.2	24,463	23,782	0,103	0,578

Os custos de O&M da UFV #13 também dependem do modelo de FPO utilizado. Observa-se que o FPO binível proporciona liberdade de geração ao *prosumer* em função dos custos de O&M (condições 3.1, 3.2, 4.1 e 4.2). Os custos de O&M - P são maiores nos cenários de verão (condições 2.1, 3.1 e 4.1), já que estes variam de forma quadrática com a potência ativa que a UFV fornece e, devido à limitação do inversor, os custos de O&M - Q são menores. O oposto ocorre nos cenários de inverno: custos de O&M - Q maiores e custos de O&M - P menores. Os custos de O&M - Q nas condições 4.1 e 4.2 foram calculados na solução do FPO binível considerando  $\hat{c}_{q13} = 2\$/(\text{MVA}^2\text{h})$ .

Uma vez que não há perdas de linha, nem limites de carregamento ou de transmissão, o benefício marginal de potência ativa em todas as barras do sistema são iguais entre si. A Figura 5.15 exibe as diferenças percentuais entre os valores esperados do benefício marginal,  $dF/dP_{se,t,\omega}$ , e do multiplicador de Lagrange associado à equação de balanço de potência ativa da barra #14 do sistema na condição 2.1. O mesmo ocorre nas demais condições analisadas para o sistema de 14 barras. Verifica-se, portanto, consistência na aproximação feita pela expressão (5.6).

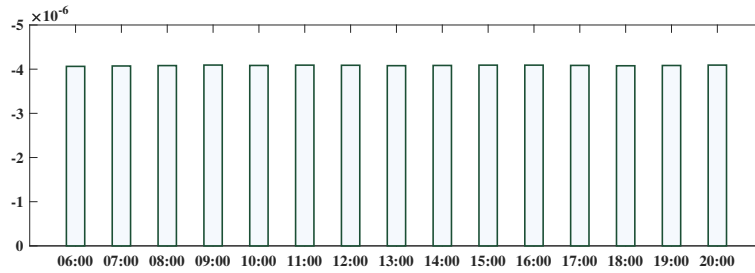


Figura 5.15 – Diferenças [%] Benefício Marginal e LMP

A Figura 5.16 exibe o benefício marginal de potência ativa na barra da subestação nas condições 1, 2.1 e 2.2 (soluções obtidas através do FPO de um nível) e nas condições 3.1, 3.2, 4.1 e 4.2 (soluções obtidas através do FPO binível).

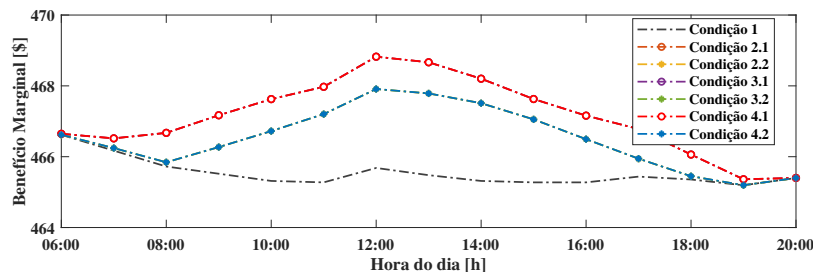


Figura 5.16 – Benefício Marginal da Concessionária - Sistema de 14 barras

Observa-se em (5.6), o benefício marginal varia conforme a injeção de potência ativa da subestação, sendo esta dependente do horizonte de planejamento. Muito embora a geração de potência ativa da subestação seja maior na condição em que não há geração fotovoltaica ao longo do alimentador (condição 1), ocorre que devido à concavidade da

função objetivo da concessionária de distribuição, o benefício marginal é menor neste caso. Verifica-se maior benefício marginal nos cenários de verão. Logo, o benefício marginal aumenta à medida em que há maior geração fotovoltaica ao longo do alimentador.

#### 5.4.2 Resultados para o Sistema de 31 Barras

Considerou-se a carga do sistema variável conforme o fator de carga da Figura 5.8. Dessa forma, as cargas ativa e reativa do sistema de 31 barras são mostradas na Figura 5.17. Considerando todo o horizonte de planejamento, a carga ativa total do sistema equivale à 109,605 MWh e a carga reativa, 39,769 MVarh, tanto nos cenários de verão quanto nos cenários de inverno.

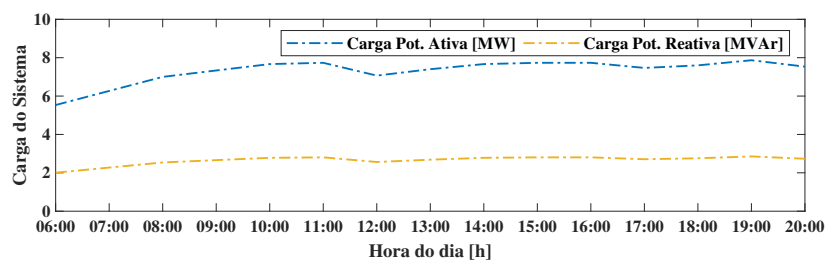


Figura 5.17 – Carga Total do Sistema de 31 Barras

As UFVs foram alocadas às barras #7, #8, #13, #14 e #26. As cargas ativa e reativa de todos os *prosumers* são mostradas na Tabela 5.11.

Tabela 5.11 – Cargas dos *Prosumers* - Sistema de 31 barras

<i>Prosumers</i>	Carga Ativa [MWh]	Carga Reativa [MVarh]
#7	8,828	3,206
#8	14,303	5,195
#13	9,913	3,600
#14	9,667	3,502
#26	9,535	3,469

A Figura 5.18 exibe as cargas totais de potência ativa e reativa nas barras das UFVs ao longo do horizonte de planejamento. Observa-se que o *prosumer* de maior carga está conectado à barra #8. Já o *prosumer* de menor carga está conectado à barra #7, com 8,828 MWh/3,206 MVarh.

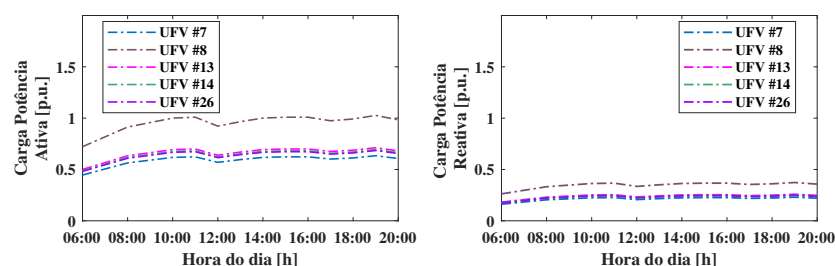


Figura 5.18 – Cargas dos *Prosumers* - Sistema de 31 barras

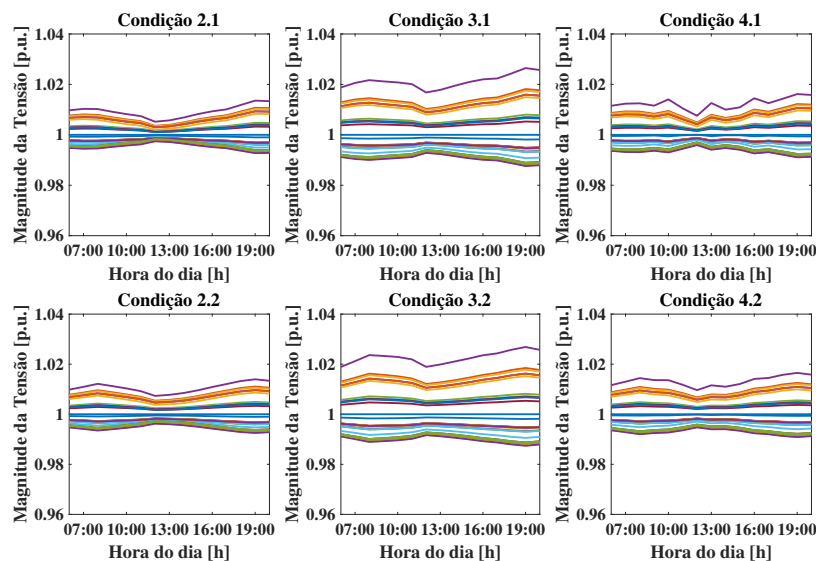


Quatro condições de teste são analisadas em cada conjunto de cenários de geração (verão e inverno). A primeira condição desconsidera a geração fotovoltaica e as demais condições, a consideram. Sendo assim, uma estratégia de despacho centralizado via FPO de um nível foi adotada nas condições 1 e 2 (subdividida em 2.1 e 2.2). As soluções nas condições 3 (subdividida em 3.1 e 3.2) e 4 (subdividida em 4.1 e 4.2) foram obtidas via FPO binível, o que implica no ajuste de geração pelos *prosumers* para redução de seus custos. Portanto, têm-se as seguintes condições:

- condição 1: FPO de um nível sem geração fotovoltaica;
- condição 2: FPO de um nível com geração fotovoltaica nos cenários de verão (condição 2.1) e de inverno (condição 2.2);
- condição 3: FPO binível com geração fotovoltaica nos cenários de verão (condição 3.1) e de inverno (condição 3.2); *prosumers* com objetivos definidos por (5.5);
- condição 4: com geração fotovoltaica nos cenários de verão (condição 4.1) e de inverno (condição 4.2); *prosumers* #8 e #13 desprezam o custo associado à geração de potência reativa, ou seja,  $\hat{c}_{qs,13} = 0\$/(\text{MVAR}^2\text{h})$  em (5.5).

## Perfil de Tensão

Em todas as condições simuladas, o perfil de tensão satisfaz os limites mínimos e máximos (0,95–1,05 *p.u.*), garantindo uma solução operacional em cada período do horizonte de planejamento, conforme pode ser observado na Figura 5.19.



**Figura 5.19** – Perfil de Tensão - Sistema de 31 Barras

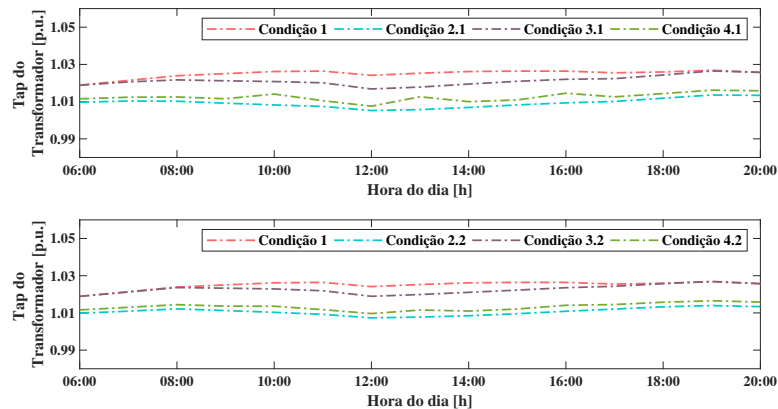
Na condição 2, todas as UFVs #7, #8, #13, #14 e #26 participam do serviço ancilar de suporte de reativo para o sistema de distribuição e, por essa razão, as magnitudes

das tensões nas barras estão próximas dos valores nominais. Na condição 3, os custos de O&M de todos os *prosumers* são funções da potência ativa e reativa fornecida pelas UFVs e, motivados na redução de seus custos, acabam não fornecendo reativo para o sistema, o que leva à degradação no perfil de tensão. Na condição 4, os *prosumers* #8 e #13 desconsideram os custos de O&M de suas UFVs e, assim, participam do suporte de reativo, melhorando consideravelmente o nível de tensão das barras do sistema.

Como as UFVs geram mais potência ativa nos cenários de verão, essa característica justifica as diferenças observadas nos perfis de tensão do sistema. Comparando-se a condição 2.1 com a condição 2.2, a condição 3.1 com a condição 3.2 e a condição 4.1 com a condição 4.2, verificam-se tensões mais próximas dos valores nominais em 2.1, 3.1 e 4.1, respectivamente.

### Tap do Transformador OLTC

Em todas as condições analisadas ao longo do horizonte de planejamento, o *tap* do transformador OLTC situado no ramo 1–2 do sistema satisfaz os limites mínimos e máximos (0,90–1,10 *p.u.*), conforme pode ser observado na Figura 5.20.

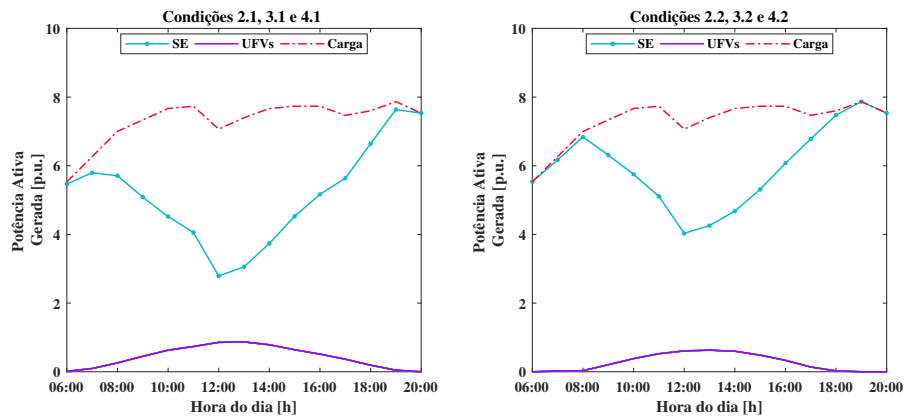


**Figura 5.20** – *Tap* do Transformador OLTC - Sistema de 31 Barras

### Potências Ativa e Reativa Geradas

A Figura 5.21 exibe a carga total do sistema e a potência ativa injetada pela subestação e fornecidas pelas UFVs nos cenários de verão (condições 2.1, 3.1 e 4.1) e de inverno (condições 2.2, 3.2 e 4.2). Em ambos os cenários de geração e em todos os períodos do horizonte de planejamento, as UFVs injetam a mesma quantidade de potência ativa no sistema. Nos cenários de verão, cada UFV fornece 6,449 MWh. Em contrapartida, nos cenários de inverno, verifica-se uma redução de 38,32% na geração de potência ativa e cada UFV fornece apenas 3,977 MWh.

A Tabela 5.12 exibe a potência ativa gerada pela subestação e por todas as UFVs. Observa-se que a ausência de geração fotovoltaica ao longo do alimentador aumenta



**Figura 5.21** – Potência Ativa Gerada e Carga - Sistema de 31 Barras

a potência ativa injetada pela subestação (condição 1). No verão, como a capacidade de geração das UFVs é maior (Figura 5.6), ocorre maior geração de potência ativa e, conseqüentemente, a subestação injeta menos potência ativa para suprir a carga total do sistema. Ocorre o contrário no inverno: menor geração de potência ativa por todas as UFVs e maior injeção de potência ativa pela subestação.

**Tabela 5.12** – Potência Ativa Gerada e Carga [MWh] - Sistema de 31 Barras

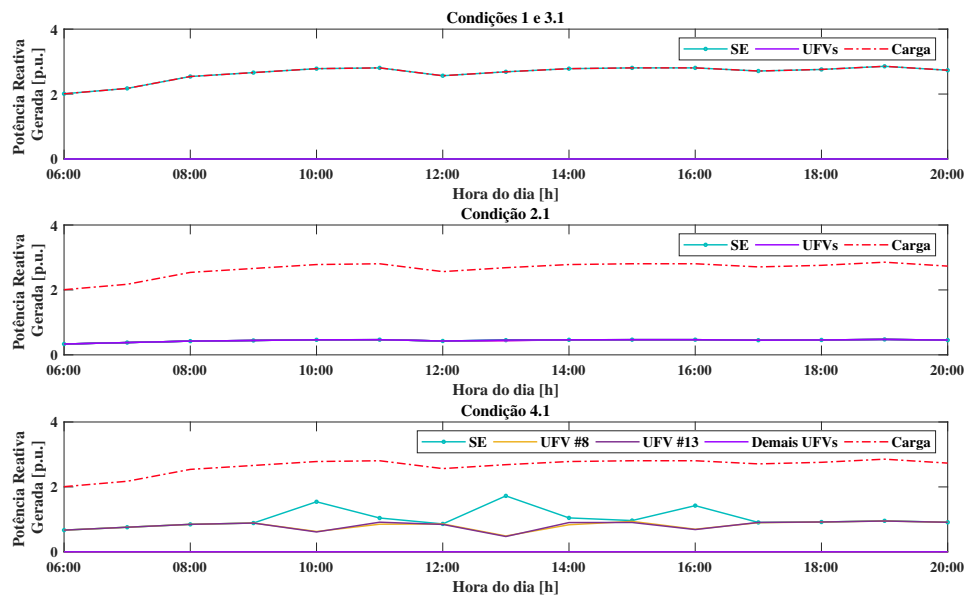
Condições	Subestação	Usinas Fotovoltaicas	Carga Total
Condição 1	109,605	0	109,605
Condição 2.1	77,362	32,243	109,605
Condição 2.2	89,719	19,886	109,605
Condição 3.1	77,362	32,243	109,605
Condição 3.2	89,719	19,886	109,605
Condição 4.1	77,362	32,243	109,605
Condição 4.2	89,719	19,886	109,605

A Tabela 5.13 exhibe a potência reativa gerada pela subestação e por todas as UFVs #7, #8, #13, #14 e #26. As diferenças entre os cenários de verão e de inverno quanto à geração de potência ativa pelas UFVs também refletem-se na geração de potência reativa. No verão, as UFVs geram mais potência ativa (Figura 5.21). Ocorre que a geração de potência reativa é limitada pela potência ativa gerada e pela capacidade do inversor, já que esta última independe dos cenários de geração, observa-se menor geração de potência reativa por todas as UFVs nos cenários de verão se comparada aos cenários de inverno.

**Tabela 5.13** – Potência Reativa Gerada e Carga [MVarh] - Sistema de 31 Barras

Condições	Subestação	Usinas Fotovoltaicas	Carga Total
Condição 1	39,769	0	39,769
Condição 2.1	6,631	33,138	39,769
Condição 2.2	6,625	33,144	39,769
Condição 3.1	39,769	0	39,769
Condição 3.2	39,769	0	39,769
Condição 4.1	15,452	24,316	39,769
Condição 4.2	13,787	25,980	39,769

A Figura 5.22 exibe a carga reativa total do sistema e a potência reativa injetada pela subestação nas condições 1 e 3.1. Na condição 2.1, além da potência reativa injetada pela subestação, há o fornecimento de potência reativa por todas as UFVs. Na condição 4.1, solução obtida pelo FPO binível, apenas os *prosumers* #8 e #13 fornecem suporte de reativo ao sistema, já que desprezam os custos de O&M - Q. O mesmo ocorre nos cenários de inverno (condição 2.2, 3.2 e 4.2).



**Figura 5.22** – Potência Reativa Gerada e Carga no Verão - Sistema de 31 Barras

### Fator de Potência do Alimentador

A Tabela 5.14 exibe o fator de potência do alimentador e a potência aparente gerada pela subestação em todas as condições analisadas. Observa-se que o fator de potência do alimentador depende do modelo de otimização utilizado na simulação.

**Tabela 5.14** – FP e Potência Aparente da Subestação - Sistema de 31 Barras

Condições	Fator de Potência	Potência Aparente [MVAh]
Condição 1	0,940	116,597
Condição 2.1	0,996	77,673
Condição 2.2	0,997	89,974
Condição 3.1	0,883	87,615
Condição 3.2	0,912	98,426
Condição 4.1	0,976	79,248
Condição 4.2	0,988	90,841

Os melhores fatores de potência obtidos ocorrem quando o despacho das UFVs é centralizado (condições 2.1 e 2.2) e os piores ocorrem nas condições 3.1 e 3.2, uma vez que os *prosumers* não fornecem suporte de reativo para o sistema, motivados nas reduções dos custos de O&M. Nas condições 4.1 e 4.2, os *prosumers* #8 e #13 desprezam os custos

de O&M na geração de potência reativa e, portanto, essas duas UFVs injetam reativo no sistema, o que impacta positivamente na operação do sistema de distribuição se comparada àquelas observadas nas condições 3.1 e 3.2.

Ocorre nos cenários de verão maior geração de potência ativa pelas UFVs ao longo do alimentador. Devido a isso, verifica-se uma menor geração de potência ativa pela subestação e, em contrapartida, maior geração de potência reativa, o que reflete-se na menor injeção de potência aparente e na degradação do fator de potência do alimentador se comparado aos cenários de inverno (condições 2.2, 3.2, 4.2).

### Perdas de Potência do Sistema

A Tabela 5.15 exhibe as perdas de potência ativa e reativa do sistema. Comparando os resultados da condição 1 com os resultados das condições 2, 3 e 4, observa-se que a inserção da geração fotovoltaica reduz as perdas totais do sistema.

**Tabela 5.15** – Perdas de Potência - Sistema de 31 Barras

Condições	$P_{perdas}$ [MWh]	$Q_{perdas}$ [MVarh]
Condição 1	1,792	6,999
Condição 2.1	0,770	2,684
Condição 2.2	1,015	3,522
Condição 3.1	1,019	3,902
Condição 3.2	1,274	4,840
Condição 4.1	0,808	2,895
Condição 4.2	1,046	3,709

Comparando as perdas nos cenários de geração fotovoltaica, observa-se que, nos cenários de verão (condições 2.1, 3.1, 4.1), há maior geração de potência ativa nas UFVs. Como uma maior proporção das cargas é atendida por usinas conectadas ao alimentador, há menor circulação de corrente e menores são as perdas do sistema. Comparando com as perdas observadas na condição 1, há reduções de 57,01% e 43,35% nas perdas de potência ativa nas condições 2.1 e 2.2, respectivamente. Já as perdas de potência reativa reduzem em 59,94% na condição 2.1 e 47,42% na condição 2.2.

### Fluxo de Potência Reverso

A Figura 5.23 exhibe as cargas nas barras das UFVs, bem como a geração fotovoltaica nos cenários de verão e de inverno. Observa-se que essa geração supera o consumo de energia no ponto de conexão da UFV ao sistema nos períodos de máxima irradiância solar. Os *prosumers* #7, #13, #14 e #26 são capazes de gerar mais potência ativa do que sua própria carga nos cenários de verão. No entanto, nos cenários de inverno, apenas o *prosumer* #7 gera mais potência ativa que sua própria carga.

A Tabela 5.16 exhibe os fluxos de potência complexa no ramo 15–26 do sistema para o período compreendido entre 10:00 e 15:00 horas na condição 1, sem geração fotovoltaica,

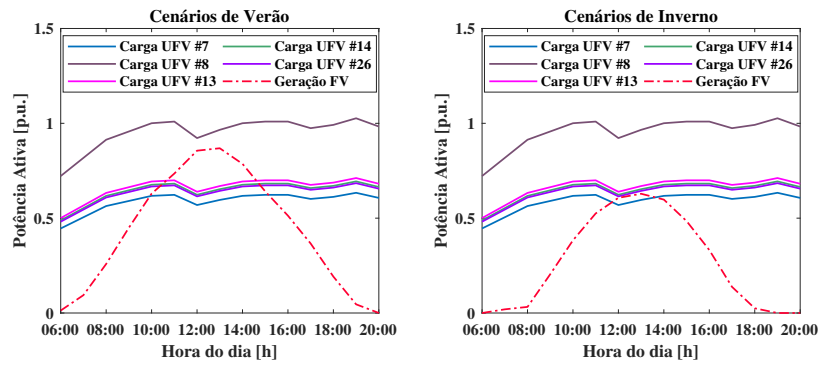


Figura 5.23 – Carga Ativa e Geração Fotovoltaica

e nas demais condições com geração fotovoltaica, os quais foram calculados através das expressões (3.20)-(3.21). Verifica-se a ocorrência de fluxo de potência reverso no trecho que conecta à barra terminal com autogeração fotovoltaica #26 ao alimentador nos períodos de máxima irradiância.

Tabela 5.16 – Fluxo de Potência Complexa no Ramo 15–26 - Sistema de 31 barras

Período	Condição 1	Condição 2.1	Condição 3.1	Condição 4.1
10:00	0,6645+j0,2490	0,0377-j0,2210	0,0377+j0,2426	0,0377+j0,2426
11:00	0,6703+j0,2512	-0,0623-j0,2230	-0,0623+j0,2447	-0,0623+j0,2447
12:00	0,6125+j0,2295	-0,2410-j0,2037	-0,2410+j0,2236	-0,2410+j0,2236
13:00	0,6414+j0,2404	-0,2248-j0,2186	-0,2248+j0,2342	-0,2248+j0,2342
14:00	0,6645+j0,2490	-0,1194-j0,2211	-0,1194+j0,2426	-0,1194+j0,2426
15:00	0,6703+j0,2515	0,0316-j0,2230	0,0316+j0,2447	0,0316+j0,2447

Os fluxos de potência ativa nas condições 2.1, 3.1 e 4.1 são idênticos, devido a geração de potência ativa pelo *prosumer* #26 ser a mesma nessas três condições. No entanto, verificam-se diferenças nos fluxos de potência reativa. Na condição 2.1, devido ao despacho centralizado, o *prosumer* #26 participa do serviço ancilar de suporte de reativo e, por essa razão, o fluxo de potência reativa é menor se comparado às condições 3.1 e 4.1. Devido ao objetivo definido por (5.5) e, motivado à redução de seus custos, o *prosumer* #26 não participa do suporte de reativo para o sistema na condição 3.1. Ocorre o mesmo na condição 4.1, já que apenas os *prosumers* #8 e #13 desprezam os custos de O&M - Q no ajuste de geração.

Além de constatar o fenômeno do fluxo de potência reverso, verifica-se ainda a elevação da tensão no ponto de conexão da UFV #26 e em barras vizinhas à ela durante todo o período de geração fotovoltaica, conforme pode ser observado na Figura 5.24.

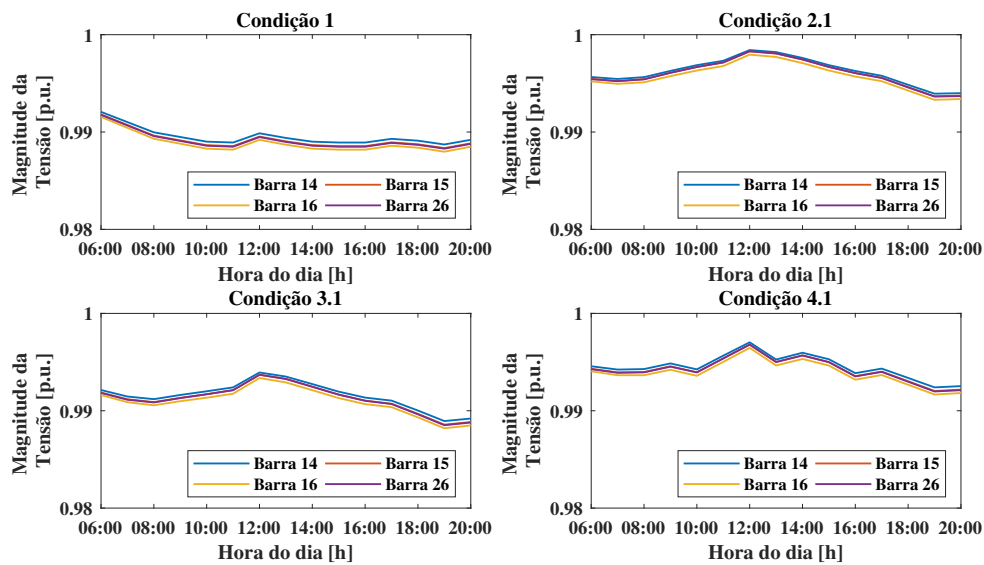


Figura 5.24 – Magnitude da Tensão - Sistema de 31 barras

### Benefício da Concessionária

A Tabela 5.17 exhibe o benefício da concessionária em todo horizonte de planejamento. Nos cenários de verão (condições 2.1, 3.1 e 4.1), as UFVs geram mais potência ativa e, conseqüentemente, a subestação injeta menos potência ativa (Tabela 5.14) para o atendimento da carga total do sistema. Por isso, o benefício é menor se comparado aos cenários de inverno (condições 2.2, 3.2 e 4.2). Como esperado, a inserção da geração fotovoltaica reduz o benefício da concessionária de distribuição em pelo menos 30% nos cenários de verão e 25% nos cenários de inverno.

Tabela 5.17 – Benefício da Concessionária [ $10^3$  \$] - Sistema de 31 Barras

Condições	$F$
Condição 1	51,208
Condição 2.1	36,200
Condição 2.2	41,963
Condição 3.1	36,200
Condição 3.2	41,963
Condição 4.1	36,200
Condição 4.2	41,963

### Custos Totais dos *Prosumers*

A Tabela 5.18 exhibe os custos totais dos *prosumers* com a aquisição de energia e com a operação e manutenção de sua UFV. Na condição 1, como não há geração fotovoltaica, o custo total equivale ao custo com aquisição de energia para o suprimento das cargas dos *prosumers*. Nas demais condições, os custos de O&M das UFVs dependem da solução do FPO. Nas condições 2.1 e 2.2, devido ao despacho centralizado, os *prosumers* pagam custos de O&M - P e O&M - Q. Por outro lado, os *prosumers* #8 e #13 desprezam os

custos de O&M - Q no ajuste de suas gerações nas condições 4.1 e 4.2 e, assim, fornecem potência reativa ao sistema. Para esses *prosumers*, os custos de O&M - Q são calculados na solução do FPO binível considerando  $\hat{c}_{qs} = 2\$/(\text{MVAR}^2\text{h})$  e  $\hat{c}_{q13} = 2\$/(\text{MVAR}^2\text{h})$ .

**Tabela 5.18** – Custos dos *Prosumers* [ $10^3$  \$] - Sistema de 31 Barras

Condições	Total	Aquisição de Energia	O&M - P	O&M - Q
Condição 1	24,345	24,345	0	0
Condição 2.1	9,395	9,322	0,044	0,029
Condição 2.2	15,129	15,079	0,020	0,030
Condição 3.1	9,365	9,322	0,044	0
condição 3.2	15,099	15,079	0,020	0
Condição 4.1	9,365	9,322	0,044	0,040
Condição 4.2	15,129	15,079	0,020	0,045

O preço do kWh adquirido da concessionária equivale ao benefício marginal de potência ativa na barra da subestação, calculado pela expressão (5.6). Posto isso, devido à maior geração de potência ativa pelas UFVs e, assim, necessitam de menos potência ativa da subestação para o atendimento da carga total do sistema, verifica-se menor custo com aquisição de energia nos cenários de verão. Nas condições 2.1, 2.2, os custos com aquisição de energia equivalem respectivamente à 99.22% e 99.67% dos custos totais. O mesmo ocorre nas condições 4.1 e 4.2. Já nas condições 3.1 e 3.2, os custos com aquisição de energia representam respectivamente 99.54% e 99.87%.

Os custos de operação e manutenção de potência ativa e reativa (O&M - P e O&M - Q) de suas UFVs representam uma pequena parcela dos custos totais pagos pelos *prosumers*. Verificam-se custos maiores de O&M - P nos cenários de verão, já que estes variam de forma quadrática com a potência ativa que as UFVs fornecem. Os *prosumers* gastam mais com a compra de energia no inverno e, em contrapartida, os custos de O&M - P diminuem. Nos cenários de verão e de inverno, as UFVs não atingem seus limites de geração de potência reativa e, por isso, as diferenças nos custos de O&M - Q são insignificantes. Verifica-se uma redução em torno de 5% nos cenários de verão se comparado aos cenários de inverno.

A Tabela 5.19 exibe informações adicionais sobre os *prosumers* nos cenários de verão (condições 2.1, 3.1 e 4.1) e referem-se à potência ativa gerada, ao custo com aquisição de energia e ao custo de operação e manutenção de potência ativa de suas UFVs.

**Tabela 5.19** – Potência Ativa Gerada e Custos [ $10^3$  \$] no Verão - Sistema de 31 barras

<i>Prosumers</i>	Potência Ativa Gerada [MWh]	Aquisição de Energia	O&M - P
#7	6,449	1,109	0,009
#8	6,449	3,660	0,009
#13	6,449	1,615	0,009
#14	6,449	1,500	0,009
#26	6,449	1,438	0,009



O custo com aquisição de energia equivale ao custo pago pelo *prosumer* à concessionária de distribuição para suprimento de sua carga. Observa-se que os *prosumers* fornecem a mesma quantidade de potência ativa nos cenários de verão. Se a potência ativa gerada é a mesma, verifica-se quanto maior a carga do *prosumer*, maior é o custo com aquisição de energia. Portanto, o *prosumer* #8, de maior carga, paga o equivalente à 39,26% dos custos totais de todos os *prosumers* com aquisição de energia (Tabela 5.18). Em contrapartida, o *prosumer* #7 paga o correspondente à apenas 11,90%. Um adendo diz respeito aos custos de O&M - P, os quais são proporcionais ao quadrado da potência ativa fornecida pelas UFVs. Como a potência ativa gerada pelos *prosumers* é a mesma, o custo de O&M - P de todos os *prosumers* é igual à  $0,009 \times 10^3$  \$.

A Tabela 5.20 exhibe as mesmas informações sobre os *prosumers* nos cenários de inverno (condições 2.2, 3.2 e 4.2). Devido à menor geração de potência ativa pelas UFVs, verificam-se custos maiores com a compra de energia e custos menores de O&M - P.

**Tabela 5.20** – Potência Ativa Gerada e Custos [ $10^3$  \$] Inverno - Sistema de 31 barras

<i>Prosumers</i>	Potência Ativa Gerada [MWh]	Aquisição de Energia	O&M - P
#7	3,977	2,260	0,004
#8	3,977	4,811	0,004
#13	3,977	2,766	0,004
#14	3,977	2,651	0,004
#26	3,977	2,590	0,004

A geração de potência reativa dos *prosumers* e os custos de operação e manutenção de potência reativa de suas UFVs são apresentados para os cenários de verão na Tabela 5.21 e para os cenários de inverno na Tabela 5.22.

**Tabela 5.21** – Potência Reativa Gerada e Custos [ $10^3$  \$] no Verão - Sistema de 31 barras

<i>Prosumers</i>	Condições	Potência Reativa Gerada [MVarh]	O&M - Q
#7	2.1	6,632	0,006
	4.1	0	0
#8	2.1	6,620	0,006
	4.1	12,135	0,020
#13	2.1	6,617	0,006
	4.1	12,181	0,020
#14	2.1	6,635	0,006
	4.1	0	0
#26	2.1	6,635	0,006
	4.1	0	0

Nas condições 2.1 e 2.2, como o despacho é centralizado, todos os *prosumers* têm objetivos definidos por (5.5) e, assim, fornecem potência reativa para o sistema. Devido a esse fornecimento de potência reativa, incorrem em custos de O&M - Q. No entanto, nas condições 4.1 e 4.2, apenas as UFVs conectadas às barras #8 e #13 fornecem potência reativa ao sistema, uma vez que esses *prosumers* desprezam os custos de O&M - Q no

**Tabela 5.22** – Potência Reativa Gerada e Custos [ $10^3$  \$] no Inverno - Sistema de 31 barras

<i>Prosumers</i>	Condições	Potência Reativa Gerada [MVarh]	O&M - Q
#7	2.2	6,626	0,006
	4.2	0	0
#8	2.2	6,628	0,006
	4.2	12,987	0,023
#13	2.2	6,630	0,006
	4.2	12,993	0,023
#14	2.2	6,630	0,006
	4.2	0	0
#26	2.2	6,630	0,006
	4.2	0	0

ajuste de sua geração. Para esses *prosumers*, os custos de O&M - Q são calculados na solução do FPO binível considerando  $\hat{c}_{qs} = 2\$/(\text{MVar}^2\text{h})$  e  $\hat{c}_{q13} = 2\$/(\text{MVar}^2\text{h})$ .

Nos cenários de verão e de inverno, os custos associados à provisão reativa, O&M - Q, são uma pequena fração dos custos totais dos *prosumers* (Tabela 5.18).

## 5.5 SÍNTESE DO CAPÍTULO

Neste capítulo, o Modelo de Cinco Parâmetros e os modelos de FPO de um nível e binível foram empregados no estudo do impacto da geração fotovoltaica no sistema de distribuição sob concessão da CELESC.

Na Seção 5.2, foram caracterizados os cenários de análise utilizados nas simulações computacionais. Para isso, mostrou-se o comportamento da irradiância e temperatura nos cenários de verão e de inverno.

Na Seção 5.3, os resultados provenientes do Modelo de Cinco Parâmetros e utilizados na formação da UFV foram mostrados. Formou-se a UFV a partir da determinação da estratégia de eficiência do inversor baseada em uma regressão polinomial, determinação da configuração do arranjo fotovoltaico a partir de associações série/paralelo dos módulos e determinação do número de inversores presentes em cada usina.

Na Seção 5.4 foram mostrados os resultados do processo de maximização do benefício da concessionária considerando as estratégias de autogeração fotovoltaica dos *prosumers*, provenientes da implementação do FPO dinâmico estocástico binível. O impacto da inserção dos *prosumers* no sistema de distribuição referem-se à melhoria significativa no perfil de tensão das barras do sistema, redução das perdas de potência ativa e reativa do sistema, melhoria no fator de potência do alimentador, inversão no fluxo de potência quando a geração da UFV é maior que a carga do *prosumer* e redução dos custos com energia elétrica (custos associados à energia comprada da concessionária e à operação e manutenção de sua UFV).

No próximo capítulo serão apresentadas as conclusões do estudo desenvolvido nesta dissertação, bem como sugestões para estudos futuros.

## 6 CONCLUSÕES

### 6.1 INTRODUÇÃO

A elaboração deste estudo foi motivada pela diversificação das fontes de geração de energia elétrica a partir da inserção de fontes renováveis e por mudanças de legislações pertinentes à geração solar fotovoltaica.

Sendo assim, nesta dissertação desenvolveu-se uma ferramenta computacional capaz de maximizar o benefício da concessionária de distribuição considerando ações independentes dos *prosumers* de energia fotovoltaica. Mostrou-se que as ações independentes desses *prosumers*, com o objetivo de reduzir seus custos com energia elétrica, afetam substancialmente as condições operativas do sistema de distribuição. Para tanto, considerou-se a representação linear da rede e o comportamento aleatório da geração FV através da otimização estocástica.

A formulação do problema FPO estocástico foi feita considerando os *taps* dos transformadores de distribuição ajustáveis de acordo com o nível de carga e independentes dos cenários de geração fotovoltaica. O despacho ótimo de geração contemplou o horizonte de planejamento de curtíssimo prazo, cuja duração foi fixada em 15 horas. Sendo assim, obteve-se um problema FPO dinâmico estocástico de dois estágios.

As ações independentes dos *prosumers* com autogeração fotovoltaica foram consideradas na operação ótima do sistema de distribuição a partir da formulação do FPO binível. Para isso, utilizou-se o Modelo de *Stackelberg*, onde o agente de nível superior foi representado pela concessionária de distribuição e os agentes de nível inferior foram representados pelos *prosumers*. O problema resultante, denominado FPO dinâmico estocástico binível, foi resolvido pelo método *Branch & Bound* através do GAMS/CPLEX (ILOG, 2012). O programa implementado foi testado em alimentadores do sistema de distribuição de Florianópolis, sob concessão da CELESC. Na sequência são relacionados os resultados principais do estudo e feitas sugestões para estudos futuros.

### 6.2 RESULTADOS PRINCIPAIS

Uma característica importante da geração distribuída fotovoltaica é a liberdade de geração própria que os *prosumers* possuem. Desenvolveu-se nesta dissertação uma ferramenta computacional capaz de avaliar o impacto de ações independentes dos consumidores com autogeração fotovoltaica na operação em regime permanente de sistemas de distribuição. Sendo assim, há a presença de dois agentes envolvidos no suprimento de energia elétrica: a concessionária, que opera o sistema de distribuição de forma a maximizar seu benefício esperado e os *prosumers* que buscam definir uma estratégia de autogeração que minimize os seus custos com energia elétrica.

O comportamento dos *prosumers* pode levar a condições de operação diferentes

daquelas obtidas por meio de uma operação centralizada, isto é, através da resolução do FPO de um nível. Em particular, a resolução do FPO binível proporciona um *trade-off* entre injeção de potência ativa e reativa das UFVs no sistema de distribuição. Motivados na redução de seus custos, os *prosumers* optam por não gerar potência reativa e consideram gerar toda a potência ativa disponível na UFV. Com isso, verificou-se que o controle de potência reativa pelos *prosumers* afeta positivamente na redução de seus custos. Além disso, observou-se quando a UFV fornece o serviço ancilar de suporte de reativo para o sistema, as condições operativas tendem a melhorar consideravelmente, indicando preservação do fator de potência do alimentador e redução das perdas de potência ativa e reativa.

Verificou-se ainda que o sistema fotovoltaico é capaz de atender em parte a carga demandada pelo *prosumer*. Essa característica leva à redução da potência aparente requerida pela subestação e contribui no alívio de carregamento do alimentador. Sendo assim, quando a autogeração fotovoltaica excede a carga do *prosumer*, menores são as perdas de potência ativa e reativa do sistema. Observou-se tanto a inversão do fluxo de potência no ramo que conecta a barra terminal ao alimentador quanto a elevação da tensão no ponto de conexão da UFV e em barras vizinhas à ela durante o período de geração fotovoltaica.

O Modelo de Cinco Parâmetros foi utilizado na determinação da potência ativa produzida pelas UFVs em cada condição solar-meteorológica imposta (cenários de verão e cenários de inverno). Nos cenários de verão, verificou-se que as UFVs possuem geração mais próxima de sua capacidade máxima, devido às maiores irradiâncias e temperaturas elevadas e, por essa razão, as perdas totais de potência são menores se comparadas aos cenários de inverno analisados, considerando-se cargas iguais em ambas as estações de ano. Como consequência, ocorre menor injeção de corrente pela subestação, o que gera redução no benefício da concessionária.

Por outro lado, os custos totais dos *prosumers* com aquisição de energia elétrica são maiores nos cenários de inverno, já que as UFVs geram menos potência ativa e, assim, necessitam de mais potência ativa da concessionária para o atendimento de suas demandas de energia elétrica. Observou-se ainda que os custos de operação e manutenção de potência ativa e reativa de suas UFVs variam respectivamente de forma quadrática com a potência ativa e reativa que fornecem. Por essa razão, os custos de O&M - P são maiores nos cenários de verão e, em contrapartida, os custos de O&M - Q são menores. Isso somente ocorre quando as UFVs não atingem os limites de geração de potência ativa ou reativa.

Resolvendo-se o problema para dois alimentadores de distribuição distintos e considerando um horizonte de planejamento de curtíssimo prazo, foi possível verificar que as ações independentes dos *prosumers*, objetivando a redução de seus custos com energia elétrica, afetam as condições operativas do sistema de distribuição, mesmo quando foram consideradas condições poucos favoráveis de geração fotovoltaica e principalmente quando os *prosumers* detêm o controle de potência reativa de suas UFVs.

### 6.3 SUGESTÃO PARA ESTUDOS FUTUROS

O FPO dinâmico estocástico binível considerando a inserção de UFVs aos sistemas de distribuição atende aos objetivos desta dissertação. No entanto, os estudos envolvendo geração distribuída fotovoltaica não se esgotaram. Algumas sugestões para estudos futuros são destacadas na sequência:

- Empregar o modelo não linear para representação das equações de balanço de potência da rede elétrica, de modo a considerar as perdas de potência ativa e reativa na resolução do FPO dinâmico estocástico binível.
- Representar outros equipamentos do sistema de distribuição, como bancos de capacitores e reguladores de tensão.
- Estudar o FPO dinâmico estocástico binível considerando na função objetivo do nível superior outros critérios de otimização, como: mínimo desvio de tensão, máxima transferência de potência e máximo carregamento dos alimentadores.
- Utilizar a modulação a carga do *prosumer* para maior aproveitamento da energia fotovoltaica e incluir um sistema de bateria conectado ao sistema fotovoltaico dos *prosumers*. Com isso, avaliar o impacto econômico da autogeração fotovoltaica através da utilização da Tarifa Branca.

## REFERÊNCIAS

- ABSOLAR. **ABSOLAR projeta fonte solar liderando matriz em 2040**. [S.l.], 2021a. Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/noticia/absolar-projeta-fonte-solar-liderando-matriz-em-2040/>. Acesso em: 13 abr. 2021.
- ABSOLAR. **Energia Solar Fotovoltaica no Brasil**. [S.l.], 2021b. Infográfico Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em: 14 dez. 2021.
- ALMEIDA, K.C. **Internal Report: Property of the Optimal Power Flow Model**. [S.l.], 2021. Disponível em: [https://drive.google.com/file/d/1C7ecWytwSfrHi\\_eauBv2J6wT-FJrNPpK/view](https://drive.google.com/file/d/1C7ecWytwSfrHi_eauBv2J6wT-FJrNPpK/view).
- ALMEIDA, K.C.; BERWANGER, Y.M.S. A Study of the Impact of Solar Self-Generation via Optimal Power Flow. **2019 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)**, p. 1–6, 2019. DOI: 10.1109/SEST.2019.8849126.
- ALSHAWAF, M.; POUDINEH, P.; ALHAJERI, N.S. Solar PV in Kuwait: The Effect of Ambient Temperature and Sandstorms on Output Variability and Uncertainty. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 134, p. 110346, 2020. ISSN 1364-0321. DOI: 10.1016/j.rser.2020.110346.
- ANEEL. **Postos Tarifários**. [S.l.], 2020. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/postos-tarifarios>. Acesso em: 28 jul. 2021.
- ARUN, S.L.; SELVAN, M.P. Very Short Term Prediction of Solar Radiation for Residential Load Scheduling in Smartgrid. **2016 National Power Systems Conference (NPSC)**, p. 1–5, 2016. DOI: 10.1109/NPSC.2016.7858880.
- AYIKPA, M.E. **Modelagem de Centrais Fotovoltaicas no Fluxo de Potência Ótimo Trifásico para Análise de Sistemas Desbalanceados**. [S.l.], 2017. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Santa Catarina.
- AYIKPA, M.E.; ALMEIDA, K.C.; DANIELSKI, G.C. Estudo do Impacto da Geração Fotovoltaica Distribuída Via Fluxo de Potência Ótimo Trifásico, 2016. XXI Congresso Brasileiro de Automática.

AZAR, A.G.; NAZARIPOUYA, H.; KHAKI, B.; CHU, C.; GADH, R.; JACOBSEN, R.H. A Non-Cooperative Framework for Coordinating a Neighborhood of Distributed Prosumers. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, v. 15, n. 5, p. 2523–2534, 2019. DOI: 10.1109/TII.2018.2867748.

BAHRAMI, S.; AMINI, M.H.; SHAFIE-KHAH, M.; CATALÃO, J.P.S. A Decentralized Renewable Generation Management and Demand Response in Power Distribution Networks. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 9, n. 4, p. 1783–1797, 2018. DOI: 10.1109/TSTE.2018.2815502.

BARD, J.F. **Practical Bilevel Optimization: Algorithms and Applications**. [S.l.]: Springer Science & Business Media, 1998. v. 30. DOI: 10.1007/978-1-4757-2836-1.

BERWANGER, Y.M.S. **Modelagem de Centrais Fotovoltaicas para Análise em Regime Permanente de Sistemas de Potência**. [S.l.], 2018. Trabalho de Conclusão de Curso. Universidade Federal de Santa Catarina.

BORGES, C.L.T.; FALCÃO, D.M. Optimal Distributed Generation Allocation for Reliability, Losses and Voltage Improvement. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 28, n. 6, p. 413–420, 2006. ISSN 0142-0615. DOI: 10.1016/j.ijepes.2006.02.003.

BOUTSIKA, T.N.; PAPATHANASSIOU, S.A. Short-circuit Calculations in Networks with Distributed Generation. **Electric Power Systems Research**, v. 78, n. 7, p. 1181–1191, 2008. ISSN 0378-7796. DOI: 10.1016/j.epsr.2007.10.003.

BRAUNN-GRABOLLE, P. **A Integração de Sistemas Solares Fotovoltaicos em Larga Escala no Sistema Elétrico de Distribuição Urbana**. [S.l.], 2010. Tese de Doutorado. Universidade Federal de Santa Catarina.

BRUSCO, G.; BURGIO, A.; MENNITI, D.; PINNARELLI, A.; SORRENTINO, N. Energy Management System for an Energy District With Demand Response Availability. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 5, n. 5, p. 2385–2393, 2014. DOI: 10.1109/TSG.2014.2318894.

CARPENTIER, J. **Contribution a L’etude Du Dispatching Economique**. [S.l.], 1962. P. 431–447. Bulletin de la Societe Francaise des Electriciens.

CARPENTIER, J.; BORNARD, P. Towards an Integrated Secure Optimal Operation of Power Systems. **1991 International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management, APSCOM-91.**, 1–16 vol.1, 1991.

CASARIN, Ricardo. **Complexo solar é inaugurado em Pernambuco.** [S.l.], 2021. Disponível em: <https://infosolar.com/negocios/investimento/complexo-solar-e-inaugurado-em-pernambuco>. Acesso em: 12 jul. 2021.

CELESC. **Tudo Sobre a Tarifa Branca.** [S.l.], 2020. Informativo Celesc. Edição Especial. Atualizada em Janeiro de 2020. Disponível em: [https://www.celesc.com.br/arquivos/central-ajuda/tarifa-branca\\_2020.pdf](https://www.celesc.com.br/arquivos/central-ajuda/tarifa-branca_2020.pdf). Acesso em: 28 jul. 2021.

CHAI, Q.; ZHANG, C.; XU, Y.; DONG, Z. PV Inverter Reliability-Constrained Volt/Var Control of Distribution Networks. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, IEEE, 2021.

CHAKRABORTY, P.; BAEYENS, E.; KHARGONEKAR, P.P.; POOLLA, K.; VARAIYA, P. Analysis of Solar Energy Aggregation Under Various Billing Mechanisms. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 10, n. 4, p. 4175–4187, 2019. DOI: 10.1109/TSG.2018.2851512.

CHEN, T.; POURBABAK, H.; SU, W. A Game Theoretic Approach to Analyze the Dynamic Interactions of Multiple Residential Prosumers considering Power Flow Constraints. **2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)**, p. 1–5, 2016. DOI: 10.1109/PESGM.2016.7741082.

CIULLA, G.; LO BRANO, V.; MORECI, E. Forecasting the Cell Temperature of PV Modules with an Adaptive System. **International Journal of Photoenergy.** **Hindawi**, v. 2013, 2013.

COHEN, M.A.; CALLAWAY, D.S. Effects of Distributed PV Generation on California's Distribution System, Part 1: Engineering Simulations. **Solar Energy**, v. 128, p. 126–138, 2016. Special issue: Progress in Solar Energy. ISSN 0038-092X. DOI: 10.1016/j.solener.2016.01.002.

COHEN, M.A.; KAUZMANN, P.A.; CALLAWAY, D.S. Effects of Distributed PV Generation on California's Distribution System, Part 2: Economic Analysis. **Solar**



**Energy**, v. 128, p. 139–152, 2016. Special issue: Progress in Solar Energy. ISSN 0038-092X. DOI: 10.1016/j.solener.2016.01.004.

DINIZ, R. O. **Estudo do Impacto de Ações Independentes de Consumidores com Auto Geração Fotovoltaica na Operação de Sistemas de Distribuição**. [S.l.], 2019. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Santa Catarina.

DOMMEL, H. W.; TINNEY, W.F. Optimal Power Flow Solutions. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, PAS-87, n. 10, p. 1866–1876, 1968. DOI: 10.1109/TPAS.1968.292150.

DOYLE, M.T. Reviewing the Impacts of Distributed Generation on Distribution System Protection. **IEEE Power Engineering Society Summer Meeting**, v. 1, 103–105 vol.1, 2002. DOI: 10.1109/PESS.2002.1043186.

DRUD, A.S. GAMS/CONOPT, ARKI Consulting and Development, Bagsvaerdvej 246A, DK-2880 Bagsvaerd, Denmark, 1996.

ENERGIA, Oca Solar. **Sistemas Isolados**. [S.l.], 2020. Disponível em: <https://www.ocaenergia.com/blog/energia-solar/panorama-da-energia-solar-no-brasil/>. Acesso em: 13 abr. 2021.

FONTES, R. **Maior Usina Solar do Brasil: Detalhes e como Funciona o Maior Projeto Solar da América Latina**. [S.l.], 2021. Disponível em: <https://blog.bluesol.com.br/maior-usina-solar-do-brasil/>. Acesso em: 6 jun. 2021.

FORTUNY-AMAT, J.; MCCARL, B. A Representation and Economic Interpretation of a Two-Level Programming Problem. **Journal of the operational Research Society**, Springer, v. 32, n. 9, p. 783–792, 1981. DOI: 10.1057/jors.1981.156.

GEBBRAN, D.; MHANNA, S.; CHAPMAN, A.C.; HARDJAWANA, W.; VUCETIC, B.; VERBIČ, G. Practical Considerations of DER Coordination with Distributed Optimal Power Flow. **2020 International Conference on Smart Grids and Energy Systems (SGES)**, p. 209–214, 2020. DOI: 10.1109/SGES51519.2020.00044.

GIACOMAZZI, S.; POMPERMAYER, F. **Viabilidade Econômica de Sistemas Fotovoltaicos no Brasil e Possíveis Efeitos no Setor Elétrico**. [S.l.], 2018.

GOUVÊA, A.R. **Uma Visão Estratégica do Setor de Distribuição de Energia Elétrica Frente aos Desafios da Expansão de Recursos Energéticos Distribuídos no Brasil**. [S.l.], 2019. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio de Janeiro.

GRILO, A.P.; SALLES, D.; MURARI, C.A.F. Analysis of the Impact of Induction Generators on Distribution Systems Voltage Sags Due to Unbalanced Faults. **2007 Large Engineering Systems Conference on Power Engineering**, p. 203–207, 2007. DOI: 10.1109/LESCPE.2007.4437379.

HEJRI, M.; MOKHTARI, H.; AZIZIAN, M.R.; SÖDER, L. An Analytical-numerical Approach for Parameter Determination of a Five-Parameter Single-Diode Model of Photovoltaic Cells and Modules. **International Journal of Sustainable Energy**, Taylor & Francis, v. 35, n. 4, p. 396–410, 2013. DOI: 10.1080/14786451.2013.863886.

ILOG, I. **Optimization Subroutine Library Guide and Reference**. [S.l.], 2012. IBM Corporation Ilog CPLEX 10.1: Users Manual.

INFOSOLAR. **Geração Solar Atinge 800 mil Unidades Consumidoras no Brasil**. [S.l.], 2021. Disponível em: <https://www.infosolar.com/mercado/geracao-distribuida/radar-gd-geracao-solar-atinge-800-mil-unidades-consumidoras-no-brasil>. Acesso em: 27 out. 2021.

IRENA. **Renewable Capacity Statistics**. [S.l.], 2021. International Renewable Energy Agency. Disponível em: <https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Capacity-and-Generation/Country-Rankings>. Acesso em: 13 abr. 2021.

IRIA, J.P.; SOARES, F.J.; MATOS, M.A. Trading Small Prosumers Flexibility in the Energy and Tertiary Reserve Markets. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 10, n. 3, p. 2371–2382, 2019. DOI: 10.1109/TSG.2018.2797001.

JÄGER, K.D.; ISABELLA, O.; SMETS, A.H.; SWAAIJ, R.A. van; ZEMAN, M. **Solar Energy: Fundamentals, Technology and Systems**. [S.l.], 2016.

JORDEHI, A.R. Parameter Estimation of Solar Photovoltaic (PV) Cells: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 61, p. 354–371, 2016. ISSN 1364-0321. DOI: 10.1016/j.rser.2016.03.049.

KERSTING, W.H. **Distribution System Modeling and Analysis**. [S.l.]: CRC Press, 2006.

LEYFFER, Sven; MUNSON, Todd. Solving Multi-Leader-Common-Follower Games. **Optimisation Methods & Software**, Taylor & Francis, v. 25, n. 4, p. 601–623, 2010.

LIU, N.; YU, X.; WANG, C.; LI, C.; MA, L.; LEI, J. Energy Sharing Management for Microgrids With PV Prosumers: A Stackelberg Game Approach. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, v. 13, n. 3, p. 1088–1098, 2017a. DOI: 10.1109/TII.2017.2654302.

LIU, N.; YU, X.; WANG, C.; LI, C.; MA, L.; LEI, J. Energy Sharing Model With Price-Based Demand Response for Microgrids of Peer-to-Peer Prosumers. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 32, n. 5, p. 3569–3583, 2017b. DOI: 10.1109/TPWRS.2017.2649558.

LUQUE, A.; HEGEDUS, S. **Photovoltaic Science and Engineering**. [S.l.], 2003. Wiley Online Library.

MEHRJERDI, H.; HEMMATI, R. Modeling and Optimal Scheduling of Battery Energy Storage Systems in Electric Power Distribution Networks. **Journal of Cleaner Production**, v. 234, p. 810–821, 2019. ISSN 0959-6526. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.06.195>.

MENNITI, D.; PINNARELLI, A.; SORRENTINO, N.; BURGIO, A.; BRUSCO, G. Demand Response Program Implementation in an Energy District of Domestic Prosumers. **2013 Africon**, p. 1–7, 2013. DOI: 10.1109/AFRCOON.2013.6757761.

MME. **Relatório Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica**. [S.l.], 2015. Disponível em: <http://antigo.mme.gov.br/documents/20182/6dac9bf7-78c7-ff43-1f03-8a7322476a08>. Acesso em: 8 ago. 2021.

MME. **Usinas Solares Capazes de Abastecer 800 Mil Famílias são Inauguradas em Pernambuco**. [S.l.], 2021. Ministério de Minas e Energia. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/usinas-solares-capazes-de-abastecer-800-mil-familias-sao-inauguradas-em-pernambuco>. Acesso em: 8 ago. 2021.

MONTICELLI, A.J. **Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica**. Editora Edgard Blucher. [S.l.], 1983. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica.

NEGREIROS, G.F.; TIBA, C.; TORRES, I.C. Impacto da Instalação Massiva de Sistemas FV Distribuídos no Nível de Tensão da Rede de Distribuição Elétrica de Baixa Tensão. **VII Congresso Brasileiro de Energia Solar**, 2018.

OLIVEIRA, R. **Modelos de Geração Fotovoltaica e Avaliação da Influência nos Índices de Confiabilidade de Sistemas de Distribuição**. [S.l.], 2019. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio de Janeiro.

OLIVEIRA, S.; BRITO, N.; CORREA, M.; SOUZA, B.; SOARES, R. **Geração Fotovoltaica na Distribuição: Uma Breve Avaliação dos Impactos Técnicos e Econômicos**. [S.l.], 2017. Disponível em: <https://www.osetoreletrico.com.br/geracao-fotovoltaica-na-distribuicao/>. Acesso em: 15 jun. 2021.

ONS. **O Sistema em Números**. [S.l.], 2021. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>. Acesso em: 5 dez. 2021.

ONS. **Perfil da Carga de Demanda**. [S.l.], 2020. Disponível em: [http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/curva\\_carga\\_horaria.aspx](http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/curva_carga_horaria.aspx).

PATEL, M.R. **Wind and Solar Power Systems: Design, Analysis and Operation**. [S.l.]: CRC Press, 2005.

PHANG, J.; CHAN, D.; PHILLIPS, J. Accurate Analytical Method for the Extraction of Solar Cell Model Parameters. **Electronics Letters**, IET, v. 20, n. 10, p. 406–408, 1984. DOI: 10.1049/e1:19840281.

PINHO, J.T.; GALDINO, M.A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. [S.l.]: CEPTEL-CRESESB, 2014. v. 1, p. 1–530.

PINZON, J.A.; VERGARA, P.P.; SILVA, L.C. P.; RIDER, M.J. Optimal Management of Energy Consumption and Comfort for Smart Buildings Operating in a Microgrid. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 10, n. 3, p. 3236–3247, 2019. DOI: 10.1109/TSG.2018.2822276.

RANGEL, E.L. **Modelagem de Centrais Fotovoltaicas no Problema de Fluxo de Potência Ótimo com Aplicação a Sistemas de Distribuição**. [S.l.], 2015.

Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Santa Catarina.

REIS, L.R.D. **Determinação de Parâmetros de Módulos Fotovoltaicos utilizando Método de Newton-Raphson e Algoritmos Genéticos**. [S.l.], 2018.

Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Uberlândia.

ROLIM, L. Energy Storage and Photovoltaic Distributed Generation — Evaluation of Impacts on the Remuneration of Prosumers. **2018 Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE)**, p. 1–6, 2018. DOI: 10.1109/SBSE.2018.8395915.

SILVA, M.S.; LIMA, D.A. Optimal Operation Planning of Distribution Systems Under Uncertainty in Load Modeling by Using Decentralized Energy Resources. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 196, p. 107269, 2021.

SINOSOLA, Módulo Datasheet. **Datasheet Painel Solar Fotovoltaico 280W Sinosola SA280-60P**. [S.l.], 2021. Disponível em:

<https://www.neosolar.com.br/loja/painel-solar-fotovoltaico-280w-sinosola-sa280-60p.html>. Acesso em: 10 out. 2020.

SKOPLAKI, E.; BOUDOUVIS, A.G.; PALYVOS, J.A. A Simple Correlation for the Operating Temperature of Photovoltaic Modules of Arbitrary Mounting. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 92, n. 11, p. 1393–1402, 2008. ISSN 0927-0248. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2008.05.016>.

SMITH, J.W.; DUGAN, R.; SUNDERMAN, W. Distribution Modeling and Analysis of High Penetration PV. **2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting**, p. 1–7, 2011.

SOARES, B. R. C. **Aplicação de Técnica de Linearização por Partes a Problemas de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos**. [S.l.], 2017. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Santa Catarina.

SOROUDI, A. **Power System Optimization Modeling in GAMS**. [S.l.]: Springer, 2017. v. 78.

STACKELBERG, H.V. **Market Structure and Equilibrium**. [S.l.]: Springer Science & Business Media, 1934.

- SUNNY, Inversor Datasheet. **Datasheet SMA Sunny Tripower 30000TL-US Inverter**. [S.l.], 2021. Disponível em: <https://www.solarelectricsupply.com/sma-sunny-tripower-30000tl-us-inverter-low-wholesale-price>. Acesso em: 6 jun. 2021.
- TAKEMURA, D.G. **Determinação de Estratégias de Oferta no Mercado de Energia Através de Otimização em Dois Níveis**. [S.l.], 2007. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Santa Catarina.
- TOLMASQUIM, M.T. *et al.* **Energia Termelétrica, Gás Natural, Biomassa, Carvão e Nuclear**. [S.l.]: Rio de Janeiro: EPE, 2016. P. 25.
- VALLÉE, F.; KLONARI, V.; LOBRY, J.; DURIEUX, O. Study of the Combined Impact of Auto-consumption Behaviour and Correlation Level Between Prosumers on Overvoltage Probabilities in Low Voltage Distribution Grids. **2014 IEEE PES T&D Conference & Exposition**, p. 1–6, 2014. DOI: 10.1109/TDC.2014.6863403.
- VELDHUIS, A.J.; NOBRE, A.; REINDL, T.; RÜTHER, R.; REINDERS, A.H.M.E. The Influence of Wind on the Temperature of PV Modules in Tropical Environments, evaluated on an hourly basis. **2013 IEEE 39th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)**, p. 0824–0829, 2013. DOI: 10.1109/PVSC.2013.6744273.
- VENKATA, S.S.; WILSON, D.; REN, J.; MILLER, M. Advanced and Adaptive Protection for Active Distribution. IET, 2013.
- VILLA-VILLASEÑOR, N.; GALINDO-OROZCO, R. Bond Graph Modelling of a 4-parameter Photovoltaic Array. **Mathematical and Computer Modelling of Dynamical Systems**, Taylor & Francis, v. 24, n. 3, p. 275–295, 2018. DOI: 10.1080/13873954.2018.1445649.
- VILLALVA, M.G.; GAZOLI, J.R.; FILHO, E.R. Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 24, n. 5, p. 1198–1208, 2009. DOI: 10.1109/TPEL.2009.2013862.
- VLASITS, M. **Energia Solar Fotovoltaica: Panorama, Oportunidades e Desafios**. [S.l.], 2021. Workshop 6ª Edição: Tendências e novas Tecnologias do Setor Fotovoltaico.
- WILLIS, H.L.; SCOTT, W.G. **Distributed Power Generation: Planning and Evaluation**. [S.l.]: Crc Press, 2018.

WOOD, A.J.; WOLLENBERG, B.F.; SHEBLÉ, G.B. **Power Generation, Operation and Control**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2013.

YAMAMOTO, Y. **Feed-in Tariffs and the Economics of Renewable Energy**. [S.l.]: Springer, 2018.

YAN, W.; YU, J.; YU, D.C.; BHATTARAI, K. A New Optimal Reactive Power Flow Model in Rectangular Form and its Solution by Predictor Corrector Primal Dual Interior Point Method. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 21, n. 1, p. 61–67, 2006. DOI: 10.1109/TPWRS.2005.861978.

YI, Z.; XU, Y.; GU, W.; WU, W. A Multi-Time-Scale Economic Scheduling Strategy for Virtual Power Plant Based on Deferrable Loads Aggregation and Disaggregation. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 11, n. 3, p. 1332–1346, 2020. DOI: 10.1109/TSTE.2019.2924936.

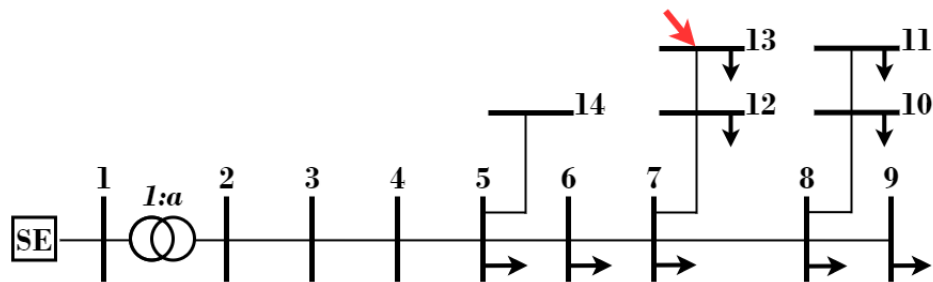
YUAN, H.; LI, F.; WEI, Y.; ZHU, J. Novel Linearized Power Flow and Linearized OPF Models for Active Distribution Networks With Application in Distribution LMP. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 9, n. 1, p. 438–448, 2018. DOI: 10.1109/TSG.2016.2594814.

ZARABIE, A.K.; DAS, S.; FAQIRY, M.N. Fairness-Regularized DLMP-Based Bilevel Transactive Energy Mechanism in Distribution Systems. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 10, n. 6, p. 6029–6040, 2019. DOI: 10.1109/TSG.2019.2895527.

## APÊNDICE A – DADOS DOS ALIMENTADORES

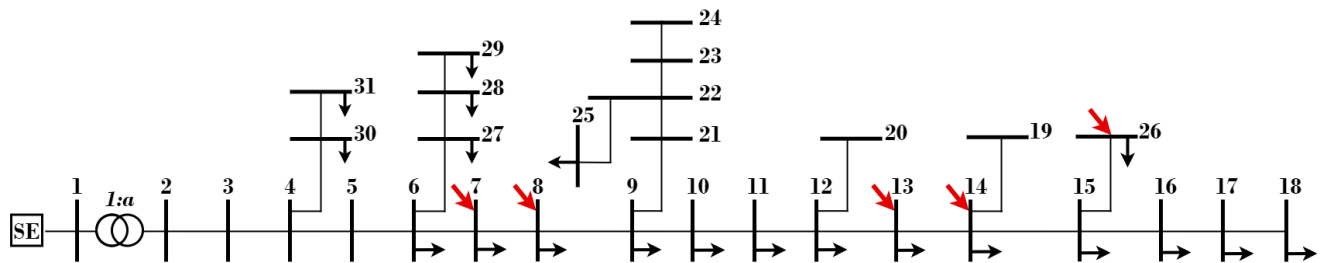
Os dados dos alimentadores foram obtidos de (RANGEL, 2015). Vale ressaltar que em ambos os alimentadores, o ramo 1 – 2 contém um transformador com *tap* variável na alta tensão, sendo a barra 1 referente à barra da subestação. As usinas fotovoltaicas foram alocadas à barra #13 do alimentador TDE-06 e às barras #7, #8, #13, #14 e #26 do alimentador TDE-09, conforme diagramas unifilares (A.1)-(A.2).

**Figura A.1** – Diagrama Unifilar TDE-06



Fonte: Elaboração Própria (2021).

**Figura A.2** – Diagrama Unifilar TDE-09



Fonte: Elaboração Própria (2021).