

Daniel Tenfen

**DESENVOLVIMENTO DE UM MODELO DE PROGRAMAÇÃO
LINEAR INTEIRA MISTA PARA O PROBLEMA DO
GERENCIAMENTO ENERGÉTICO DE MICRORREDES**

Tese submetida ao Programa de Pós
Graduação em Engenharia Elétrica da
Universidade Federal de Santa
Catarina para a obtenção do Grau de
Doutor em Engenharia Elétrica
Orientador: Prof. Dr. Erlon C. Finardi

Florianópolis
2015

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

Tenfen, Daniel

DESENVOLVIMENTO DE UM MODELO DE
PROGRAMAÇÃO LINEAR INTEIRA MISTA PARA O
PROBLEMA DO GERENCIAMENTO ENERGÉTICO DE
MICRORREDES / Daniel Tenfen; orientador, Erlon C.
Finardi - Florianópolis, SC, 2015. 159 p.

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

Inclui referências

1. Engenharia Elétrica. 2. Microrredes. 3.
Gerenciamento Energético. 4. Programação Linear Inteira
Mista. I. Finardi, Erlon C. . II. Universidade Federal de Santa
Catarina. Programa de Pós-Graduação em Engenharia
Elétrica. III. Título.

Daniel Tenfen

**DESENVOLVIMENTO DE UM MODELO DE PROGRAMAÇÃO
LINEAR INTEIRA MISTA PARA O PROBLEMA DO
GERENCIAMENTO ENERGÉTICO DE MICRORREDES**

Esta Tese foi julgada adequada para obtenção do Título de “Doutor em Engenharia Elétrica”, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina.

Florianópolis, 11 de novembro de 2015.

Prof. Carlos Galup Montoro, Dr.
Coordenador do Curso

Banca Examinadora:

Prof. Erlon C. Finardi, Dr.
Orientador
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. André Luís Marques Marcato, D. Sc.
Universidade Federal de Juiz de Fora

Prof. Rafael Nilson Rodrigues, Dr.
Instituto Federal de Santa Catarina

Prof. Fabrício Yutaka Kuwabata Takigawa, Dr.
Instituto Federal de Santa Catarina

Prof. Diego Issicaba, Ph. D.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Eng. Cesare Quinteiro Pica, Ph. D.
Fundação Certi

Este trabalho é dedicado aos meus
amigos e a minha família.

AGRADECIMENTOS

Ao professor Dr. Eng. Erlon C. Finardi, pelo aceite, amizade e apoio dedicado na orientação deste trabalho.

Aos professores da pós-graduação em engenharia elétrica da UFSC e da Universidade de Grenoble, pelo conhecimento compartilhado para que este trabalho se tornasse possível, em especial à professora Dr.^a Jacqueline Gisele Rolim, ao professor PhD Hans Helmut Zürn, ao professor D. Sc. Ildemar Cassana Decker e ao professor Dr. Frédéric Wurtz.

Aos membros da banca de qualificação do trabalho: Dr. Cesare Quinteiro Pica, Ph. D. Diego Issicaba, Dr.^a Sc. Laura Silvia Bahiense da Silva Leite, Dr. Rafael Nilson Rodrigues e Dr. Vitor Luiz de Matos (moderador). Agradeço pela participação e pelas sugestões que contribuíram significativamente para a elaboração da versão final da tese.

Aos que mais me apoiaram de uma maneira pessoal: aos pais Nilton Tenfen e Maria de Fátima Tenfen; aos irmãos Jorge Luis Tenfen, Luciane Tenfen e Carlos Eduardo Tenfen; ao cunhado Marcelo Emerich e à sobrinha Ana Flávia Tenfen Emerich; à família Tenfen e Lopes; à namorada Simone Moraes Nunes; aos amigos dos Los Humildes e de Jaraguá do Sul. Agradeço principalmente por compreender os momentos de isolamento e por me apoiar incondicionalmente durante todas as etapas.

Ao relator, D. Sc. André Luis Marques Marcato, pelo aceite, participação na banca e respectivo deferimento positivo no parecer relativo à defesa da tese.

Aos demais membros da banca, Dr. Rafael Nilson Rodrigues, Dr. Fabrício Yutaka Kuwabata Takigawa, Ph. D. Diego Issicaba, e Ph. D. Cesare Quinteiro Pica, pelo aceite e disponibilidade de avaliação do trabalho.

Aos amigos de Florianópolis e de Grenoble presentes em meus dias de doutorado, em especial: André Albuquerque, Andres O. Villamil, Ângeluz da C. Canena, Benoit Delinchant, Brígida Decker, Caroline Rheinheimer, Carlos A. R. Ayola, Carlos E. Veiga, Chádía Sebba, Dianne D. Calado, Diego Bittencourt, Edison A. C. Aranha Neto, Eduardo M. Yamao, Edwin G. Marin, Everthon Sica, Fábio M. Mantelli, Felipe B. Rodriguez, Fernanda Zardo, Geyson Brustollin, Giovanni Safanelli, Graciele Ceretta, Guilherme Fredo, Guilherme Mazarin, Hector De La Hoz, Hermano Veronese, Hoang Anh Dang, Humberto Alencar, Ivo Costa, Jackson Lago, Jorge E.

Gomez, Juliane Almeida, Juan D. C. Aristizábal, Kauana Palma, Kaustav Basu, Larissa Hasse, Leonardo Spinello, Leonardo Rese, Luiz H. C. de Verney, Luis Hioka, Marcelo A. Benetti, Marcelo M. Cordova, Marcelo N. Agostini, Marco A. D. Zarzosa, Matheus P. Cruz, Mauro González, Miguel Moreto, Murilo R. Scuzziato, Nathana Floriani, Pablo A. Galvis Uran, Paulo A. S. da Silva, Paulo Larroyd, Pedro C. C. Vieira, Philipp Kühne, Rafael Costa, Raphael Gonçalves, Ricardo D. Q. Madera, Ricardo Dalpiaz, Rodolfo Calderon, Rodrigo Rubio, Rubiapiara C. Fernandes, Samuel Thomae, Samyra Oliveira, Thales Lange, Valmor Zimmer e Wilson S. Costa. Agradeço a todos por momentos de estudos, discussão e descontração.

Finalmente, ao PPGEEL da UFSC, ao CNPq-Brasil e às empresas RGE e CPFL (projeto em parceria com a UFSC) que tornaram este doutorado possível.

RESUMO

Esta tese apresenta um modelo matemático para o problema de Gerenciamento Energético (GE) de uma Microrrede (MG) por meio de um modelo matemático de Programação Linear Inteira Mista. No problema do GE, o objetivo é determinar uma política de operação que minimiza, ao longo de um horizonte de planejamento, o custo de operação, sujeito às restrições técnicas e econômicas. Propõe-se um modelo detalhado para a microturbina (MT) e Célula a Combustível (CC), nas quais as restrições associadas a fatores como a rampas de partida e desligamento, mínimo tempo de operação ou inatividade, limites de geração, e várias peculiaridades que não foram devidamente considerados na literatura são estudadas. Outra importante contribuição desta tese é a modelagem de um sistema de armazenamento de energia específico para o problema GE da MG, a bateria de íons de lítio, comparando-se as várias modelagens encontradas na literatura. O modelo proposto também considera uma representação detalhada das demandas críticas, deslocáveis e com possibilidade de descontinuação, juntamente com um novo conceito de demanda difusas, que são aspectos importantes no conceito de MG. Para analisar a modelagem proposta, uma MG é utilizada juntamente com uma MT, uma CC, uma bateria, geradores eólicos e fotovoltaicos, demandas críticas e controláveis, com a opção de operar conectada ou ilhada à rede principal. Os casos de estudo são separados em três grandes grupos para se verificar as peculiaridades do GE da MG, a modelagem de cada Recurso Energético Distribuído (RED) e a modelagem da demanda controlável. Os resultados indicam que o modelo é adequado para o GE da MG.

Palavras-chave: gerenciamento energético; microrredes; microturbinas; células a combustível; bateria de íons de lítio; demanda controlável; programação linear inteira mista.

ABSTRACT

This thesis presents a mathematical model for the Energy Management (EM) problem of a Microgrid (MG) by means of a Mixed Integer Linear Programming (MILP) approach. In the EM problem, the objective is to determine a generation and a controllable load demand schedule that minimizes, over a planning horizon, the operation cost subject to economical and technical constraints. It is proposed a detail modelling for Microturbines (MTs) and Fuel Cells (FCs), where the constraints associated with such factors as the ramps, minimum up and downtime, generation limits, and various peculiarities that have not been adequately considered in literature. Other important contribution of this thesis is the modelling of a specific energy storage system to the MG EM problem, the lithium-ion battery, comparing various approaches. The proposed model also considers a detailed representation of critical, reschedulable and curtailable loads, along with a new concept of diffuse loads, which could be important elements in the MG concept. To analyses the proposed modelling, a MG is used along with a MT, a FC, a battery, wind and photovoltaic generators, with the critical and controllable load demands, connected or island to the main grid. The study cases are divided into three big groups to verify the peculiarities of the MG EM, each Distributed Energy Resource (DER) and controllable load demand modelling. The results indicate that the model is adequate for the MG EM.

Keywords: energy management; microgrids; microturbines; fuel cells; lithium-ion battery; controllable load demand; mixed linear integer programming.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Diagrama unifilar de um sistema elétrico de potência típico.	34
Figura 2: Exemplo de uma microrrede.	35
Figura 3: Exemplo de sistema elétrico de potência para o comissionamento.	39
Figura 4: Custo de operação das unidades do exemplo de comissionamento de usinas.	40
Figura 5: Despacho para o exemplo de comissionamento.	40
Figura 6: Despacho para o exemplo de comissionamento incluindo restrições de rampa.	44
Figura 7: Painéis fotovoltaicos.	66
Figura 8: Turbina eólica eixo horizontal com três pás	68
Figura 9: Etapas do processo de geração de uma MT.	70
Figura 10: Eficiência elétrica da MT como função da temperatura ambiente para alguns valores de geração constante.	71
Figura 11: Custo de operação da MT em função da temperatura ambiente e da potência de saída.	72
Figura 12: Potência máxima da MT em função da temp. ambiente.	73
Figura 13: Rampas típicas presentes na operação de uma MT.	74
Figura 14: Funcionamento de uma célula a combustível.	78
Figura 15: Ilustração de uma SOCC híbrida desenvolvida pela empresa Siemens Westinghouse	79
Figura 16: Sinal de entrada (corrente em A) e resposta (potência em kW) da SOCC.	80
Figura 17: DC com a modelagem com variáveis binárias.	85
Figura 18: DD com a modelagem com variáveis binárias.	88
Figura 19: DD com a modelagem com variáveis contínuas.	88

Figura 20: Demanda difusa.....	92
Figura 21: Função custo da bateria de íons de lítio devido ao uso.....	99
Figura 22: Carga da bateria de íons de lítio.	101
Figura 23: Microrrede didática.	108
Figura 24: Dados de entrada para temperatura para os casos (i) ao (xi).	115
Figura 25: Dados de entrada para tarifa de compra e venda de energia com a rede principal.....	116
Figura 26: Valores projetados para as gerações intermitentes para todos os casos.	117
Figura 27: Valores projetados das demandas para os casos (i) ao (xi).117	
Figura 28: Valores projetados das demandas para os casos (xii) ao (xxi)	118
Figura 29: Valores projetados das demandas para os casos (xxii) ao (xxviii).....	118
Figura 30: Curvas de custo para diferentes temperaturas para a MT para os casos (i) ao (xi).	119
Figura 31: GE Caso (i).	121
Figura 32: Rampas de partida e desligamento da MT - Caso (i).	122
Figura 33: Energia da bateria para Caso (i).	123
Figura 34: GE Caso (ii).	123
Figura 35: Energia da bateria para o Caso (ii).	124
Figura 36: GE Caso (iii).	125
Figura 37: Ciclos de bateria: a) Caso (iv) e b) Caso (v)	126
Figura 38: GE - Caso (vi).	127
Figura 39: GE Caso (vii).	128
Figura 40: GE Caso (viii).	129

Figura 41: GE Caso (ix).	130
Figura 42: GE Caso (x).....	131
Figura 43: DDB e DC Caso (x).	131
Figura 44: GE Caso (xi).	132
Figura 45: DDB, DC e geração intermitente para o Caso (xi).....	133
Figura 46: Déficit e excesso de geração para os casos (x) e (xi).	133
Figura 47: GE para o Caso (xii).....	136
Figura 48: Energia da bateria (SOC) de íons de lítio para o Caso (xii).	136
Figura 49: GE para o Caso (xiii).	137
Figura 50: Energia da bateria (SOC) de íons de lítio para o Caso (xiii).	138
Figura 51: GE para o Caso (xiv).....	138
Figura 52: Energia da bateria (SOC) de íons de lítio para o Caso (xiv).	139
Figura 53: GE para o Caso (xv).....	140
Figura 54: GE para o Caso (xvi).....	140
Figura 55: GE para o Caso (xvii).....	141
Figura 56: GE para o Caso (xviii).....	141
Figura 57: GE para o Caso (xix).....	142
Figura 58: GE para o Caso (xx).....	143
Figura 59: GE para o Caso (xxi).....	144
Figura 60: Demandas para os casos (xxiii) ao (xxvi).	146
Figura 61: Detalhe DLD Caso (xxiii).	147
Figura 62: Demandas líquidas totais para os casos (xxii), (xxvii) e (xxviii).	148

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Dados de demanda e geração eólica para os estágios no exemplo básico de comissionamento.	39
Tabela 2: Funções de custo de operação das unidades em R\$/h, e limites de geração em MW.	39
Tabela 3: Comparativo das tecnologias de baterias	95
Tabela 4: Casos de estudo do primeiro grupo.	110
Tabela 5: Casos de estudo do segundo grupo.....	112
Tabela 6: Casos de estudo do terceiro grupo.....	114
Tabela 7: Dados da MT, CC, bateria e demandas Casos (i) ao (xi). ...	119
Tabela 8: Dados de rampas de partida e desligamento da MT e CC (em kW) para os casos (i) ao (xi).	120
Tabela 9: Dados da bateria de íons de lítio para os casos (xii) ao (xxi).	120
Tabela 10: Dados das demandas para os casos (xxii) ao (xxviii).	120
Tabela 11: Resumo dos resultados do primeiro grupo de casos.	134
Tabela 12: Dimensionalidade do problema para o primeiro grupo de casos.	135
Tabela 13: Resumo resultado dos estudos do segundo grupo.	144
Tabela 14: Resumo resultado dos estudos do terceiro grupo.	145

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABREVIATURAS

AMPL	Uma linguagem de programação matemática (<i>A Mathematical Programming Language</i>);
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica;
CERTS	<i>Consortium for Electric Reliability Technology Solutions</i> ;
CC	Célula a combustível;
CHP	Cogeração (<i>Combinated Heat and Power</i>);
CL	Controladores locais;
DC	Demanda com possibilidade de descontinuação;
DD	Demanda com possibilidade de deslocamento;
DDB	Demanda com possibilidade de deslocamento com modelagem binária;
DDC	Demanda com possibilidade de deslocamento com modelagem contínua;
DLD	Demanda difusa (<i>Diffuse Load Demand</i>);
DMCC	CC a metanol direto;
DOD	Profundidade de descarga da bateria (<i>Deep of Discharge</i>);
EM	<i>Energy management</i> ;
GAMS	<i>General Algebraic Modeling Systems</i> ;
GD	Geração distribuída;
GE	Gerenciamento energético;
KBES	Sistema especialista baseado em conhecimento (<i>Knowledge-Based Expert System</i>);
MCCC	CC de carbonato fundido;
MG	Microrrede (<i>Microgrid</i>);
MGCC	Controle central da microrrede (<i>Microgrid Central Controller</i>);
MILP	Programação linear inteira mista (<i>Mixed Integer Linear Programming</i>);
MIQP	Programação quadrática inteira mista (<i>Mixed Integer Quadratic Programming</i>);
ML	Medidores locais;
MPC	Controle preditivo baseado em modelo (<i>Model Predictive Control</i>);
MT	Microturbina a gás;
NEDO	<i>New Energy and Industrial Technology Development</i> ;
PACC	CC de ácido fosfórico;
PCC	Ponto de acoplamento comum (<i>Point of Common Coupling</i>);

PCT	Pequena central termelétrica;
PMCC	CC de membrana trocadora de prótons;
PMOGA	Algoritmo genético multi-objetivo de Pareto;
PHEV	Veículo híbrido plug-in (<i>Plug-in Hybrid Electric Vehicle</i>);
RED	Recurso energético distribuído;
SAE	Sistema de armazenamento de energia;
SOC	Estado de carga da bateria (<i>State of Charge</i>);
SOCC	CC de óxido sólido;
SOH	Estado de saúde da bateria (<i>State of Health</i>).

ÍNDICES / CONJUNTOS MATEMÁTICOS

a	índice associado a MT a ($a \in A$);
b	índice associado a CC b ($b \in B$);
c	índice associado à DC c ($c \in C$);
$d1$	índice associado à DDB $d1$ ($d1 \in D1$);
$d2$	índice associado à DDC $d2$ ($d2 \in D2$);
e	índice associado à bateria e ($e \in E$);
g	índice associado à DLD g ($g \in G$);
i/j	discretizações de tempo para os somatórios e vetores;
k	índice associado ao gerador térmico k ($k \in K$);
t	índice associado ao estágio de tempo t ($t \in ND$);
n	índice para a linearização por partes das equações de custo para a bateria ($n \in N$);
st	índice associado às partidas da MT, CC e desligamento da DC.

VARIÁVEIS

$cb1_{et}$	custo da linearização por partes da função objetivo em relação ao desvio do SOC da bateria e de íons de lítio no estágio t (R\$/h);
dld_{gt}	potência da DLD g descontinuada ou acrescida no estágio t (kW);
$dpbd_{et}$	diferença de potência em dois estágios t e $t-1$ consecutivos da bateria e de íons de lítio (kW);
dpf_{bt}	diferença de potência em dois estágios t e $t-1$ consecutivos da CC b (kW);
eb_{et}	energia da bateria e armazenada no estágio t (kWh);
p_{kt}	potência do gerador térmico k no estágio t (MW);

pb_{ct}	potência de carregamento da bateria e no estágio t (kW);
pbd_{ct}	potência de descarga da bateria e no estágio t (kW);
pdc_{ct}	potência de corte da DC c no estágio t (kW);
$pdd_{d1,t}$	potência da DDB $d1$ no estágio t (kW);
$pdd_{d2,t}$	potência da DDB $d2$ no estágio t (kW);
pde_t	potência de déficit no estágio t (kW);
pex_t	potência de excesso de geração no estágio t (kW);
pf_{bt}	potência da CC b no estágio t (kW);
pgb_t	potência importada para a MG no estágio t (kW);
pgs_t	potência exportada para a rede principal no estágio t (kW);
pt_{at}	potência da MT a no estágio t (kW);
rb_{et}	reserva da bateria e no estágio t (kW);
u_{kt}	variável binária que indica se o gerador térmico k está ligado ($u_{kt} = 1$) ou desligado ($u_{kt} = 0$) durante o estágio t ;
ub_{et}	variável binária que indica se a bateria e está carregando ($ub_{ct} = 1$) ou não ($ub_{ct} = 0$) durante o estágio t ;
$ub1_{et}$	variável binária auxiliar que indica se a bateria e de íons de lítio está em carga com corrente constante no estágio t ($ub1_{et} = 1$);
$ub2_{et}$	variável binária auxiliar que indica se a bateria e de íons de lítio está em carga com tensão constante no estágio t ($ub2_{et} = 1$);
uc_{ct}	variável binária que indica se a DC c está ligada ($uc_{ct} = 1$) ou desligada ($uc_{ct} = 0$) durante o estágio t ;
$ud_{d1,t}$	variável binária que indica o estágio t em que a DDB $d1$ liga ($ud_{d1,t} = 1$);
udg_{gt}	variável binária que indica quando a DLD g é descontinuada ($udg_{gt} = 1$) no estágio t ;
uf_{bt}	variável binária que indica se a CC b está ligada ($uf_{bt} = 1$) ou desligada ($uf_{bt} = 0$) durante o estágio t ;
ug_t	variável binária que indica se a microrrede está importando ($ug_t = 1$) ou não ($ug_t = 0$) energia da rede principal durante o estágio t ;
ut_{at}	variável binária que indica se a MT a está ligada ($ut_{at} = 1$) ou desligada ($ut_{at} = 0$) durante o estágio t ;
yc_{ct}	variável binária auxiliar que indica o início da descontinuidade DC c ($yc_{ct} = 1$) no estágio t ;
yf_{bt}	variável binária auxiliar para partida da CC no estágio t ;
yt_{at}	variável binária auxiliar para a partida da MT a no estágio t ;
zc_{ct}	variável binária auxiliar que indica o fim da descontinuidade da DC c ($zc_{ct} = 1$) no estágio t ;

- z_{bt} variável binária auxiliar para o desligamento da CC b no estágio t ;
- z_{at} variável binária auxiliar para o desligamento da MT a no estágio t .

PARÂMETROS / CONSTANTES

- $A1_k, A2_k$ constantes da equação de custo quadrático da geração termelétrica do exemplo do comissionamento do gerador k (R\$/h, R\$/MWh e R\$/MW²h);
- AB_e SOC da bateria e de íons de lítio sem degradação (%);
- AT_{at} coeficiente constante da função custo de consumo de combustível da MT a no estágio t (R\$/h);
- BB_e parâmetro de custo em relação ao desvio do SOC da bateria e de íons de lítio (R\$ Cbat h⁻¹ (kWh)⁻¹);
- BP_t preço da compra de energia elétrica da rede principal no estágio t (R\$/kWh);
- BT_{at} coeficiente angular da função custo de consumo de combustível da MT a no estágio t (R\$/kWh);
- CPV constante que depende do material dos painéis fotovoltaicos;
- $CB2_e$ constante da equação linear da potência máxima de carga da bateria e de íons de lítio quando em tensão constante e (kW);
- CB_e potência máxima da bateria e para o carregamento (kW);
- CC_c custo incremental para a descontinuidade da DC c (R\$/kWh);
- CC_{ct} custo incremental para a descontinuidade da DC c no estágio t (R\$/kWh);
- CD custo incremental para o déficit (R\$/kWh);
- CD_t custo incremental para o déficit no estágio t (R\$/kWh);
- CE custo incremental para o excesso de geração (R\$/kWh);
- CF_b custo incremental para o consumo de combustível da CC b no estágio t (R\$/kWh);
- CUB_{et} custo de degradação da bateria de íons de lítio no estágio t (R\$ h⁻¹);
- D_t demanda crítica prevista para o estágio t (kW);
- DB_e potência máxima da bateria e para a descarga (kW);
- DC_{ct} potência da DC c prevista para o estágio t (kW);
- DDT_a total de estágios necessários para o desligamento da MT a ;
- DL_t demanda líquida total no estágio t (kW);
- DLD_{gt} potência prevista para a DLD g no estágio t (kW);
- $DLD S_g^{max}$ máximo número de descontinuidades para a DLD g ;
- DT_a custo de partida da MT a (R\$);

E_t	geração eólica do exemplo do comissionamento prevista o estágio t (MW);
EBF_e	energia da bateria e no estágio final (kWh);
EBI_e	energia da bateria e no estágio inicial (kWh);
EB_e^{max}	energia máxima da bateria e (kWh);
EB_e^{min}	energia mínima da bateria e (kWh);
ED	erro de previsão da demanda (%);
EDL	erro de previsão da demanda líquida (%);
EDD_{d2}^{total}	energia total da DDC $d2$ (kWh);
$EDLD_g$	soma do total de potência prévia descontinuada (estágios anteriores) da DLD g (kW) em cada estágio t ;
EF_b	custo de partida da CC b (R\$);
EPV	erro associado com a previsão da geração fotovoltaica (%);
EPW	erro de previsão da geração eólica (%);
FB_e	custo incremental de descarga da bateria e de íons de lítio (R\$/kWh);
FDD_{d1}	estágio final no qual a DDB $d1$ deve ter sido totalmente suprida;
FDD_{d2}	estágio final no qual a DDC $d2$ deve ter sido totalmente suprida;
FT_a	custo de desligamento da MT a (R\$);
GB_e	custo linear incremental de carga da bateria e de íons de lítio (R\$/kWh);
H	horizonte de planejamento (h);
HB_e	custo quadrático de carga da bateria e de íons de lítio (R\$/kWh (kW) ⁻² h ⁻¹ Cbat ⁻¹);
I_t	irradiação solar incidente sobre os painéis fotovoltaicos no instante t (kW/m ²);
IB_{en}, JB_{en}	parâmetros de custo para as retas da linearização do desvio do SOC da bateria e de íons de lítio e da reta n (R\$/h);
IDD_{d1}	estágio inicial no qual a DDB $d1$ pode ser iniciada;
IDD_{d2}	estágio inicial no qual a DDC $d2$ pode ser iniciada;
$IDLD_g$	número de estágios entre duas descontinuações da DLD g ;
$IDLD_g^{max}$	mínimo tempo entre as descontinuações da DLD g (max ($IDLD_g$, $SDL1_g + SDL2_g$));
L_t	demandas do exemplo do comissionamento prevista o estágio t (MW);
MFC_b	custo incremental de manutenção da CC b (R\$/kWh);
MTC_a	custo incremental de manutenção da MT a (R\$/kWh);
NBC_e	eficiência no carregamento da bateria e ;
NBD_e	eficiência na descarga da bateria e ;

NC_c^{max}	máximo número de estágios de descontinuação da DC c ;
ND	número total de estágios de tempo utilizados na discretização do horizonte de planeamento;
NDC_c^{st}	número máximo de descontinuidades para a DC c ;
NF_b^{st}	máximo número de partidas da CC b ;
NT_a^{st}	máximo número de partidas da MT a ;
OFF_c	mínimo número de estágios de tempo de descontinuação da DC c depois de desligada;
ON_c	mínimo número de estágios de tempo de suprimento da DC c depois de religada;
P_k^{max}	potência máxima do gerador térmico k no estágio t (MW);
P_a^{max}	potência máxima da MT a (kW);
PC_a	constante para equação da máxima potência da MT a (kW);
PBL_e	perda de potência da bateria e durante um estágio de tempo (kW);
$PDD_{d1,i}$	demanda DDB $d1$ prevista no estágio de tempo i (kW);
PDD_{d2}^{max}	potência máxima para a DDC $d2$ (kW);
PDD_{d2}^{min}	potência mínima para a DDC $d2$ (kW);
PF_b^{max}	potência máxima da CC b (kW);
PF_b^{min}	mínima potência em operação nominal da CC b (kW);
PFU_{bi}	potência de saída para o estágio i da partida da CC b (kW);
PGB_t^{max}	potência máxima que pode ser importada da rede no estágio t (kW);
PGB_t^{min}	potência mínima que pode ser importada da rede no estágio t (kW);
PGS_t^{max}	potência máxima que pode ser exportada para rede no estágio t (kW);
PGS_t^{min}	potência mínima que pode ser exportada para rede no estágio t (kW);
PR	potência nominal da geração eólica (kW);
PT_a^{min}	mínima potência em operação nominal da MT a (kW);
PT_{at}^{max}	potência máxima da MT a no estágio t (kW);
PTD_{ai}	potência de saída para o estágio i do desligamento da MT a (kW);
PTU_{ai}	potência de saída para o estágio i da partida da MT a (kW);
PV_t	geração fotovoltaica prevista para o estágio t (kW);
PW_t	geração eólica prevista para o estágio t (kW);
RB	número de estágios necessários para a reserva;
RS_t	reserva dos REDs controláveis da microrrede no estágio t (kW);
S	área total dos painéis fotovoltaicos (m ²);

$SDDL1_g$	número total de estágios no qual a DLD g é desligada;
$SDDL2_g$	número total de estágios necessários para recuperar a DLD g após a descontinuação;
SPC_e	SOC no qual a bateria e de íons de lítio muda o carga de corrente constante para tensão constante (%);
SP_t	preço da venda de energia elétrica para a MG no estágio t (R\$/kWh);
To_t	temperatura de operação dos painéis fotovoltaicos no estágio t (°C);
T_t	temperatura ambiente no estágio t (°C);
Tc_a	temperatura na qual a potência máxima da MT a começa a decrescer (°C);
UDD_{d1}	número total de estágios no qual a DDB $d1$ fica ligada;
UDF_b	número total de estágios para a partida da CC b ;
UDT_a	número total de estágios necessários para a partida da MT a ;
V_t	velocidade do vento da geração eólica no estágio t (m/s);
VC	velocidade mínima necessária de vento da geração eólica (m/s);
$VDL1_g$	vetor com valores [-1] para os estágios no qual a DLD g é desligada;
$VDL2_g$	vetor com o percentual [%] de recuperação da potência total para cada estágio t após a descontinuação para a DLD g ;
VR	velocidade nominal de vento da geração eólica (m/s);
VF	velocidade máxima do vento para corte da geração eólica (m/s).
α_a	gradiente linear de equação da potência máxima da MT a (inclinação da reta, em kW/°C);
α_e	gradiente linear de equação de carga da bateria e de íons de lítio (inclinação da reta, em kW/kWh);
δ_e	custo incremental associado com a degradação da bateria e de íons de lítio com a descarga pulsante (R\$/kWh);
Δ_k	incremento/decréscimo de potência máximo do gerador térmico k durante um estágio de tempo (MW);
η	eficiência do gerador fotovoltaico de conversão fotoelétrica (%);
ξ_b	custo incremental (penalidade) para evitar à redução da vida útil da CC b (R\$/kWh).

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	29
1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS	29
1.2 OBJETIVOS.....	30
1.2.1 <i>Objetivo Geral.....</i>	<i>30</i>
1.2.2 <i>Objetivos Específicos</i>	<i>30</i>
1.3 PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES	31
1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO	31
2. MICRORREDES E O GERENCIAMENTO ENERGÉTICO	33
2.1 INTRODUÇÃO ÀS MICRORREDES.....	33
2.2 GERENCIAMENTO ENERGÉTICO	37
2.2.1 <i>Comissionamento de Unidades Geradoras e o Gerenciamento Energético.....</i>	<i>38</i>
2.3 ESTADO DA ARTE DO GERENCIAMENTO ENERGÉTICO.....	45
2.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	52
3. MODELAGEM DO PROBLEMA	57
3.1 INTRODUÇÃO	57
3.2 CONEXÃO COM A REDE PRINCIPAL E O GE	57
3.2.1 <i>Políticas de Incentivo.....</i>	<i>58</i>
3.2.2 <i>Critério N-1 em Microrredes e Reserva do Sistema.....</i>	<i>59</i>
3.2.3 <i>Modelagem para o GE.....</i>	<i>60</i>
3.3 PEQUENAS FONTES DE GERAÇÃO E GD.....	64
3.3.1 <i>Geração com Fontes Renováveis Intermitentes</i>	<i>65</i>
3.3.1.1 <i>Solar Fotovoltaica</i>	<i>65</i>
3.3.1.2 <i>Sistema de Conversão Eólica</i>	<i>67</i>
3.3.1.3 <i>Custos e restrições</i>	<i>69</i>
3.3.2 <i>Microturbinas a gás.....</i>	<i>70</i>
3.3.2.1 <i>Custos</i>	<i>74</i>
3.3.2.2 <i>Restrições.....</i>	<i>75</i>
3.3.3 <i>Células a Combustível.....</i>	<i>78</i>
3.3.3.1 <i>Custos</i>	<i>81</i>
3.3.3.2 <i>Restrições.....</i>	<i>82</i>
3.3.4 <i>Outras Fontes</i>	<i>83</i>
3.4 DEMANDA.....	84
3.4.1 <i>Demanda Crítica.....</i>	<i>84</i>
3.4.2 <i>Demanda com Possibilidade de Descontinuação</i>	<i>84</i>

3.4.2.1	<i>Custos e restrições</i>	85
3.4.3	<i>Demanda com Possibilidade de Deslocamento</i>	87
3.4.3.1	<i>Custos e restrições</i>	89
3.4.4	<i>Demanda Difusa</i>	91
3.4.4.1	<i>Custos e restrições</i>	93
3.5	SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA	94
3.5.1	<i>Modelo Genérico de um SAE</i>	95
3.5.1.1	<i>Custos e restrições</i>	96
3.5.2	<i>Baterias de Íons de Lítio</i>	97
3.5.2.1	<i>Custos</i>	98
3.5.2.2	<i>Restrições</i>	100
3.6	VEÍCULOS ELÉTRICOS	103
3.6.1	<i>Veículos como Geradores</i>	104
3.6.2	<i>Veículos como Demandas</i>	104
3.6.3	<i>Veículos como Armazenadores de Energia</i>	104
4.	ANÁLISES DA MODELAGEM	107
4.1	SOLVER E COMPUTADOR	107
4.2	MICRORREDE TESTE	107
4.3	CASOS TESTES E MODELAGEM COMPLETA	109
4.3.1	<i>Primeiro Grupo de Casos</i>	109
4.3.2	<i>Segundo Grupo de Casos</i>	111
4.3.3	<i>Terceiro Grupo de Casos</i>	113
4.4	DADOS DE ENTRADA	114
4.5	ANÁLISES DOS CASOS	121
4.5.1	<i>Resultado para o Primeiro Grupo de Casos</i>	121
4.5.2	<i>Resultado para o Segundo Grupo de Casos</i>	135
4.5.3	<i>Resultado para o Terceiro Grupo de Casos</i>	145
5.	CONSIDERAÇÕES FINAIS	149
5.1	CONCLUSÕES	149
5.2	DESENVOLVIMENTOS FUTUROS	150
	REFERÊNCIAS	151
	APÊNDICE A – MODELO SIMULINK DA CÉLULA COMBUSTÍVEL SOCC	159

1. INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A energia elétrica é fundamental na sociedade moderna e a sua ausência pode causar grandes impactos sociais e econômicos. Os impactos ambientais causados em grandes parques de geração durante sua operação (*e.g.* emissão de gases de efeito estufa em parques de geração de energia termelétrica por queima de combustíveis, ou resíduos da operação de parques de energia nuclear), na construção de novos empreendimentos (*e.g.* grandes alagamentos de florestas para construção de reservatórios para parques de energia hidrelétrica), ou pela possibilidade de danos catastróficos quando apresentam problemas (*e.g.* parques de energia nuclear), entre outros, estão passando por um questionamento constante por parte da sociedade. A construção de grandes parques de geração com fontes renováveis, como geração eólica ou fotovoltaica, que não provocariam esses impactos ambientais, enfrentam outras barreiras para a sua viabilização, como a necessidade de aumento e melhoria da infraestrutura da transmissão de energia elétrica para absorver essa geração intermitente de energia. Neste contexto, as pequenas gerações, a geração distribuída de energia elétrica, sistemas de armazenadores de energia e o gerenciamento pelo lado da demanda têm emergido como alternativas viáveis, aliados a melhoria da tecnologia e a diminuição dos custos para sua conexão e comunicação com a rede principal. Essas pequenas gerações e armazenadores de energia, as quais podem também ser de natureza não elétrica, são comumente conhecidas como Recursos Energéticos Distribuídos (REDs). Quando esses REDs são agrupados com as demandas (controláveis ou não), com a possibilidade de suprimento total ou parcial, podendo operar coordenadamente de forma conectada ou ilhada do sistema principal de energia elétrica, estas são denominadas como microrredes.

O conceito de microrrede é um pouco mais amplo que a definição anterior, pois, em filosofia, além de possuir uma topologia de operação flexível (modo ilhado ou interligado aos sistemas de transmissão ou distribuição) com fluxo de potência em ambos os sentidos, os consumidores podem assumir papéis de agentes ativos, com capacidade de consumir, gerenciar e gerar energia elétrica ou outra forma de energia, tendo um alto nível de automação, mantendo o controle de tensão e frequência e, assim, constituindo as chamadas redes ativas. A inserção de microrredes em sistemas de distribuição já é uma realidade

em alguns Países da Europa (Portugal, Grécia, Alemanha, entre outros), nos Estados Unidos, Canadá, China, Japão, entre outros. Com o acréscimo das microrredes aos atuais sistemas de distribuição e transmissão, alguns impactos técnicos e comerciais são inerentes tanto na operação quanto no planejamento desses futuros sistemas de potência.

O problema do Gerenciamento Energético (GE) de uma microrrede, objetivo da tese, possui semelhanças, pelo menos em filosofia, com o clássico problema do comissionamento da operação energética de um sistema de energia elétrica. O objetivo, no caso da microrrede, consiste na determinação de uma política de operação que minimize os custos operativos ao longo de um dado horizonte de planejamento, assegurando um suprimento de energia com um nível adequado de qualidade e confiabilidade de energia elétrica. Dada à filosofia do problema, sua modelagem e resolução através de métodos de otimização é bastante utilizada, contudo, pode-se também resolvê-lo de outras formas como será apresentado na seção do estado da arte. O GE das microrredes possui peculiaridades que tornam a sua solução uma atividade desafiadora, tais como restrições ligadas ao desempenho dos REDs, efeitos operativos ligados com incertezas em condições climáticas, demandas controláveis, entre outros, que são abordados no decorrer do texto.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo Geral

O objetivo geral deste trabalho é o desenvolvimento de um modelo computacional para o GE de microrredes, que seja capaz de disponibilizar bons pontos de operação e os estados operativos para os REDs e as diversas demandas controláveis das microrredes, para cada discretização de tempo do horizonte de planejamento, baseados na programação linear inteira mista.

1.2.2 Objetivos Específicos

Dentre os objetivos específicos, elencam-se:

- i. Implementação computacional e avaliação dos modelos de REDs e demandas controláveis utilizados no GE;

- ii. Desenvolvimento, implementação computacional e avaliação de novos modelos de demandas controláveis e REDs para o GE;
- iii. Desenvolvimento de um modelo matemático de GE baseado em métodos numéricos de otimização com a utilização da programação linear inteira mista para a operação conectada e ilhada da microrrede;

1.3 PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES

As principais contribuições dessa tese de doutorado são citadas a seguir:

- Novas equações para o modelo matemático de Microturbinas (MTs) no GE, referentes à influência da temperatura ambiente na potência máxima e eficiência, bem como à inclusão detalhada das rampas de partida e desligamento;
- Novas equações para o modelo matemático de Célula à Combustível de Óxido Sólido (SOCC) no GE, incluindo o pré-aquecimento e um custo atribuído à operação cíclica, bem como outras características peculiares da tecnologia;
- Novas equações para o modelo matemático de baterias de íons de lítio no GE, com a inclusão dos modos de carga em corrente e tensão constantes dependendo da energia armazenada (SOC – *State of Charge*), custo atribuído à operação com descarga pulsante e, estudos comparativos à inclusão, ou não, dos custos de degradação da bateria devido ao desgaste pelo uso e à controlabilidade da potência da carga da bateria;
- Novas propostas de demandas de energia elétrica com suas respectivas equações, como a demanda com possibilidade de descontinuação (DC) com modelagem binária e a demanda difusa (DLD).
- Implementação e análises dos modelos matemáticos propostos com a programação linear inteira mista.

1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este documento tem como objetivo principal apresentar os principais aspectos metodológicos, os desafios e a proposta de resolução do problema do GE de uma microrrede através de um modelo matemático de otimização clássica. Para tanto, este documento está

organizado da seguinte maneira: no decorrer do segundo capítulo, é realizado uma introdução formal às microrredes e ao problema do GE, com um comparativo com o clássico problema de comissionamento de unidades geradores (*unit commitment*, em inglês), apresentando às diversas características que tem influência sobre este tipo de problema. Adicionalmente, apresenta-se uma subseção especialmente dedicada ao levantamento do estado da arte do problema; por sua vez, o Capítulo 3 refere-se à modelagem dos elementos da microrrede, com foco para estudos de natureza energética com um modelo de otimização para cada um dos REDs e das demandas controladas; já o Capítulo 4 foca na apresentação dos estudos de casos e nos resultados computacionais, para uma microrrede didática. Os casos são divididos em três grandes grupos de casos, os quais visam consolidar o entendimento da importância deste tipo de problema na operação econômica de uma microrrede; por fim, no Capítulo 5 são apresentadas as considerações finais e os desenvolvimentos futuros.

2. MICRORREDES E O GERENCIAMENTO ENERGÉTICO

2.1 INTRODUÇÃO ÀS MICRORREDES

O conceito de microrredes é definido diferentemente por várias instituições e locais no mundo. As principais definições são:

- Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL): “Rede de distribuição de energia elétrica que pode operar isoladamente do sistema de distribuição, atendida diretamente por uma unidade de geração distribuída.” (ANEEL, 2009);
- Cigre C6.22: “Microrredes são sistemas de distribuição de energia elétrica contendo demandas e recursos energéticos distribuídos (tais como geração distribuída, sistemas de armazenamento, ou demandas controláveis) que podem operar de forma controlada e coordenada, enquanto opera em modo ilhado ou conectado com a rede principal de energia.” (CIGRE, 2012)¹;
- U.S. Department of Energy Microgrid Exchange Group: “Uma microrrede é um grupo de demandas e recursos energéticos distribuídos, dentro de limites elétricos bem definidos, que atuam como uma entidade única em relação à rede principal. Uma microrrede pode conectar-se e desconectar-se da rede principal, assim, permitindo a operação tanto em modo conectado como em modo isolado.” (U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, 2012)².

Apesar das diferenças encontradas em sua definição, basicamente, uma microrrede é formada por uma ou mais fontes de geração de energia elétrica (ou outra forma de energia, e.g. térmica) e/ou dispositivos de armazenamento, que trabalham coordenados entre si no benefício dos consumidores, controláveis ou não, tanto na qualidade do produto como na sua confiabilidade. Uma microrrede pode operar em paralelo ou isoladamente em relação aos sistemas de distribuição de baixa ou média tensão de energia elétrica, sendo que alguns autores

¹ Texto original: “*Microgrids are electricity distribution systems containing loads and distributed energy resources, (such as distributed generators, storage devices, or controllable loads) that can be operated in a controlled, coordinated way either while connected to the main power network or while islanded.*”

² Texto original: “*A microgrid is a group of interconnected loads and distributed energy resources within clearly defined electrical boundaries that acts as a single controllable entity with respect to the grid. A microgrid can connect and disconnect from the grid to enable it to operate in both grid-connected or island-mode.*”

também consideram as microrredes conectadas aos sistemas de subtransmissão.

As principais microgerações encontradas nas microrredes são usualmente: microturbinas a gás (MTs); pequenas centrais termelétricas (PCTs), com ou sem cogeração (CHP - *Combinated Heat and Power*); turbinas eólicas; células fotovoltaicas; células a combustíveis (CCs); e micros ou pequenas centrais hidrelétricas. Por sua vez, as fontes de armazenamento mais comuns são: volantes de inércia (*flywheels*); baterias; e ultracapacitores (LASSETER, 2001). Todos esses elementos de geração e armazenamento usualmente podem ser conectados/desconectados do sistema via um dispositivo eletrônico de controle, que também tem a função de controlar tanto a geração de energia como a qualidade da energia, com a possibilidade de dar suporte a serviços ancilares necessários à rede. Esses dispositivos de controle também podem operar nas cargas demandadas na microrrede.

A Figura 1 e Figura 2 apresentam uma visão inicial da conexão de uma microrrede ao atual sistema de potência. Nesse sentido, a Figura 1 apresenta um diagrama de um sistema elétrico de potência típico, com geradores e consumidores conectados diretamente na transmissão, subtransmissão e distribuição de energia elétrica.

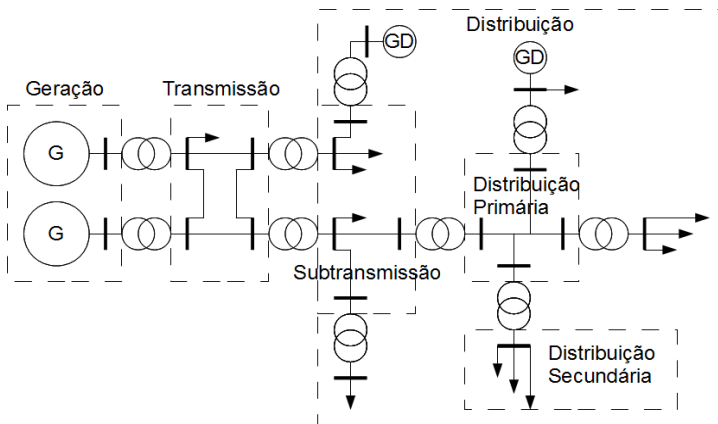


Figura 1: Diagrama unifilar de um sistema elétrico de potência típico.

Nota-se na Figura 1 que a grande geração de energia (representado na figura pela letra G) usualmente ocorre longe do consumo, sendo necessário o transporte por meio do sistema de transmissão, subtransmissão e distribuição de energia elétrica para os consumidores. A presença de Geração Distribuída (GD) pode ocorrer na

subtransmissão e distribuição de energia elétrica. Muitos sistemas de distribuição de energia elétrica atuais, tanto primários quanto secundários, possuem uma configuração radial, sendo fluxo de potência unidirecional, principalmente quando não existe GD.

Por sua vez, a Figura 2 mostra um exemplo de uma microrrede, a qual pode ser conectada ao sistema de distribuição secundária, primária ou até na subtransmissão através do Ponto de Acoplamento Comum (PCC – *Point of Common Coupling*). Nota-se na Figura 2 que podem existir fluxos bidirecionais, importando ou exportando energia elétrica para a rede principal. Esse comportamento bidirecional de energia também acontece nos sistemas de armazenamento de energia. Nota-se que algumas demandas são controláveis e podem ser descontinuadas ou deslocadas, assim, com a possibilidade de realizar o gerenciamento pelo lado da demanda dentro da microrrede.

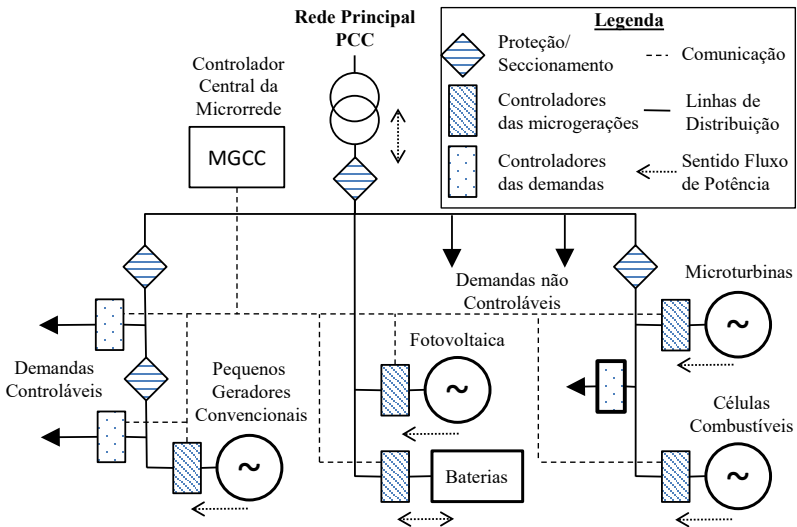


Figura 2: Exemplo de uma microrrede.

O GE e o controle em tempo real de uma microrrede, nos diferentes modos de operação, devem ser acompanhados por estruturas de controle e comunicação capazes de fazer a monitoração e coordenação dos controles dos REDs e as demandas com o Controle Central da Microrrede (MGCC – *Microgrid Central Controller*), a fim de garantir a segurança do sistema e otimizar a questão energética. Além da questão energética, o MGCC executa outras atividades (*e.g.* o controle em tempo real da microrrede), fazendo também as pontes entre

as diversas atividades (*e.g.* a proteção da microrrede). Aqui, destaca-se que as funções atribuídas ao MGCC podem ser diferenciadas, dependendo da microrrede.

As principais vantagens técnicas e econômicas das microrredes são (CHOWDHURY *et al.*, 2009):

1. Aspectos ambientais: as microrredes têm menos impactos ambientais que as fontes termelétricas convencionais devido à maior presença de geração renovável de energia e o possível uso de cogeração local. Outro motivo são as perdas geradas no processo de transporte da energia elétrica.
2. Problemas de operação e investimentos: a redução da distância física e elétrica entre as microgerações e cargas podem contribuir para:
 - a. Melhoria do suporte reativo de todo o sistema, melhorando assim o perfil de tensão;
 - b. Redução do congestionamento e perdas das linhas de distribuição e transmissão;
 - c. Redução e/ou adiamento de investimentos na expansão dos sistemas de transmissão e geração pela gestão adequada dos ativos.
3. Qualidade de energia elétrica - melhoria na qualidade e confiabilidade do produto energia elétrica é alcançada devido a:
 - a. Descentralização do suprimento de energia;
 - b. Melhor adequação da oferta e demanda local;
 - c. Redução do impacto de falhas na transmissão e geração de larga escala;
 - d. Minimização do tempo de parada devido às falhas e melhoria do processo de restauração, sendo este iniciado por ilhamentos, restabelecendo consumidores próximos às microgerações.
4. Redução de custos:
 - a. Uma significativa redução é advinda da utilização do calor desperdiçado em cogeração, que são próximas aos consumidores;
 - b. A penetração em grande escala no sistema pode diminuir drasticamente os custos necessários para a expansão do sistema de distribuição e transmissão de energia elétrica;
5. Aspectos de mercado:

- a. As microrredes podem tirar o poder de mercado das grandes usinas de geração, com a participação ativa das microgerações;
- b. Serviços ancilares poderão ser supridos por microgerações, caso sejam incentivadas;
- c. A aplicação generalizada de microgerações *plug-and-play* pode reduzir o preço da energia elétrica;
- d. Em longo prazo, devido aos custos pagos por perdas e encargos do sistema de transmissão e distribuição, poder-se-á reduzir o custo de venda da energia elétrica para os consumidores.

É importante salientar que as vantagens descritas anteriormente e enfatizadas por Chowdhury *et al.* (2009) somente são verificadas nos casos em que a implantação e uso das microrredes ocorre em conjunto com um planejamento bem elaborado, caso contrário, essas vantagens podem não ser perceptíveis ou, para algumas das afirmações, pode ocorrer o efeito contrário ao desejado.

A capacidade instalada de microrredes no mundo tem uma estimativa de crescimento de 1,1 GW em 2012 para 4,7 GW em 2017, com uma oportunidade de mercado de \$ 17,3 bilhões (SURYANARAYANAN e KYRIAKIDES, 2012). Considerando o crescente interesse no desdobramento das microrredes, a pesquisa no assunto tem crescido significativamente nos últimos anos (PARHIZI *et al.*, 2015).

A falta de padronização e recente regulamentação das microrredes, o alto custo de aquisição dos elementos da microrrede, o baixo conhecimento sobre os aspectos técnicos relevantes, entre outros aspectos, podem formar barreiras para o desencadeamento de sua aplicação no Brasil.

2.2 GERENCIAMENTO ENERGÉTICO

Para construir uma política operativa, o problema do GE necessita de uma série de dados de entrada, os quais estão intrinsecamente ligados com a natureza dos REDs, das demandas e com o ambiente regulatório em que uma microrrede está inserida (FIRESTONE e MARNAY, 2005). Outro aspecto fundamental diz respeito a qual estratégia de controle deve ser adotada para a concepção do GE e, conseqüentemente, para a elaboração da política operativa. Nesse sentido, na literatura destacam-se três estratégias principais, a

saber: (i) métodos numéricos de otimização (NOCEDAL e WRIGHT, 1999; BONNANS *et al.*, 2006); (ii) sistemas especialistas e lógica fuzzy (COELLO *et al.*, 2007; EBERHART e SHI, 2011); e (iii) controle hierárquico e descentralizado (FOO EDDY *et al.*, 2015).

A estratégia (i) é a que mais exige esforço computacional e tem sido visto na literatura como a principal opção quando se deseja a definição de políticas de geração com boa qualidade. Neste sentido, a estratégia (i) é a escolhida nesta tese para controle e implementação do GE de uma microrrede, em virtude de que o uso de métodos numéricos de otimização representa uma excelente opção quando se deseja um bom compromisso entre aderência a realidade, disponibilidade de dados e possibilidade de resolução numérica efetiva.

Considerando, então, que o GE será realizado com base em um modelo de otimização, dentre os diferentes problemas na área energética em sistemas de energia elétrica de grande porte, aquele que tem uma maior semelhança com o GE é o clássico problema do comissionamento de unidades geradoras (em inglês, *unit commitment*), sendo que o item a seguir apresenta o problema e seu comparativo com o GE.

2.2.1 Comissionamento de Unidades Geradoras e o Gerenciamento Energético

Ambos os problemas, isto é, o GE e o comissionamento de unidades geradoras objetivam, em linhas gerais, o uso eficiente dos recursos energéticos visando à minimização dos custos totais, com uma qualidade aceitável no fornecimento de energia elétrica.

O exemplo a seguir visa auxiliar na compreensão do problema do GE, apresentando inicialmente um problema básico de comissionamento. O objetivo do problema consiste em minimizar o custo de operação de duas usinas termelétricas e uma usina eólica, conforme Figura 3, suprindo uma demanda variável ao longo de três estágios de tempo. O problema é considerado determinístico, assim consideram-se bons previsores de energia para demanda e a geração eólica, conforme Tabela 1. O custo de despacho da geração eólica é dado como zero e toda geração é absorvida pela demanda.

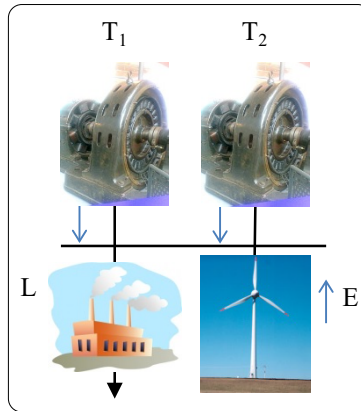


Figura 3: Exemplo de sistema elétrico de potência para o comissionamento.

Tabela 1: Dados de demanda e geração eólica para os estágios no exemplo básico de comissionamento.

Demanda e Geração Eólica (MW)			
Estágios t (horas)	1	2	3
Demanda (L)	$L_1 = 35$	$L_2 = 75$	$L_3 = 65$
Eólica (E)	$E_1 = 10$	$E_2 = 5$	$E_3 = 7$

As funções de custo e as restrições de máxima potência dos geradores térmicos são dadas na Tabela 2.

Tabela 2: Funções de custo de operação das unidades em R\$/h, e limites de geração em MW.

Unidade	Funções de Custo em R\$/h	Limites de geração
Termelétrica 1 (T_1)	$f_1(p_1) = 0,0052p_1^2 + 10,2p_1 + 45$	$P_1^{\max} = 35$ MW
Termelétrica 2 (T_2)	$f_2(p_2) = 0,0065p_2^2 + 17,5p_2 + 88$	$P_2^{\max} = 70$ MW

As unidades T_1 T_2 possuem um limite máximo de potência igual a 35 e 70 MW, respectivamente, conforme Tabela 2. Para visualizar como é o custo da operação em função do despacho de cada usina, é feito um gráfico conforme Figura 4:

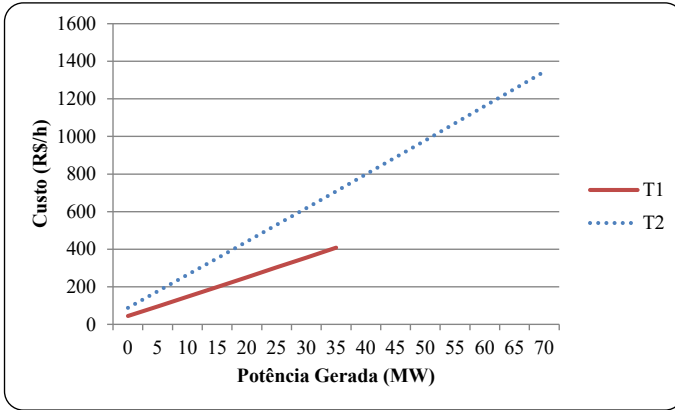


Figura 4: Custo de operação das unidades do exemplo de comissionamento de usinas.

Com o gráfico é possível notar que a unidade T_1 sempre terá seu custo operacional menor que a unidade T_2 , portanto, quando necessário despachar as usinas termelétricas, primeiro será despachada toda a potência da unidade T_1 , depois complementada com a potência da unidade T_2 . Essa prerrogativa é válida desde que outras restrições, além do balanço de energia e da potência máxima dos geradores, não forem utilizadas. O gráfico de despacho para atender a demanda é dado conforme Figura 5:

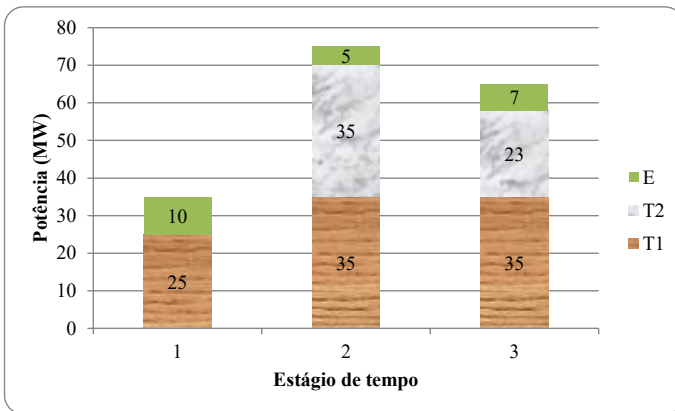


Figura 5: Despacho para o exemplo de comissionamento.

Nota-se que se criou uma ordem de mérito para o despacho, porém, nem sempre isso ocorre, principalmente devido às funções de custo não terem este comportamento, bem como a necessidade de atender às outras restrições do problema. Apesar de ser possível resolver esse exemplo de uma maneira visual, geralmente, é necessário fazer uma modelagem para que o problema possa ser resolvido.

Um detalhe importante para se destacar é a não necessidade de T_2 estar ligada no primeiro estágio, assim a potência p_{21} (potência de T_2 no estágio de tempo $t = 1$) está em zero, e, para que o valor constante ($A1_k = 45$) não entre no custo, matematicamente pode-se multiplicar esse termo por uma variável binária, que indica se a termelétrica está ligada ou não.

A modelagem matemática para o problema de otimização³ é:

$$\min \sum_{k=1}^K \sum_{t=1}^{ND} \left(A1_k \cdot u_{kt} + A2_k \cdot p_{kt} + A3_k \cdot p_{kt}^2 \right) \quad (1)$$

$$s.a \sum_{k=1}^K p_{kt} = L_t - E_t, \forall t \in ND, \quad (2)$$

$$0 \leq p_{kt} \leq u_{kt} \cdot P_k^{\max}, \forall t \in ND, \forall k \in K, \quad (3)$$

$$p_{kt} \in \mathfrak{R}^+, u_{kt} = \{0,1\}, \forall t \in ND, \forall k \in K. \quad (4)$$

Sendo,

- k índice associado ao gerador térmico k ($k \in K$);
- t índice associado ao estágio de tempo t ($t \in ND$);
- p_{kt} potência do gerador termelétrico k no estágio t (MW);
- u_{kt} variável binária que indica se o gerador termelétrico k está ligado ($u_{kt} = 1$) ou desligado ($u_{kt} = 0$) durante o estágio t ;
- $A1_k$, constantes da equação de custo quadrático da geração
- $A2_k$, termelétrica do exemplo do comissionamento do gerador k (R\$/h,
- $A3_k$ R\$/MWh e R\$/MW²h);
- E_t geração eólica do exemplo do comissionamento prevista o estágio t (MW);
- L_t demanda do exemplo do comissionamento prevista o estágio t (MW);
- P_k^{\max} potência máxima do gerador térmico k no estágio t (MW);

³ Para a formulação deste problema, caso $E_t \geq L_t$, ou $(L_t - E_t) \geq (P_1^{\max} + P_2^{\max})$, o problema torna-se inviável, assim necessitando variáveis de folga, conforme é apresentado no item 3.2.3.

A Equação (1) é a função objetivo (minimização do custo), composta pelos custos de operação das duas termelétricas ($K=2$), nos três estágios de tempo ($ND=3$). A equação (2) é referente ao balanço de potência (ou carga), no qual toda a energia produzida pelas duas termelétricas deve ser igual à demanda líquida (demanda L menos a geração eólica E) para todos os estágios de tempo t . Já (3) é a equação da mínima e máxima potência das termelétricas k para todos os estágios de tempo t . A equação (4) é a equação que define os tipos das variáveis do problema. Nota-se em (3) que sempre que a potência p_{kt} for maior que zero, a variável binária u_{kt} deverá ser 1, assim, considera-se T_1 e T_2 ligadas se $u_{kt}=1$ ou desligadas se $u_{kt}=0$. A notação matemática em (1), (2), (3) e (4) é utilizada ao longo da tese, contudo, decidiu-se expandir a mesma para a melhor visualização do problema com (5), (6) e (7).

$$\begin{aligned}
 \min \quad & \left[A1_1 \cdot u_{11} + A2_1 \cdot p_{11} + A3_1 \cdot (p_{11})^2 \right] + \\
 & + \left[A1_2 \cdot u_{21} + A2_2 \cdot p_{21} + A3_2 \cdot (p_{21})^2 \right] + \\
 & + \left[A1_1 \cdot u_{12} + A2_1 \cdot p_{12} + A3_1 \cdot (p_{12})^2 \right] + \\
 & + \left[A1_2 \cdot u_{22} + A2_2 \cdot p_{22} + A3_2 \cdot (p_{22})^2 \right] + \\
 & + \left[A1_1 \cdot u_{13} + A2_1 \cdot p_{13} + A3_1 \cdot (p_{13})^2 \right] + \\
 & + \left[A1_2 \cdot u_{23} + A2_2 \cdot p_{23} + A3_2 \cdot (p_{23})^2 \right],
 \end{aligned} \tag{5}$$

$$\begin{aligned}
 \text{s.a. } & p_{11} + p_{21} = L_1 - E_1, \\
 & p_{12} + p_{22} = L_2 - E_2, \\
 & p_{13} + p_{23} = L_3 - E_3,
 \end{aligned} \tag{6}$$

$$\begin{aligned}
0 &\leq p_{11} \leq u_{11} \cdot P_1^{max}, \\
0 &\leq p_{21} \leq u_{21} \cdot P_2^{max}, \\
0 &\leq p_{12} \leq u_{12} \cdot P_1^{max}, \\
0 &\leq p_{22} \leq u_{22} \cdot P_2^{max}, \\
0 &\leq p_{13} \leq u_{13} \cdot P_1^{max}, \\
0 &\leq p_{23} \leq u_{23} \cdot P_2^{max}, \\
p_{11}, p_{21}, p_{12}, p_{22}, p_{13}, p_{23} &\in \mathfrak{R}^+, \\
u_{11}, u_{21}, u_{12}, u_{22}, u_{13}, u_{23} &\in \{0, 1\}.
\end{aligned} \tag{7}$$

É possível constatar que esse problema possui 6 (seis) variáveis contínuas, 6 (seis) variáveis binárias, 12 (doze) restrições de desigualdade e 3 (três) restrições de igualdade.

Agora é suposto que além destas restrições de balanço de potência, potência máxima e mínima, fosse acrescentada uma restrição de rampa (comum em grandes usinas termelétricas devido à dinâmica lenta das máquinas). Assim, será considerado que a capacidade da unidade T_1 pode ter um incremento/decremento máximo de potência $\Delta_1 = 20$ MW de um estágio t de tempo para $t+1$, enquanto que a unidade T_2 será de $\Delta_2 = 25$ MW. Considera também que no estágio $t=0$ as usinas tem despacho igual à zero. É importante observar que em todas as restrições que envolvem um período com $t < 1$ é necessário apresentar os estados como dado de entrada, armazenando-se estes para resolver o problema de otimização. Assim, acrescenta-se outra restrição ao problema:

$$|p_{k,t-1} - p_{kt}| \leq \Delta_k, \forall t \in ND, \forall k \in K. \tag{8}$$

Ou, melhorando o entendimento da equação:

$$p_{k,t-1} - p_{kt} \leq \Delta_k, \forall t \in ND, \forall k \in K, \tag{9}$$

$$-p_{k,t-1} + p_{kt} \leq \Delta_k, \forall t \in ND, \forall k \in K. \tag{10}$$

O problema agora possui mais 12 (doze) restrições de desigualdade. Considerando a resposta para o problema sem rampas, conforme apresentado na Figura 5, logo é verificado o não atendimento às restrições de rampa do primeiro estágio para T_1 ($0 + 25 \geq 20$), bem como do primeiro estágio para o segundo de T_2 ($0 + 35 \geq 25$). Assim, T_2

é despachado no primeiro estágio para atender a essas restrições. Finalmente, o despacho ótimo para atender também as restrições de rampa foi encontrado conforme a Figura 6.

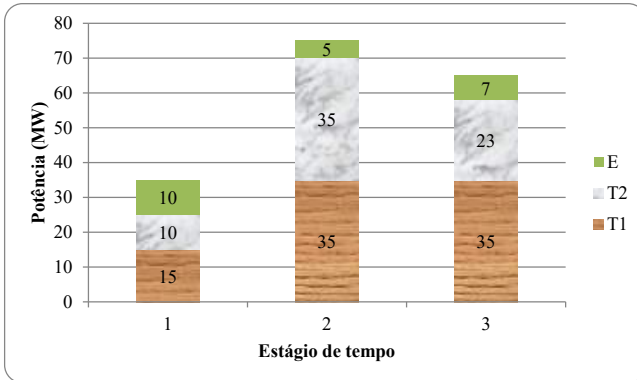


Figura 6: Despacho para o exemplo de comissionamento incluindo restrições de rampa.

Nota-se que para esse exemplo apresentado o despacho foi quase intuitivo, contudo, conforme se aumentam a quantidade, os tipos de fontes de energia e as restrições que são impostas, a complexidade de resolução do problema também aumenta. Este exemplo é didático e não cobre outros aspectos estudados no problema do comissionamento de unidades geradores, nesse sentido, recomenda-se a referência Wood *et al.* (2013).

Para os fins desta tese, algumas diferenças básicas entre o problema do comissionamento de unidades e o GE são:

1. Em geral, por tratar de grandes usinas, o problema do comissionamento não considera o uso de outras fontes de energia além da energia elétrica (*e.g.* energia térmica);
2. Possibilidade de importar/exportar energia da rede principal no modo conectado da microrrede, sujeita às regras do mercado local no GE;
3. O GE pode considerar o controle de diversos tipos de demanda, que, salvo em alguns casos, não são modeladas no problema do comissionamento;
4. As restrições operativas individuais dos REDs possuem uma dinâmica muito mais rápida em relação às grandes unidades;

5. A presença de geração intermitente (e, portanto, com difícil previsibilidade) é proporcionalmente maior no GE em relação ao problema do comissionamento de unidades.

As peculiaridades encontradas no GE garantem que este problema é um dos grandes desafios hoje na área de microrredes.

2.3 ESTADO DA ARTE DO GERENCIAMENTO ENERGÉTICO

Alguns países iniciaram pesquisas em microrredes a partir do início da década passada. No continente europeu, destacam-se dois projetos estratégicos envolvendo diversos países e instituições de ensino: o *Microgrids* e o *More Microgrids* (EU, 2003). Nos Estados Unidos existem projetos em diversas universidades e institutos de pesquisa, merecendo destaque o caso do *Consortium for Electric Reliability Technology Solutions* (CERTS) (LASSETER, 2002). No Japão, por sua vez, o projeto em destaque é o *New Energy and Industrial Technology Development* (NEDO) (MOROZUMI, 2007). Outros países também têm desenvolvido pesquisas nestas áreas e têm se destacados tanto quanto estes projetos precursores, como são os casos do Canadá, da Índia, da China, entre outros (HATZIARGYRIOU *et al.*, 2007).

Na sequência, o foco é a descrição de trabalhos na área no problema do GE. Nesse sentido, iniciando-se pelo trabalho de Morais *et al.* (2010), o destaque é o problema do GE de uma microrrede com corrente contínua composta por geradores eólicos e fotovoltaicos, células combustíveis e um sistema de armazenamento de energia. A função objetivo é baseada no custo da geração de energia, da carga e descarga das baterias e na falta/excesso de energia do sistema. As restrições utilizadas são o atendimento à demanda, capacidade de produção máxima dos geradores, capacidade de carga e descarga máxima das baterias, estado inicial/final das baterias e controle sobre carga e descarga das mesmas, pois uma bateria não pode estar carregando e descarregando ao mesmo tempo. O horizonte de planejamento é de 24 horas com discretização horária e o mesmo é modelado com um problema de otimização de natureza linear inteira mista. O problema foi implementado em *General Algebraic Modeling Systems* (GAMS) (GAMS, 2014) e solucionado com base no uso do programa comercial de programação linear inteira mista CPLEX (IBM, 2014). Cinco modos de operação distintos são analisados: o primeiro é com excesso de energia que pode ser armazenado; o segundo é com

pouca energia primária⁴ e utilização da bateria; o terceiro é dado pela falta de energia primária a bateria e as células combustíveis; o quarto é com falta de armazenamento de energia sendo utilizadas as células combustíveis; e, o último, é quando há baixa quantidade de geração de energia e algumas cargas são desligadas ou ligadas em outro horário para manter o equilíbrio entre a geração e a demanda. A microrrede analisada está “ilhada”, ou seja, sem ligação nenhuma com a concessionária. Concluiu-se que é viável a solução desse problema e, esta é uma boa ferramenta para outros estudos futuros a respeito de minimização de custos em microrrede.

Por sua vez, no trabalho de Xian (2010) é realizado o GE em uma microrrede que possui geradores de natureza térmica e eólica. A função objetivo é formulada visando à minimização do custo de geração termelétrica em um único estágio de tempo, que nesse caso é representado por uma função quadrática dependente da energia de saída das unidades. Nesse trabalho, é utilizado um modelo estocástico chamado *Wait-and-See Approach* (BIRGE e LOUVEAUX, 2011), isto é, as decisões de geração termelétrica devem levar em conta uma série de eventos futuros associados com a incerteza do vento (e consequentemente da geração eólica). As restrições utilizadas no modelo de otimização são dadas pelo requisito de atendimento à demanda e aos limites de geração das unidades. O autor apresenta resultados numéricos com base em uma microrrede composta por seis geradores termelétricos e um cluster de turbinas eólicas. A principal contribuição deste trabalho consiste em fornecer soluções analíticas (políticas de operação) em função da distribuição de probabilidade de energia eólica.

Em Hopkins *et al.* (2012) é realizado o GE de uma microrrede em que são utilizados baterias e painéis fotovoltaicos como recursos de armazenamento/geração de energia. A função objetivo é formulada considerando a compra e venda de energia para a rede de distribuição e também o custo de carga e descarga das baterias. As restrições são dadas pelo atendimento à demanda em cada barra (nó) da microrrede e limites de carga e descarga das baterias em cada estágio de tempo. No tocante aos resultados numéricos, o trabalho faz uso de uma microrrede com 14 painéis solares com capacidade de 2,24 kW e oito baterias com capacidade para absorver boa parte da demanda nos horários de pico. O horizonte de tempo considerado no modelo de otimização é de 24 horas

⁴ Fonte de energia que existe em forma natural, que pode gerar energia de forma direta (e.g. combustíveis, vento, sol, entre outros).

com discretização horária. Para solucionar o problema de otimização foi utilizada a função linprog (*Linear Programming*) do programa MATLAB (*Matrix Laboratory*) (MATLAB, 2012) e o algoritmo implementado foi denominado como *Intelligent Dispatch for Distributed Renewable Resources*. Nesse artigo foram simulados três casos em que no primeiro o preço da energia de compra é mais caro que o de venda, no segundo são iguais e no terceiro o preço de venda é maior em determinadas horas do dia. Os autores concluem que o algoritmo proposto é viável para um período diário sem considerar o custo de instalação e manutenção do sistema. No entanto, se forem adicionados esses gastos, percebe-se que o problema se torna inviável para o consumidor devido ao alto custo dos dispositivos de armazenamento e também porque na simulação são utilizadas tarifas de energia muito baixas que são economicamente inviáveis hoje em dia.

Em Khodr *et al.* (2012) é realizado o GE de uma microrrede composta por geradores eólicos, um gerador fotovoltaico, uma célula combustível e dois bancos de baterias. A função objetivo é formulada visando o custo mínimo de operação o qual é composto pelos custos de produção, de carga e descarga das baterias, perdas nas linhas da rede e de produção em excesso/falta de energia. As restrições referem-se ao atendimento à demanda, em que também são consideradas as perdas nas linhas da rede, e limites de potência máxima dos geradores. Em relação às baterias, são consideradas como restrições limites de carga e descarga e o estado inicial e final de carga da bateria que devem ser iguais. O horizonte de planejamento desse problema de otimização é de uma semana com discretização em 15 minutos e o mesmo possui natureza quadrática inteira-mista. Esse problema é solucionado por uma técnica de otimização implementada em GAMS. Nesse artigo são analisados cinco modos distintos de operação da microrrede: (i) a energia extra gerada pode ser armazenada; (ii) existência de descarga das baterias com falta de energia primária; (iii) na falta de energia primária entram em operação as baterias e as células combustíveis; (iv) células combustíveis são utilizadas caso as baterias fiquem totalmente descarregadas; e, por fim (v) as cargas são cortadas no caso de falta de geração de energia. No caso em que a microrrede está conectada à concessionária, se são satisfeitas as condições de armazenamento de energia e de atendimento a demanda às cargas, e ainda houver excesso de energia, a mesma será injetada na rede só que com custo zero, pois de acordo com a atual legislação portuguesa não é permitido esse tipo de operação para pequenos usuários. Concluiu-se que o modelo quadrático inteiro misto é uma boa alternativa devido à sua garantia de convergência para uma

solução viável em um número finito de iterações. Os autores concluem que de acordo com os resultados é possível aplicar o modelo para sistemas de maior porte ou até mesmo com um horizonte maior.

Em Mohamed e Koivo (2012) é realizado o GE de uma microrrede composta por uma microturbina, uma célula combustível, um gerador a diesel, um gerador eólico, um gerador fotovoltaico e uma bateria. A função objetivo é formulada visando o custo mínimo de operação e redução na emissão de gases tais como NO_x , SO_2 e CO_2 . Na formulação é considerado o custo de produção das MTs e das CCs. A função objetivo ainda inclui os custos de partida das unidades, o custo de manutenção e também o custo (ganho) da compra (venda) de energia. A formulação da minimização da emissão de gases poluentes é feita por meio de uma função quadrática. As restrições são dadas pelo atendimento à demanda, pelas capacidades máxima e mínima de produção e tempos mínimo e máximo para se ligar ou desligar as máquinas juntamente com um número máximo de partidas das unidades por dia. O horizonte de planejamento é de um dia com discretização horária e são utilizados dois métodos distintos para solucionar o problema de otimização: *Multiobjective Mesh Adaptive Direct Search* e *Multiobjective Sequential Quadratic Programming* (COELHO *et al.*, 2007). São analisados três casos de simulação. No primeiro é otimizado individualmente cada objetivo (redução na emissão de gases e custo mínimo de operação); no segundo é analisado o efeito da compra e venda de energia; e no terceiro é feita a simulação com os dois objetivos ao mesmo tempo em quatro diferentes situações operativas. Concluiu-se que devido a maior redução na emissão de gases poluentes e menor custo de operação, o melhor método foi o *Multiobjective Mesh Adaptive Direct Search*. Verificou-se que é possível aplicar esse método em diferentes cargas e também em diferentes horizontes de planejamento, sendo que o mesmo é capaz de resolver esses tipos de problema de otimização.

Em Guo *et al.* (2012) é realizado um GE de uma microrrede composta por geradores eólicos e térmicos. A função objetivo desse artigo é baseada na minimização do custo de produção, da emissão de poluentes como SO_2 , NO_x , e CO_2 e na capacidade de reserva de energia. O custo do gerador eólico é considerado linear e o custo dos geradores térmicos juntamente com a emissão dos gases poluentes é dado por uma função quadrática. As restrições são compostas pelo atendimento à demanda, rampas e também pelas capacidades de produção máxima e mínima dos geradores. O horizonte de planejamento é de um dia com discretização horária e para solucionar esse problema é utilizado o

algoritmo *Particle Swarm Optimization* (EBERHART e SHI, 2011). No trabalho são comparados os resultados provenientes da otimização monocritério com a variante multiobjetivo, e, percebeu-se que é possível otimizar na segunda forma respeitando a condição de um grau de satisfação mínimo. Também é comparada a integração do gerador eólico em três modelos diferentes. O primeiro não há nenhum tipo de gerador eólico, no segundo inclui o gerador, mas não inclui o sistema de reserva e no terceiro inclui-se o gerador e o sistema de armazenamento. Percebe-se que com esse tipo de integração há um aumento no custo de produção, de reserva e há uma redução na emissão dos gases poluentes.

Em Goya *et al.* (2012) é realizado o GE de uma microrrede cuja composição de recursos de geração é dada por painéis fotovoltaicos, geradores eólicos, geradores térmicos e baterias. A função objetivo considera o custo total de geração termelétrica, que nesse caso é dado por uma função quadrática, e mais um custo adicional inicial associado com a partida das unidades. As restrições são dadas pelo atendimento à demanda, capacidade máxima das baterias, potência máxima dos geradores e fluxo de potência entre as diversas barras de conexão de geração e carga. Neste trabalho é gerada uma lista de prioridades dos geradores térmicos, em que o gerador com maior potência possui uma alta prioridade para ser utilizado no GE. Com relação aos resultados numéricos, os autores usam um sistema com sete barras, quatro baterias, três geradores eólicos, três painéis fotovoltaicos e 12 unidades termelétricas. O horizonte de tempo utilizado no modelo de otimização é de 24 horas, com discretização horária. O modelo utilizado nesse problema é do tipo determinístico com duas condições para ventos, uma média e uma ruim, e o método de otimização utilizado para resolver esse problema é a Busca Tabu (GLOVER, 1989a; b).

No trabalho de Takeuchi *et al.* (2012) o GE considera a presença de CCs (carbonato fundido, óxido sólido e ácido fosfórico), painéis fotovoltaicos e baterias de sódio-enxofre. A função objetivo visa à minimização do custo ou redução na emissão de CO₂ e a mesma é baseada no produto do preço do gás, do biogás e do consumo comercial de energia pelos respectivos volumes utilizados. São modelados como restrições do problema os limites de geração e consumo de energia, os limites na taxa de variação de potência das CCs entre dois estágios seguidos e o atendimento à demanda. Em relação às baterias suas restrições são de limites de carga e descarga e o estado de carga também está restrito entre um mínimo e máximo, sendo que o estado de carga inicial é igual ao estágio final. Com relação aos resultados, são utilizados dois algoritmos para solucionar o problema de otimização:

Algoritmo Genético (GOLDBERG, 1989) e a Busca Tabu. Os autores realizam uma comparação entre as soluções obtidas por cada um deles e concluem que ambos os métodos convergem para a mesma solução em um problema com um horizonte de tempo semanal cuja microrrede possui um painel fotovoltaico, seis geradores de CCs e uma bateria. No entanto, segundo os próprios autores, no caso de uma microrrede de dimensão elevada, ou com condições operativas mais complexas, os algoritmos podem falhar na resolução do problema porque os mesmos teriam dificuldades devido à dependência de pontos iniciais fornecidos e da necessidade de investigar muitos pontos candidatos na vizinhança de uma solução.

Em Chen, *et al.* (2012) o GE é realizado em uma microrrede que apresenta como recursos de geração as MTs, painéis fotovoltaicos, geradores eólicos, CCs e baterias. O objetivo geral é determinar a quantidade (capacidade instalada) ideal de baterias em uma microrrede, sendo que a mesma pode operar de modo ilhado ou conectado à concessionária de energia elétrica. No modo ilhado, a função objetivo visa à minimização do custo total de operação referente a uma série de custos das células combustíveis, microturbinas, dos painéis fotovoltaicos e dos geradores eólicos. Uma primeira parcela do custo é dada pela soma dos custos de reserva, partida das unidades e uso de combustível, todos modelados como funções lineares. Por sua vez, as fontes eólicas e fotovoltaicas possuem apenas um custo de manutenção, sendo que as baterias não têm componentes de custo na função objetivo. Os autores modelam como restrições o atendimento à demanda, os requisitos de reserva, limites de variações de carga e descarga das baterias, estados iniciais e finais iguais de carga das baterias e, embora não sejam mostrados matematicamente, os autores argumentam que limites operativos das unidades, restrições de rampa e tempos mínimos para partida e desligamento das unidades também são considerados no trabalho. Um destaque se dá pelas diferentes restrições de reserva utilizadas, nas quais são incluídos erros de previsão referentes às energias eólicas e fotovoltaicas. No caso de operação conectada com a concessionária, a função objetivo é alterada para maximizar a diferença entre os ganhos associados com a venda da energia das fontes de geração e os custos operativos mostrados na operação ilhada. Ambos os problemas de otimização possuem um horizonte de planejamento de 24 horas com discretização horária e possuem natureza linear inteira-mista. Para resolver os casos numéricos apresentados, os autores fazem uso do ambiente *A Modeling Language for Mathematical Programming* (AMPL) (FOURER *et al.*, 2003) para implementar os algoritmos e os

programas computacionais comerciais CPLEX e KNITRO (BYRD *et al.*, 2006) como rotinas de solução do modelo de otimização linear inteira mista. São simulados dois cenários distintos nesse trabalho: o primeiro trata de uma microrrede ligada à concessionária de energia elétrica em que há compra e venda de energia, e o segundo em que a microrrede está operando de forma ilhada. Ambos os cenários possuem as mesmas demandas e mesmas produções diferindo apenas em ligações externas. Concluiu-se então que nas duas situações há benefícios, lucro ou redução no custo, devido à venda de energia armazenada ou armazenamento de energia extra e despachando em horários de pico na demanda. Com a inclusão das taxas de cargas e descargas das baterias nos modelos de otimização, a frequência de uso das mesmas será minimizada e, portanto a vida útil do sistema de armazenamento de energia será maior.

Em Mayhorn *et al.* (2012) é elaborado um GE de uma microrrede rural, composta de geração eólica, armazenamento de energia e dois geradores a diesel, com uma demanda diversa (1.500 casas) e uma demanda descartável para simular um corte de geração, com o controle preditivo baseado em modelo (MPC – *Model Predictive Control*) (WANG, 2009). Um gerador é encarregado de manter o balanço do sistema em tempo real, compensando variações de vento e demanda, e, o outro gerador opera nos pontos de operação estabelecidos pelo algoritmo de despacho. A bateria pode funcionar em dois modos de controle diferentes para compensar: 1) variabilidade da demanda líquida ou 2) variabilidade do vento dentro do limite estabelecido. O problema é formulado como um problema de otimização multiobjetivo, com os objetivos de minimizar os custos com combustíveis, as mudanças na geração de energia de geradores a diesel, os custos associados com a baixa vida útil da bateria e maximizando a capacidade de manter o balanço de energia em tempo real durante operações. A bateria é utilizada para compensar a variabilidade da carga e da geração eólica, O desempenho é comparado com um problema de despacho clássico, com alta penetração e variabilidade de vento. As simulações indicam que a estratégia MPC, em malha fechada, tem um índice de desempenho muito melhor do que a malha aberta da otimização clássica, com grandes níveis de variabilidades de vento.

Em Ross *et al.* (2011) é proposto um GE com um sistema especialista baseado em conhecimento (KBES – *Knowledge-Based Expert System*) (JAWADEKAR, 2013) para uma microrrede isolada, composta de um sistema de armazenamento de energia (SAE), um gerador eólico e um gerador a diesel, fornecendo energia para a

demanda de uma comunidade e utilizando uma demanda controlável para prevenir o excesso de energia. O objetivo do problema é a minimização do custo de operação, com a determinação da política de operação da geração a diesel, da demanda controlável e os ciclos de carga e descarga do SAE com uma hora de antecedência. Os resultados são comparados com um algoritmo de otimização (GAMS) aplicado à mesma microrrede, com um horizonte de 24 horas. Os testes são realizados com a operação contínua e descontínua do gerado a diesel. Ambos os casos demonstraram resultados semelhantes para a otimização, com a obtenção de um erro menor que 0,3%. Complementando os resultados, foi constatado que com apenas 1 h para o horizonte, os resultados foram quase ótimos, sem o uso da otimização.

Além da revisão mais detalhada dos artigos anteriores e as técnicas de otimização utilizadas, outros artigos também podem ser citados, assim uma breve descrição das particularidades mais distintas de cada um é apresentado a seguir. O GE em Quanyuan *et al.* (2013) possui duas funções objetivos diferentes, uma para a operação ilhada e uma outra operação conectada à rede principal, também, com a demanda com possibilidade de descontinuação (DC), modelada como uma variável de déficit, como é apresentada no item 3.4.2. Em Kyriakarakos *et al.* (2012) o GE é realizado através de lógicas Fuzzy para uma microrrede com várias gerações distintas. É proposto um controle descentralizado em Ahn e Peng (2013), que minimiza o custo de geração (definido pelo usuário) e as perdas do sistema com o método de pesos, para um sistema isolado, com mais de uma barra, em tempo real. Em Gu *et al.* (2014) é apresentado uma revisão da modelagem, do planejamento e do GE de microrredes que também utilizam a cogeração (aquecimento e refrigeração). A referência Parhizi *et al.* (2015) apresenta um resumo com outros artigos sobre o GE de microrredes, contudo, com o nome de *Microgrid Scheduling*.

2.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O GE é um assunto de grande importância para a sustentabilidade técnica e econômica de uma microrrede e a construção das futuras *smart grids*. Conforme visto, dada a natureza inovadora do tema, os artigos utilizados possuem não mais que dez anos de publicação. Com base na análise do estado da arte apresentando anteriormente, é possível destacar os seguintes tópicos:

1. A natureza do GE, e consequentemente do problema de otimização associado, é inerente à natureza das fontes de

- geração/armazenamento e demandas de uma microrrede, bem como do ambiente regulatório em que a mesma está inserida;
2. Com relação aos critérios utilizados, pode-se dizer que em sua grande maioria a função objetivo engloba um (ou mais) dos seguintes aspectos: custos de operação e manutenção, emissão de poluentes, rendimentos globais das unidades, custos de reserva, custos de carga e descarga de baterias (degradação), custos de partidas das unidades, custos associados às perdas do sistema de transmissão e ganhos/custos relacionados com a venda/compra de energia da concessionária;
 3. A grande maioria dos custos é representada por uma função linear, exceção feita ao custo de geração das pequenas centrais termelétricas, custos associados com as perdas na transmissão de energia e custos de degradação de alguns modelos de baterias. Comumente essas não linearidades são funções convexas e modeladas por funções quadráticas, assim, essas podem ser linearizadas através de técnicas de linearização por partes sem o uso de variáveis binárias (LIN *et al.*, 2013). A emissão de poluentes é, em geral, modelada de forma não linear e não convexa;
 4. Os custos de partida, quanto aplicáveis, são dados por valores constantes. Em geral esses custos são considerados para a geração despachável;
 5. No caso das transações financeiras oriundas da transferência de energia com a concessionária, alguns autores admitem que existe um valor horário para o custo da compra de energia ao longo do horizonte de planejamento; este último, na maioria dos casos, possui 24 horas e é discretizado em intervalos de uma hora, meia hora ou quinze minutos;
 6. No tocante às restrições utilizadas no GE, destacam-se: atendimento à demanda, requisitos de reserva, restrição de rampa das unidades termelétricas, mínimos tempos de partida e parada das unidades termelétricas, estados inicial e final de carga das baterias, rampas de carga e descarga das baterias, equação de energia das baterias, limites mínimos e máximos de geração de todas as unidades e restrições de integralidade (i.e., aquelas que determinam os estados ligado/desligado das unidades);
 7. A modelagem das gerações eólica e fotovoltaica merece destaque, pois dado que as mesmas são consideradas como fontes de geração renovável, sua representação no modelo de

otimização é realizada por meio de uma demanda negativa em cada estágio de tempo por não serem despacháveis. Portanto, é de fundamental importância dispor de uma boa previsão para esses dois recursos energéticos; caso contrário, é fundamental estudar se o uso de um modelo estocástico pode gerar uma política de operação que proteja da dificuldade de se prever com determinada exatidão esses dois tipos de recursos;

8. Em termos gerais, matematicamente o problema do GE é resolvido com base na solução de um modelo de otimização. Nos casos práticos, também é necessário definir quais são as unidades geradoras que devem ser usadas, ao longo do horizonte de planejamento, no atendimento às restrições do problema. Nesse sentido, faz-se necessário o uso de variáveis do tipo 0-1, o que acarreta que a natureza do problema também se torna binária. A presença de variáveis binárias é comum; contudo, a maior diferença está no fato das funções envolvidas serem modeladas como linear ou não linear. Portanto, a literatura mostra que o GE pode ser um problema de otimização linear binário misto ou não linear binário misto;
9. O porte do problema do GE depende basicamente dos seguintes fatores: número e tipo de REDs e de demanda controláveis, elementos de transmissão (linhas), tamanho do horizonte de planejamento e número de discretizações utilizadas ao longo do horizonte. Na sua grande maioria admite-se que o problema é de natureza determinística, isto é, consideram-se como aceitáveis as previsões de demanda, energia solar, energia fotovoltaica e preços de compra de energia. No caso de se considerar qualquer um dos fatores acima como incerto, é necessário incluir variáveis aleatórias ao problema e o preço a se pagar é um esforço computacional que cresce exponencialmente com o tamanho da árvore de cenários utilizada para incluir a aleatoriedade.

Em termos de metodologias de solução, pode-se dividir a natureza das mesmas em heurísticas e clássicas. Em geral as heurísticas são de fácil implementação e rápida execução computacional. Em contrapartida, possuem muitos parâmetros que podem ser difíceis de serem ajustados de acordo com mudanças nos dados do problema (i.e., demanda, previsões de vento e radiação solar, por exemplo). Os métodos mais comuns encontrados são Busca Tabu, algoritmos genéticos, lógicas *Fuzzy*, sistemas especialistas, sistemas multi-agentes e

Particle Swarm Optimization. Por sua vez, os métodos clássicos buscam uma solução que atenda às condições de otimalidade com base na combinação convexa dos gradientes da função objetivo e das restrições ativas. Nos artigos analisados, os autores resolvem os modelos por meio de programas computacionais comerciais de programação linear inteira mista, programação quadrática inteira mista ou programação não linear inteira mista. Tais programas fazem uso de métodos de programação linear/quadrática (*e.g.*, pontos interiores (ADLER *et. al.*, 1989)) combinados com algoritmos de decomposição (*e.g.*, *branch and bound* (WOLSEY, 1998)).

3. MODELAGEM DO PROBLEMA

3.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo descreve-se inicialmente como os Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) e as demandas, controláveis ou não, são modelados para o Gerenciamento Energético (GE) de microrredes, e, como o problema completo do GE pode ser formulado por meio de um modelo de otimização linear inteira mista.

A segunda seção é referente à rede de distribuição, na qual a microrrede é conectada, e como esta é modelada a operação paralela e ilhada da microrrede. Os possíveis acordos operativos, a política de incentivo atual, os custos de compra e venda de energia (tarifas) também são apresentados nesta seção.

É apresentada na terceira seção a modelagem dos REDs de geração, tais como os painéis fotovoltaicos, as pequenas gerações eólicas, as Microturbinas (MTs), as Células a Combustível (CCs) e outras pequenas fontes de geração. Esta modelagem apresenta em destaque os custos associados com o uso de cada um dos tipos de geração, bem como as características operativas que devem ser consideradas como restrições na modelagem do problema do GE.

Por sua vez, a quarta seção é referente à modelagem das diversas demandas que podem estar presentes nas microrredes. Essas demandas podem desempenhar um papel importante em uma microrrede, sendo modeladas como ativas ou passivas, com ou sem controle.

A quinta seção é dedicada ao estudo de um RED particular, os sistemas de armazenamento de energia. Inicialmente é descrito sobre os principais tipos encontrados na literatura, segue-se com uma modelagem genérica para as baterias e, por fim, são apresentadas as características particulares da bateria de íons de lítio, com a sua modelagem proposta para o GE.

Finalizando-se este capítulo, apresentam-se então os veículos elétricos e como os mesmos podem ser modelados nas microrredes.

3.2 CONEXÃO COM A REDE PRINCIPAL E O GE

O ponto de conexão da microrrede com a rede de distribuição é denominado ponto de acoplamento comum (PCC). Através de um ou mais PCCs, a microrrede pode importar/exportar energia elétrica ou se isolar da rede de distribuição, operando de forma ilhada. É importante dispor de regras para a operação conectada, pois a microrrede pode

provocar impactos negativos na rede de distribuição. Por exemplo, se um ramal da rede de distribuição no qual a microrrede está conectada estiver operando no limite superior de tensão permitido, com baixa demanda, e a microrrede injetar potência, este limite de tensão pode ser ultrapassado, gerando problemas à distribuidora e aos consumidores do ramal. Contudo, a microrrede pode gerar benefícios como, por exemplo, injetar potência ativa na rede, em um determinado horário, para auxiliar o controle de tensão.

Uma maneira que foi observada, durante a revisão do estado da arte, para encontrar um melhor balanço entre os benefícios e os problemas oriundos da conexão entre uma microrrede e uma distribuidora consiste em estabelecer valores de potências máxima e mínima, para importação ou exportação, ao longo do dia, também podendo aumentar a segurança da rede. Em termos de GE, isso faz com que, além da inclusão de limites de intercâmbio de energia como restrições, os custos (ganhos) de compra (venda) de energia sejam incluídos na função objetivo do problema.

3.2.1 Políticas de Incentivo

Para a microgeração (minigeração) de energia, os principais instrumentos utilizados nas políticas de incentivos para a inserção das fontes renováveis no mundo são (COSTA, 2006): Tarifas *Feed-in*; Sistemas de leilões; Subsídios Financeiros; Incentivos Fiscais; Certificados Verdes de Energia Renovável; *Quota System* com Certificados Verdes; Compensação de Energia. No problema do GE a remuneração ou o incentivo de cada sistema deve ser considerado para que o valor real seja possível de ser obtido.

Com a regulamentação da mini e microgeração no Brasil, um mecanismo de incentivo que foi adotado é o sistema de compensação de energia regulado (*net metering*). Basicamente este sistema possui as seguintes características:

- Consiste na medição do fluxo de energia em uma unidade consumidora dotada de pequena geração, por meio de medidores bidirecionais;
- Se a geração for maior que a carga, o consumidor receberá um crédito em energia (isto é, em kWh e não em unidades monetárias) na próxima fatura proporcional ao horário de exportação/importação de energia. Caso contrário, o consumidor pagará apenas a diferença entre a energia

consumida e a gerada proporcional ao horário de exportação/importação de energia, mantido o custo de disponibilidade. Os créditos terão prazo de validade de 36 meses (caso do Brasil);

- Montantes de energia elétrica gerada, mas não consumida, podem ser abatidos de outras contas de energia elétrica do mesmo titular.

Se for considerado o sistema de compensação de energia mais uma restrição adicional pode ser inserida ao modelo do GE da microrrede. Esta restrição faz com que o montante de energia elétrica exportada para a rede seja igual (proporcional ao preço de exportação/importação) ou menor que o importado. Deve-se atentar para as minúcias da contabilização local, pois, dependendo do ambiente no qual a microrrede está conectada, esse pode ser diário ou mensal, ter ou não contratos do tipo *take-or-pay*⁵, cobrar impostos somente sobre o valor importado de energia ou sobre o montante de contabilização, entre outros.

As tarifas *feed-in*⁶ geralmente remuneram a geração de energia por meio de fontes incentivadas (na maioria das vezes fontes de geração de energias renováveis) com um valor maior que o de fontes convencionais. Quando estas fontes estão inseridas em uma microrrede, estas podem ser contabilizadas de forma conjunta sobre o montante de energia exportado para a rede principal, ou individualmente por tipo de fonte, dependendo também das regras do mercado.

Ainda, dependendo do mercado, os agentes devem atender aos limites de geração com fontes renováveis, tendo incentivos como reduções de impostos e custos de aquisição. A limitação da quantidade de gases do efeito estufa também pode ser uma forma de tornar essas fontes de energia mais comuns nos atuais parques de geração.

3.2.2 Critério N-1 em Microrredes e Reserva do Sistema

Um ponto a ser considerado para a microrrede é a confiabilidade das informações necessárias para se realizar o GE. A rede de comunicação de equipamentos de medição e controle deve enviar e receber informações confiáveis. Em algumas microrredes a rede de

⁵ São acordos entre um comprador e um vendedor que obrigam o comprador a pagar, independentemente de haver ou não a entrega do bem ou serviço por parte do vendedor.

⁶ Política de incentivo no qual uma remuneração mínima é considerada para a geração, dado o custo da tecnologia, geralmente renovável, empregada.

comunicação pode não estar presente, ou não ser centralizada, sendo o controle elaborado através de regras pré-determinadas. Esse tipo de abordagem traz algumas desvantagens como a impossibilidade de adaptação devido às condições não consideradas previamente, contudo, por não possuir esses elementos, pode se tornar inicialmente mais atraente do ponto de vista econômico.

Uma das principais características das microrredes convencionais é a possibilidade de operar ilhada ou em paralelo com a rede da distribuidora. Esta possibilidade acrescenta ao problema do GE de uma microrrede um equacionamento que deve considerar, pelo menos, a perda da rede de distribuição e o erro associado à previsão de geração não controlável e a demanda. Em resumo, é necessário modelar as restrições de reserva objetivando que os REDs da microrrede devem, pelo menos, atender à demanda crítica acrescida dos erros de previsão em qualquer instante de tempo sem necessitar da rede principal (critério N-1 aqui estabelecido), a qual a microrrede está conectada.

Existem autores que já consideram um novo tipo de microrredes sem a possibilidade de ilhamento, denominada microrrede provisional (*Provisional Microgrids*) (KHODAEI, 2015). Este tipo de microrrede tende a realizar um controle local da demanda, conforme a geração de energia renovável, para que seja minimizado o intercâmbio com a rede principal. As diferenças entre as previsões de geração e demanda com o tempo real são absorvidas pela rede principal. Entre os benefícios está a não necessidade de armazenadores de energia e geradores que somente seriam acionados em sua maioria durante o ilhamento. A possibilidade de uma menor transação de energia com a rede principal devido ao controle das cargas, o incentivo à maior penetração de geração renovável, e um custo menor de aquisição (necessidade de uma menor infraestrutura de comunicação e controle), comparada as microrredes convencionais, podem ser fatores importantes para a sua popularização.

3.2.3 Modelagem para o GE

Os custos e ganhos do PCC são a compra e venda de energia elétrica e, é dada por:

$$\sum_{t=1}^{ND} [BP_t \cdot pgb_t - SP_t \cdot pgs_t + CD \cdot pde_t + CE \cdot pex_t] \cdot H / ND. \quad (11)$$

Sendo,

- t índice associado ao estágio de tempo t ($t \in ND$);
 pde_t potência de déficit no estágio t (kW);
 pex_t potência de excesso de geração no estágio t (kW);
 pgb_t potência importada para a MG no estágio t (kW);
 pgs_t potência exportada para a rede principal no estágio t (kW);
 BP_t preço da compra de energia elétrica da rede principal no estágio t (R\$/kWh);
 CD custo incremental para o déficit (R\$/kWh);
 CE custo incremental para o excesso de geração (R\$/kWh);
 H horizonte de planejamento (h);
 SP_t preço da venda de energia elétrica para a MG no estágio t (R\$/kWh).

De acordo com as duas primeiras multiplicações dentro dos colchetes, em (11), é possível comprar e vender energia da rede principal na qual a microrrede está conectada, a cada instante de tempo t , por preços previstos também a cada instante de tempo t . As outras duas multiplicações dentro dos colchetes são o custo de déficit de energia e o custo de excesso de energia (variáveis de folga), respectivamente. A divisão H/ND , que multiplica os termos de dentro dos colchetes, existe para transformar o custo dentro dos colchetes, em horas, para a base de instante de tempo t do horizonte, bem como a potência em energia. Por exemplo: com o horizonte de 24 horas e discretizado em um minuto, $H = 24$ e $ND = 1440$.

O custo atribuído ao excesso de energia é geralmente baixo ou zero, pois, também serve como indicativo do potencial de geração renovável que não foi utilizada. Já o custo do déficit usualmente é diferenciado:

- Caso a microrrede não possa comprar energia acima da contratada (limitações técnicas, econômicas ou contratuais): este custo também é utilizado para o caso ilhado, sendo artificialmente alto.
- Caso a microrrede possa comprar energia acima da contratada: é adicionada uma variável para essa potência e o custo dessa energia é mais alto, entretanto, garantindo que esse seja menor que o custo de déficit.

Com relação à restrição de balanço de potência para o problema do GE:

$$pgb_t - pgs_t + pde_t - pex_t = DL_t, \forall t \in ND. \quad (12)$$

Nota-se que em (12) que a potência total importada da rede (pgb_t) e o déficit (pde_t) são positivos, enquanto que a potência exportada (pgs_t) e o excesso de energia (pex_t) são negativos, sendo essa soma igual à demanda líquida DL_t para todo instante de tempo t . A demanda líquida pode assumir valores positivos ou negativos, assim, sendo necessário acrescentar a variável de potência de excesso de geração, o que não é comum no problema tradicional de comissionamento de geradores.

O GE considerado nesta modelagem deve também garantir que para cada instante de tempo t a reserva total dos REDs (RS_t) acrescida da potência total importada pgs_t , do déficit pde_t e da demanda online não crítica seja superior aos erros de previsões da demanda líquida crítica $EDL \cdot DL_t$, somada com a potência total importada pgb_t , para cada instante de tempo t . Dessa forma é acrescido (13).

$$-RS_t - pgs_t - pde_t + pgb_t \leq -EDL \cdot DL_t, \forall t \in ND. \quad (13)$$

A mesma modelagem que foi elaborada para garantir a confiabilidade com o critério N-1 da rede principal pode ser elaborada para os demais REDs, contudo, nesta tese somente esta contingência é considerada nas restrições.

Existe um conjunto de restrições que também são importantes para manter a convexidade do problema (em alguns casos) e para garantir que a importação e exportação de energia da rede principal não ocorram para um mesmo instante de tempo t , no mesmo PCC. Esse conjunto é dado por:

$$pgb_t - ug_t \cdot PGB_t^{\max} \leq 0, \forall t \in ND, \quad (14)$$

$$ug_t \cdot PGS_t^{\max} + pgs_t \leq PGS_t^{\max}, \forall t \in ND, \quad (15)$$

$$ug_t \in \{0, 1\}, \forall t \in ND. \quad (16)$$

Sendo,

PGB_t^{\max} potência máxima que pode ser importada da rede no estágio t (kW);

PGS_t^{\max} potência máxima que pode ser exportada para rede no estágio t (kW);

ug_t variável binária que indica se a microrrede está importando ($ug_t = 1$) ou não ($ug_t = 0$) energia da rede principal durante o estágio t ;

Nota-se em (14) que quando a variável da potência de importação (pgb_t) é maior que zero, a variável binária (ug_t) deve ser igual a 1 (um) para atender a equação. Nesta situação, em (15), é necessário que a variável da potência de exportação (pgs_t) seja zero. Caso a potência de exportação seja maior que zero, para atender (15), é necessário que a variável binária seja zero ($ug_t = 0$). Quando as potências de importação e exportação são zeros a variável binária pode assumir qualquer valor.

O conjunto de restrições da conexão da microrrede com a rede principal deve também estabelecer limites de potência para importação e exportação, assim:

$$PGB_t^{\min} \leq pgb_t, \forall t \in ND, \quad (17)$$

$$PGS_t^{\min} \leq pgs_t, \forall t \in ND. \quad (18)$$

Sendo,

PGB_t^{\min} potência mínima que pode ser importada da rede no estágio t (kW);

PGS_t^{\min} potência máxima que pode ser exportada para rede no estágio t (kW);

Para (14), (15), (17) e (18) é possível estabelecer limites mínimos e máximos para cada instante de tempo t . Esta possibilidade é interessante, pois, dependendo do contrato da microrrede com a rede principal, em horários específicos, esta pode importar diferentes montantes de energia, e, em outros, exportar para rede um mínimo para auxiliar esta.

Por fim, todas as variáveis de potência pertencem ao conjunto dos números reais positivos, conforme (19).

$$pgs_t, pgb_t, pde_t, pex_t \in \mathfrak{R}^+, \forall t \in ND. \quad (19)$$

Outros custos, variáveis e restrições podem ser adicionados, principalmente para adaptar o problema do GE às regras do mercado no qual a microrrede está inserida.

Conforme já mencionado, existem contratos de compra e venda da rede principal de energia que cobram um valor mais alto da tarifa de

energia caso a importação ultrapasse a demanda contratada máxima. Se o ambiente no qual a microrrede está inserida for esse, é preciso criar mais uma variável para a compra da rede principal com este valor, com o limite máximo de importação. Assim, caso a microrrede tenha que importar um pouco mais energia que a contratada, a variável de déficit continuará sendo zero, enquanto essa variável com um custo menor deixará de ser zero. Esta variável, inclusive, deve ser utilizada nas restrições de balanço de potência e reserva.

A operação ilhada se caracteriza quando as constantes $PGB(S)_i^{max}$ e $PGB(S)_i^{min}$ são iguais a zero para os períodos considerados, assim, não é possível importar ou exportar energia para a rede principal. Neste tipo de operação a reserva do sistema (dos DERs e das demandas controláveis) deve ser suficiente para suprir os erros de previsão de geração intermitente e da demanda.

3.3 PEQUENAS FONTES DE GERAÇÃO E GD

Os REDs, como as pequenas fontes de geração e geração distribuída de uma microrrede, possuem geralmente uma potência de poucos kW até poucos MWs. Em 2012, a ANEEL regulamentou a microgeração e a minigeração no Brasil (ANEEL, 2012). A ideia foi possibilitar aos pequenos consumidores a utilização de fontes renováveis, tais como miniturbinas eólicas e painéis fotovoltaicos. Os consumidores que optarem pela aquisição e instalação destas fontes tem direito a descontos na fatura de energia elétrica, proporcionais à geração própria, através do sistema de compensação de energia (*net metering*), melhor explicado no item 3.2.1.

Em algumas aplicações o termo microgeração também inclui a cogeração⁷. Contudo, o interesse desta tese é focar nas tecnologias de geração de energia elétrica. A seguir, apresentam-se as definições de microgeração e minigeração, segundo a ANEEL (ANEEL, 2012):

- Microgeração: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa

⁷ Aqui denominado como o aproveitamento de forma útil da energia térmica resultante de um processo de geração de energia elétrica, aumentando-se a eficiência global da geração. Geralmente a cogeração ocorre localmente devido à dificuldade em transportar o calor em longas distâncias.

ou cogeração qualificada⁸, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

- Minigeração: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW para fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

Apesar dos limites de potência estabelecidos atualmente para sua definição, é provável que os mesmos sofram uma alteração devido às discussões recentes do assunto.

Nas próximas seções serão apresentados os seguintes REDs: energia solar fotovoltaica e os sistemas de conversão eólica, MTs, CCs e finalizando com outras fontes de geração. Estes REDs representam as formas mais comuns de geração encontradas atualmente em microrredes.

3.3.1 Geração com Fontes Renováveis Intermitentes

As fontes de geração de energia que podem ter uma variação significativa de potência em um curto intervalo de tempo são aqui definidas como gerações intermitentes. Nesse tipo de geração geralmente não é possível controlar o montante de energia produzida, mas sim, fazer uma previsão para que o montante de energia seja gerenciado. Os tipos que serão descritos com mais detalhes são a geração solar fotovoltaica e o sistema de conversão de energia eólica. Alguns autores também classificam as usinas hidrelétricas de pequeno porte, sem reservatório, como uma geração intermitente, utilizando-se da mesma modelagem matemática, mas considerando suas peculiaridades de custos de manutenção e operação.

3.3.1.1 *Solar Fotovoltaica*

A incidência de luz em alguns materiais (geralmente semicondutores) faz com que, por meio de uma diferença de potencial, seja produzida energia elétrica. Este tipo de efeito é denominado efeito fotovoltaico e a geração de energia elétrica associada é denominada geração fotovoltaica. Com estes materiais são construídas as células fotovoltaicas e seu arranjo é denominado módulo fotovoltaico. O

⁸ Conforme resolução normativa n. 235, de 14 de novembro de 2006 da ANEEL.

conjunto destes módulos é conhecido como painéis fotovoltaicos e geralmente possuem uma vida útil de algumas dezenas de anos. Ilustrativamente, a Figura 7 apresenta alguns painéis fotovoltaicos. Fica nítida a separação das células, módulos e painéis na mesma.



Figura 7: Painéis fotovoltaicos.

Fonte: <https://www.ambienteenergia.com.br>.

A eficiência dos painéis geralmente não é elevada, estando na ordem de até 20%. A temperatura de operação das células também influencia o montante de geração de energia elétrica. A produção de energia elétrica a partir de painéis apresenta algumas vantagens se comparadas às outras fontes de geração distribuídas, tais como a não liberação de gases que aumentam o efeito estufa, a não utilização de combustível fóssil, a baixa depreciação, baixo índice e facilidade de manutenção (isto porque não há partes móveis).

Uma equação para determinar o quanto de geração pode ser produzida em um painel fotovoltaico no estágio t é dada por Chen *et al.*, (2012):

$$PV_t = \eta \cdot S \cdot I_t \cdot [1 - CPV \cdot (T_{o_t} - 25)]. \quad (20)$$

Sendo,

CPV constante que depende do material dos painéis fotovoltaicos;

I_t irradiação solar incidente sobre os painéis fotovoltaicos no instante t (kW/m²);

PV_t geração fotovoltaica prevista para o estágio t (kW);

S área total dos painéis fotovoltaicos (m²);

T_{o_t} temperatura de operação dos painéis fotovoltaicos no estágio t ;
 η eficiência do gerador fotovoltaico de conversão fotoelétrica (%).

Conforme pode ser visto em (20), além de parâmetros construtivos, a geração solar fotovoltaica depende da irradiação solar, da temperatura dos painéis e do local de instalação dos painéis. Deste modo, como o combustível então é a energia proveniente do sol, tem-se claramente a necessidade de se dispor de um (bom) previsor para essa energia ao longo de um horizonte de planejamento de interesse. Esta equação pode ser considerada simplista para a previsão do montante de geração de energia elétrica produzida, sendo métodos como redes neurais, sistemas baseados em conhecimento, entre outros, também utilizados.

Como não é possível armazenar a geração solar no próprio equipamento, tem-se uma característica de intermitência, isto é, deve-se consumir essa energia no momento em que a radiação está disponível.

3.3.1.2 *Sistema de Conversão Eólica*

Através da conversão da energia cinética de translação em energia cinética de rotação por meio de turbinas eólicas (aerogeradores), o gerador acoplado à turbina eólica produz energia elétrica. Existem diversos tipos de aerogeradores, sendo que as diferenças básicas estão na potência do equipamento, velocidade de rotação, nível de ruído e segurança. Basicamente, um aerogerador é formado por cinco conjuntos de equipamentos (ENERSUD, 2014):

- Rotor eólico (pás): responsável por transmitir a energia cinética dos ventos para o eixo;
- Gerador: converte a energia mecânica transmitida ao eixo em energia elétrica;
- Sistema de direcionamento: responsável pelo alinhamento do rotor em direção ao vento;
- Sistema de segurança: atua como um sistema de proteção para ventos muito fortes;
- Controlador de carga: controla a geração de energia elétrica.

A Figura 8 ilustra um aerogerador de eixo horizontal com 1 kW de potência máxima instalada.



Figura 8: Turbina eólica eixo horizontal com três pás (ENERSUD, 2014).

De um modo geral, são instalados inúmeros aerogeradores em um local com boa incidência de vento denominado de parque eólico. Os parques eólicos são classificados como: *onshore* – parques em terra firme e *offshore* - parques localizados fora da costa, geralmente em alto mar. Os parques em terra levam vantagens no sentido que apresentam instalação mais barata, maior facilidade de integração com o sistema de potência (menor distância no transporte de energia) e menor custo de manutenção. Por outro lado, os parques eólicos fora da costa, não tem efeito visual negativo, restrições de espaço e de construção. Ainda, os ventos são mais constantes, levando a maior eficiência deste tipo de parque.

A geração eólica possui as mesmas características de intermitência previamente descritas no caso da geração fotovoltaica. Nesse sentido, uma função que pode determinar a relação entre energia produzida e a velocidade do vento é dada por (CHEN *et al.*, 2012):

$$PW_t = \begin{cases} 0 & V_t \leq VC \\ PR \cdot \left(\frac{V_t - VC}{VR - VC} \right) & VC \leq V_t \leq VR \\ PR & VR \leq V_t \leq VF \\ 0 & V_t \geq VF. \end{cases} \quad (21)$$

Sendo,

PR potência nominal da geração eólica (kW);

PW_t geração eólica prevista para o estágio t (kW);

V_t	velocidade do vento da geração eólica no estágio t (m/s);
VC	velocidade mínima necessária de vento da geração eólica (m/s);
VR	velocidade nominal de vento da geração eólica (m/s);
VF	velocidade máxima do vento para corte da geração eólica (m/s).

Em Enersud (2014) também é apresentada outra equação que depende basicamente da velocidade ao cubo do vento, dado que os parâmetros serão constantes, mas, mesmo assim, nota-se o mesmo problema de simplicidade da equação que há na geração fotovoltaica para se realizar a previsão de geração de potência com precisão. Redes neurais ou outros métodos também são utilizados para realizar estas previsões que podem depender de mais fatores como turbulência, direção do vento, entre outros.

3.3.1.3 Custos e restrições

Matematicamente, no problema do GE, toda energia prevista é descontada da demanda (demanda líquida), sendo que o excedente em geral é utilizado para ser exportado para rede, ou para carregar os armazenadores de energia elétrica. Também não é objetivo deste trabalho elaborar modelos de previsão de energia solar ou eólicas; mais importante, contudo, é alertar a necessidade de se dispor de bons previsores. Neste sentido, algumas análises de sensibilidade com relação a este tipo de previsão são mostradas nos capítulos de resultados. Por fim, como essa geração solar e eólica tem um custo nulo de combustível, em geral, no modelo de otimização, somente é necessário incluir na função objetivo os custos de manutenção quando aplicáveis, pois em geral estes são muito baixos e podem ser desprezados neste tipo de modelo. Mesmo se for considerado um custo de manutenção, dado que a produção de energia elétrica por meio destas fontes é considerada determinística, este custo também será determinístico e pode ser adicionado como uma constante no problema.

Com relação às restrições, a previsão de geração também está sujeito a um intervalo de confiança, que pode ser para mais ou para menos, mas deve ser incluído na restrição de reserva. Caso a geração intermitente seja considerada totalmente não confiável o GE deve levar este quesito em consideração nas equações de reserva.

3.3.2 Microturbinas a gás

A operação de uma MT, assim como as turbinas a gás, baseia-se no ciclo termodinâmico de Brayton (SARAVANAMUTTOO *et al.*, 2001). Na maioria dos casos, uma MT é composta por um compressor, câmara de combustão, turbina, gerador e recuperador. Todos os componentes, com exceção do recuperador, estão reunidos em um mesmo eixo, o que é relativamente fácil para a fabricação e manutenção. Nesta tese, a modelagem é focada em uma MT a gás natural, mas usinas cujo combustível sejam outros hidrocarbonetos podem também ser utilizados.

A operação de uma MT está ilustrada na Figura 9, em que se observam as seguintes etapas de operação (NASCIMENTO *et al.*, 2006): o ar é aspirado e empurrado para o interior do compressor a alta velocidade e a alta pressão; o ar, então, é associado ao combustível e queimado na câmara de combustão em que o processo de queima é controlado para se obter a máxima eficiência e reduzidos níveis de emissões; na sequência, os gases produzidos na queima sofrem expansão nas palhetas da turbina produzindo trabalho; por fim, os gases não aproveitados são expelidos para atmosfera.

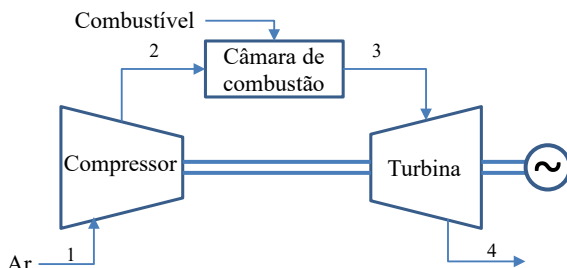


Figura 9: Etapas do processo de geração de uma MT.

Em operação nominal as MT giram em altas velocidades. Assim, a frequência da tensão de saída nos terminais do gerador também é elevada, podendo atingir até 1.800 Hz. Neste sentido, faz-se necessário o uso de conversores de potência para ajustar a frequência e fazer a conexão desta com a rede elétrica.

Por sua vez, a eficiência elétrica⁹ de uma MT é geralmente baixa (sem cogeração) e depende da potência de operação e da temperatura ambiente. A Figura 10, de acordo com Kreider (2005), apresenta a eficiência como função da temperatura ambiente, considerando determinados níveis de potência de saída.

A MT cujo comportamento é apresentado na Figura 10 possui uma potência máxima de 30 kW. É possível perceber nesta figura que quanto menor a potência de operação, menor a eficiência. Também é perceptível a variação da eficiência com a variação da temperatura para uma mesma potência de saída.

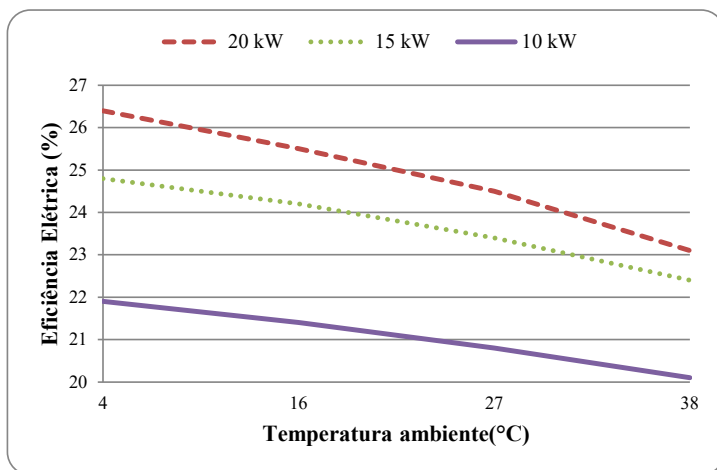


Figura 10: Eficiência elétrica da MT como função da temperatura ambiente para alguns valores de geração constante.

Com a informação da eficiência elétrica provida pelo fabricante da MT e o preço do gás natural é possível construir uma série de curvas de custo para a operação da MT, similarmente a Figura 11. Cada função na Figura 11 representa o custo, *cpt* em R\$, de consumo de combustível em um período de uma hora na potência indicada. Conforme a Figura 11, é possível concluir que o custo é aproximadamente linear para cada temperatura. Complementando os custos de geração da MT, também

⁹ A eficiência elétrica aqui é definida como a razão da energia elétrica de saída da MT e a energia calorífica do combustível utilizada pela MT. De fato a eficiência elétrica também depende da pressão atmosférica em que a MT está instalada e também da pressão de entrada do gás natural, mas estes fatores são considerados como uma degradação constante, dependente do local de instalação.

existem custos de manutenção (R\$/kWh) e custos de cada partida e desligamento (R\$) associados (ZIMMERMAN, 2011).

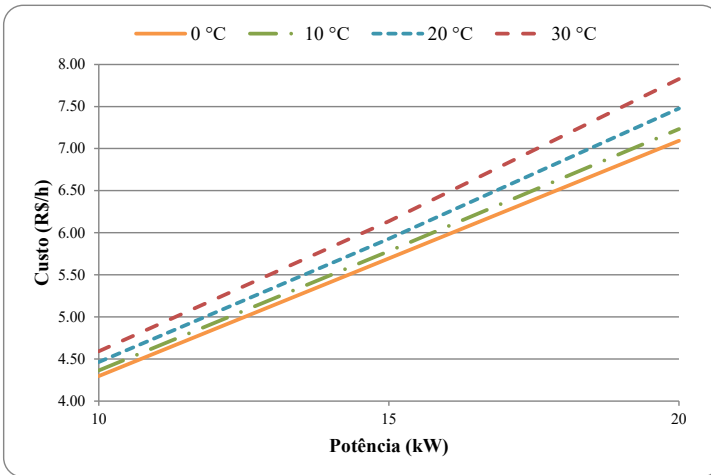


Figura 11: Custo de operação da MT em função da temperatura ambiente e da potência de saída.

Uma importante característica operativa da MT é referente à máxima potência da MT ser dependente da temperatura ambiente. Após uma determinada temperatura, dada pelo fabricante, a potência máxima nominal da MT não é mais possível de ser atingida, conforme ilustrado na Figura 12 (CAPSTONE, 2006).

Na Figura 12, quando a temperatura ambiente é maior que T_c , o decréscimo de potência é linear. Este decréscimo para uma temperatura ambiente de operação em 45 °C chega à aproximadamente 30% em relação à potência nominal máxima com a temperatura abaixo de T_c . A equação (22) apresenta o comportamento da potência máxima.

$$PT_{at}^{\max} = \min \left[P_a^{\max}, PC_a - \alpha_a \cdot T_t \right], \quad (22)$$

$$\forall t \in ND, \forall a \in A,$$

Sendo,

A índice associado a MT a ($a \in A$);

P_a^{\max} potência máxima da MT a (kW);

PC_a constante para equação da máxima potência da MT a (kW);

PT_{at}^{\max} potência máxima da MT a no estágio t (kW);

T_t temperatura ambiente no estágio t (°C);
 α_a gradiente linear de equação da potência máxima da MT a (inclinação da reta, em kW/°C).

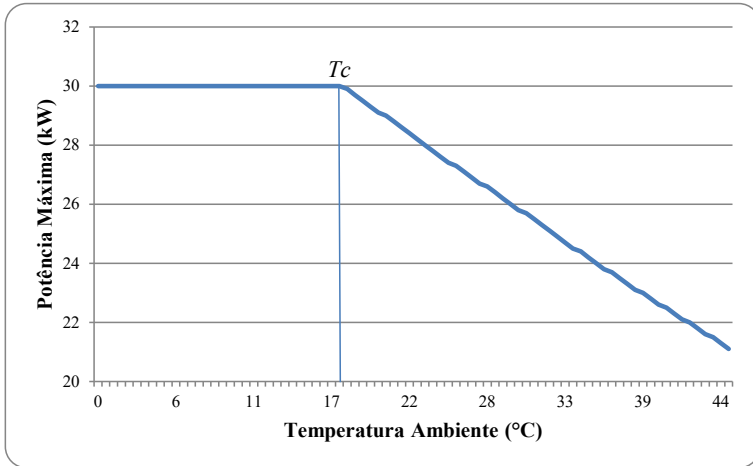


Figura 12: Potência máxima da MT em função da temp. ambiente.

Em relação a outros aspectos operativos significantes na modelagem das MT, podem-se destacar os seguintes que se diferenciam da modelagem de máquinas termelétricas de grande porte (FRIEDRICH *et al.*, 2004; PIERCE JR, 2007):

- Quando em operação nominal, toda a faixa de potência pode variar em menos de um minuto. Portanto, não é necessário representar este tipo de rampa, uma vez que, em geral, a discretização de tempo utilizada no modelo de otimização é maior ou igual a um minuto;
- A rampa de partida pode consumir energia elétrica da rede, ou de uma bateria interna, e levar alguns minutos para ser finalizada;
- No desligamento, inicialmente o decréscimo de potência é ríspido durante alguns segundos, diminuindo-se a velocidade de rotação para resfriar a MT, tendo-se um decréscimo quase linear após este início do processo até o desligamento, podendo inclusive consumir energia elétrica ao final do processo (em caso de MT com baterias internas). Este processo leva mais tempo que a partida da MT. Contudo, ainda na ordem de alguns minutos.

Com base nas características supracitadas, conclui-se que é importante que o tempo de discretização do problema de otimização seja adequado (i.e. na ordem de um até poucos minutos). A Figura 13 serve para ilustrar como são as rampas de partida e de desligamento de um MT.

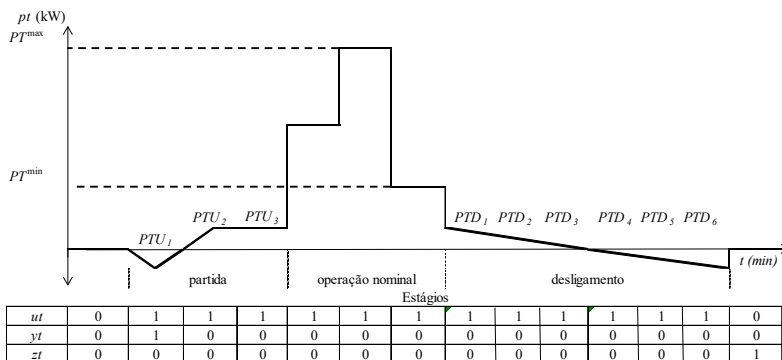


Figura 13: Rampas típicas presentes na operação de uma MT.

De acordo com a Figura 13, é possível notar que são necessários três estágios (neste caso, cada estágio é de um minuto) para a partida da MT (PTU_1, PTU_2 e PTU_3) e seis estágios para o desligamento (PTD_1, \dots, PTD_6). Assim, quando em operação nominal, isto é operando entre as potências mínima PT^{\min} e máxima PT^{\max} , é possível variar todo o espectro de potência em um tempo muito reduzido (inferior a um estágio ou seja, um minuto neste caso).

Por fim, o fabricante geralmente baseia a garantia no número de partidas realizadas ao longo do histórico operativo da MT, pois em grande parte deste tipo de equipamento o mancal não é lubrificado, o que pode ocasionar um desgaste prematuro. Assim, é importante também ter essa característica modelada no problema de otimização, isto é, acrescentar uma restrição que impeça um elevado número de partidas ao longo do tempo (no caso do GE, no horizonte de planejamento).

3.3.2.1 Custos

O custo de operação conforme a potência é dada por uma aproximação linear com coeficiente de determinação (R^2) de aproximadamente 0,99 para a temperatura de 15 °C. Não existem dados do fabricante para outras temperaturas com a variação de potência,

assim, é pressuposto também que estas são lineares para cada temperatura específica. Os valores utilizados na Figura 11 para a função do custo por kWh também dependem da relação de BTU para m³ e do preço do m³ do gás natural local. Outros custos de manutenção, de partida e desligamento também são incluídos na modelagem. Assim, a equação para o custo de A MTs é dada por (23):

$$\sum_{t=1}^{ND} \left\{ \sum_{a=1}^A [(AT_{at} \cdot ut_{at} + (MTC_a + BT_{at}) \cdot pt_{at}) \cdot H/ND + DT_a \cdot yt_{at} + FT_a \cdot zt_{at}] \right\} \quad (23)$$

Sendo,

- a índice associado a MT a ($a \in A$);
- t índice associado ao estágio de tempo t ($t \in ND$);
- pt_{at} potência da MT a no estágio t (kW);
- ut_{at} variável binária que indica se a MT a está ligada ($ut_{at} = 1$) ou desligada ($ut_{at} = 0$) durante o estágio t ;
- yt_{at} variável binária auxiliar para a partida da MT a no estágio t ;
- zt_{at} variável binária auxiliar para o desligamento da MT a no estágio t ;
- AT_{at} coeficiente constante da função custo de consumo de combustível da MT a no estágio t (R\$/h);
- BT_{at} coeficiente angular da função custo de consumo de combustível da MT a no estágio t (R\$/kWh);
- DT_a custo de partida da MT a (R\$);
- FT_a custo de desligamento da MT a (R\$);
- MTC_a custo incremental de manutenção da MT a (R\$/kWh).

Nota-se na equação que os custos de partida e de desligamento associados às variáveis binárias yt_{at} e zt_{at} , respectivamente, conforme a Figura 13, são independentes da potência de operação e do período de tempo considerado. Os parâmetros AT_{at} e BT_{at} são dependentes da temperatura ambiente e, assim, são diferentes para cada estágio de tempo t , sendo esta uma contribuição do autor.

3.3.2.2 Restrições

O conjunto de restrições é dependente também da discretização de tempo utilizada. Por exemplo, se a discretização de tempo for maior que 10 minutos, para a MT considerada, a modelagem matemática não

considera as rampas de partida e desligamento. Assim, o conjunto de restrições será:

$$PT_a^{\min} \cdot ut_{at} - pt_{at} \leq 0, \forall t \in ND, \forall a \in A, \quad (24)$$

$$-PT_a^{\max} \cdot ut_{at} + pt_{at} \leq 0, \forall t \in ND, \forall a \in A, \quad (25)$$

$$yt_{at} - zt_{at} - ut_{at} + ut_{a,t-1} = 0, \forall t \in ND, \forall a \in A, \quad (26)$$

$$\sum_{t=1}^{ND} yt_{at} \leq NT_a^{st}, \forall a \in A, \quad (27)$$

$$ut_{at}, yt_{at}, zt_{at} \in \{0,1\}, \forall t \in ND, \forall a \in A, \quad (28)$$

$$pt_{at} \in \mathfrak{R}^+, \forall t \in ND, \forall a \in A. \quad (29)$$

Sendo,

st índice associado ao número de desligamentos da MT a ;

NT_a^{st} máximo número de partidas da MT a ;

PT_a^{\min} mínima potência em operação nominal da MT a (kW);

PT_a^{\max} potência máxima da MT a no estágio t (kW).

A equação (24) delimita a potência mínima, enquanto (25) o limite de potência máxima. Nota-se que o limite máximo é dado para cada estágio de tempo t , logo, este é depende da previsão de temperatura conforme a Figura 12. A equação (26) é referente à lógica das variáveis binárias utilizadas na partida, desligamento e operação nominal. Por sua vez, a restrição (27) é relativa ao número máximo de partidas da MT a . Nota-se a contribuição do autor na modelagem devido ao número máximo de partidas e à dependência da temperatura para a potência máxima.

Quando a discretização for menor que o tempo de partida ou desligamento, um novo conjunto de restrições é utilizado para substituir (24)-(26) e (29), por exemplo, para um minuto:

$$PT_a^{\min} \cdot \left(ut_{at} - \sum_{i=1}^{UDT_a} yt_{a,t-i+1} - \sum_{i=1}^{DDT_a} zt_{a,t+i} \right) + \sum_{i=1}^{UDT_a} PTU_{ai} \cdot yt_{a,t-i+1} + \sum_{i=1}^{DDT_a} PTD_{ai} \cdot zt_{a,t+DDT_a-i+1} - pt_{at} \leq 0, \forall t \in ND, \forall a \in A, \quad (30)$$

$$-PT_{at}^{\max} \cdot \left[ut_{at} - \sum_{i=1}^{UDT_a} yt_{a,t-i+1} - \sum_{i=1}^{DDT_a} zt_{a,t+i} \right] - \sum_{i=1}^{UDT_a} PTU_{ai} \cdot yt_{a,t-i+1} + \quad (31)$$

$$- \sum_{i=1}^{DDT_a} PTD_{ai} \cdot zt_{a,t+DDT_a-i+1} + pt_{at} \leq 0, \forall t \in ND \quad \forall a \in A,$$

$$yt_{at} - zt_{at} - ut_{at} + ut_{a,t-1} = 0, \forall t \in ND, \quad \forall a \in A, \quad (32)$$

$$\sum_{i=1}^{UDT_a} yt_{a,t-i+1} - ut_{at} \leq 0, \forall t \in ND, \quad \forall a \in A, \quad (33)$$

$$\sum_{i=1}^{DDT_a} zt_{a,t+i} - ut_{at} \leq 0, \quad \forall t \in ND, \quad \forall a \in A, \quad (34)$$

$$yt_{at} + \sum_{i=1}^{UDT_a+DDT_a-1} zt_{a,t-i+1} \leq 1, \quad \forall t \in ND, \quad \forall a \in A, \quad (35)$$

$$pt_{at} \in \mathfrak{R}, \quad \forall t \in ND, \quad \forall a \in A. \quad (36)$$

Sendo,

DDT_a total de estágios necessários para o desligamento da MT a ;

PTD_{ai} potência de saída para o estágio i do desligamento da MT a (kW);

PTU_{ai} potência de saída para o estágio i da partida da MT a (kW);

UDT_a número total de estágios necessários para a partida da MT a .

As equações (30) e (31) representam as rampas de partida e de desligamento da MT, bem como a potência máxima e mínima para cada estágio t . A ideia da modelagem das restrições é igualar o limite máximo e mínimo da variável de potência pt_{at} nos instantes t , $t+1$ ou $t-1$ aos valores i dos vetores ligados as rampas de partida PTU_a e desligamento PTD_a . As lógicas das variáveis binárias necessárias da MT a são dadas por (32)-(35). Note que como PTD_{ai} ou PTU_{ai} podem assumir valores negativos, pt_{at} já não pertence ao conjunto dos valores reais positivos, mas ao conjunto dos números reais conforme (36). As equações das rampas são uma contribuição na modelagem proposta e seguem o mesmo raciocínio apresentado em Arroyo e Conejo (2004), contudo, com manipulações matemáticas para diminuir o número de restrições e devido a não necessidade das restrições de rampas em operação desta tecnologia.

3.3.3 Células a Combustível

As CCs a hidrogênio (mais utilizadas atualmente) são formas promissoras para a produção de energia, com baixas emissões de gases que provocam o efeito estufa. As CCs são compostas de dispositivos eletroquímicos que convertem a energia da reação química em energia elétrica. A estrutura física básica de uma célula de combustível é constituída por uma camada de eletrólito sólido em contato com um ânodo e um cátodo, porosos em ambos os lados (CARRETTE *et al.*, 2001). Uma representação esquemática de uma CC, com os gases, a reação química e as direções de fluxo de íons através da célula são apresentadas na Figura 14.

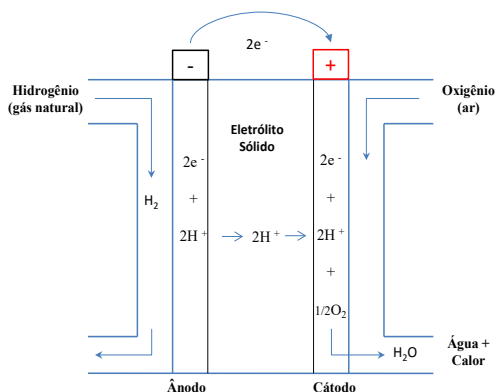


Figura 14: Funcionamento de uma célula a combustível.

A classificação mais comum das CCs é em relação ao tipo de eletrólito utilizado: CC de óxido sólido (SOCC), CC de carbonato fundido (MCCC), CC Alcalina, CC de ácido fosfórico (PACC), CC de membrana trocadora de prótons (PMCC), CC a metanol direto (DMCC) (CARRETTE *et al.*, 2001).

Comparada a outras formas convencionais, sem cogeração, uma CC possui uma alta eficiência; entretanto, o elevado custo de aquisição e o reduzido tempo de vida são importantes desvantagens que merecem ser destacadas.

De acordo com a particularidade de cada CC, neste trabalho decidiu-se modelar o tipo SOCC, que, em geral, possui uma capacidade de poucos kW até poucos MW, operando com temperatura entre 700-1000 °C, sendo usualmente utilizada como geração distribuída. Outro

ponto que levou a esta escolha é o fato de haver poucos dados de fabricantes sobre as mesmas para uma correta modelagem; contudo, para este tipo de CC, existe uma unidade em funcionamento desde 1998 com dados disponíveis, conforme ilustra a Figura 15.

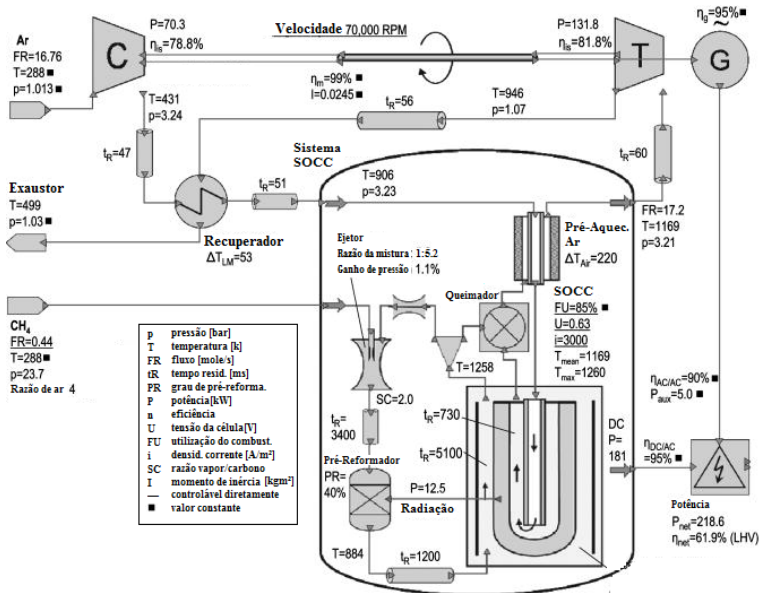


Figura 15: Ilustração de uma SOCC híbrida desenvolvida pela empresa Siemens Westinghouse
Fonte: Stiller *et al.* (2006).

Esta CC também opera em conjunto com uma MT e um reformador, os quais não são modelados devido ao interesse somente na parte da célula combustível. Os dados disponíveis estão na forma de modelos dinâmicos, conforme Vera e Jurado (2009) e Padullés *et al.* (2000), os quais foram reproduzidos neste trabalho em Matlab/Simulink para se extrair algumas informações, tais como as rampas e o consumo de combustível, conforme mostrado no APÊNDICE A – Modelo Simulink da Célula Combustível SOCC. O modelo implementado considera as seguintes hipóteses:

- Os gases são ideais;
- A pilha é alimentada com hidrogênio puro e ar;
- Os canais em que os gases são transportados ao longo dos eletrodos têm um volume fixo, mas os comprimentos são

pequenos, de modo que só é necessário definir um valor de uma única pressão no seu interior;

- O escape de cada canal é através de um único orifício;
- A relação das pressões entre o interior e exterior do canal é ampla o suficiente para considerar que o orifício é estrangulado;
- A temperatura é estável em todos os momentos;
- As perdas estão associadas com a ativação, a concentração e ôhmica;
- A equação de Nernst pode ser aplicada.

Dada à modelagem do sistema dinâmico, conforme Anexo A, somente da parte relativa à CC, foi verificado que o consumo de combustível é linear. A resposta para a variação de potência dado a variação do sinal de entrada é apresentado conforme a Figura 16.

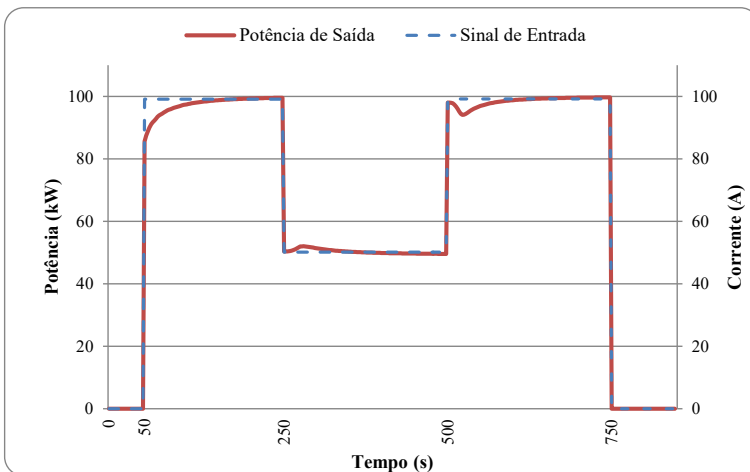


Figura 16: Sinal de entrada (corrente em A) e resposta (potência em kW) da SOCC.

Em termos operativos, antes de iniciar a partida é necessário aquecer a CC. Este aquecimento deve ser constante e não muito rápido para não danificar as pilhas (CHNANI, 2008). O tempo de aquecimento desta SOCC é em torno de 5 horas. Em 50s, conforme mostra a Figura 16, a CC está na temperatura nominal de operação com o pré-aquecimento já realizado. A partida desta CC é dada no instante 50 s e verifica-se que a dinâmica é bastante rápida para a mudança abrupta de potência. Contudo, um tempo de aproximadamente 200 s é necessário

para se estabilizar a potência de saída com esta mudança de 0 a 100 kW. Após 250 s a potência é diminuída (propositalmente) para 50 kW e depois retorna-se para a potência de 100 kW em 500 s, verificando-se que não existem rampas em operação nominal. O desligamento ocorre em 750 s e também não se verifica uma rampa de desligamento.

Outro aspecto que pode ser verificado na literatura é que uma operação cíclica pode diminuir a vida útil da SOCC (DIKWAL, 2009). Ademais, a operação em regime com potência acima de 90% da capacidade nominal (devido à sobre tensões) ou com potência inferior a 70% da potência nominal (devido à falta de combustível), aproximadamente, por longos períodos também decremente a vida útil operativa da CC (PADULLÉS *et al.*, 2000).

3.3.3.1 Custos

Os custos de uma CC b se diferem de uma MT a por não possuir um custo constante associado à operação e por existir um custo de depreciação devido à operação cíclica. Assim, este custo de operação é dado por:

$$\sum_{t=1}^{ND} \left\{ \sum_{b=1}^B \left[((MFC_b + CF_b) \cdot pf_{bt} + \xi_b \cdot dpf_{bt}) \cdot H/ND + EF_b \cdot yf_{bt} \right] \right\} \quad (37)$$

Sendo,

b índice associado a CC b ($b \in B$);

dpf_{bt} diferença de potência em dois estágios t e $t-1$ consecutivos da CC b (kW);

pf_{bt} potência da CC b no estágio t (kW);

yf_{bt} variável binária auxiliar para partida da CC b no estágio t ;

CF_b custo incremental para o consumo de combustível da CC b no estágio t (R\$/kWh);

EF_b custo de partida da CC b (R\$);

MFC_b custo incremental de manutenção da CC b (R\$/kWh);

ξ_b custo incremental (penalidade) para evitar à redução da vida útil da CC b (R\$/kWh).

Nota-se na equação que o custo é diretamente proporcional ao montante de energia produzida, sendo este considerado um custo incremental, devido à resposta do modelo dinâmico implementado, da curva de consumo de combustível x potência. Na prática, uma melhor

representação matemática pode ser obtida caso a operação não seja estritamente linear. O custo exato devido à operação cíclica com a alteração constante e rápida da potência não é fácil de ser obtido, contudo um valor próximo à tolerância de convergência do algoritmo já apresentará melhoras no resultado final. O custo de desligamento pode ser negligenciado, enquanto que o custo de partida é relativamente alto para a tecnologia da SOCC devido ao pré-aquecimento necessário para atingir a temperatura de trabalho.

3.3.3.2 Restrições

As restrições da CC são dadas por:

$$pf_{bt} - pf_{b,t-1} - dpf_{bt} \leq 0, \quad \forall t \in T, \quad \forall b \in B, \quad (38)$$

$$-pf_{bt} + pf_{b,t-1} - dpf_{bt} \leq 0, \quad \forall t \in T, \quad \forall b \in B, \quad (39)$$

$$PF_b^{\min} \cdot \left[uf_{bt} - \sum_{i=1}^{UDF_b} yf_{b,t-i+1} - zf_{b,t+1} \right] + \quad (40)$$

$$\sum_{i=1}^{UDF_b} PFU_{bi} \cdot yf_{b,t-i+1} - pf_{bt} \leq 0, \quad \forall t \in T, \quad \forall b \in B,$$

$$-PF_b^{\max} \cdot \left[ut_{bt} - \sum_{i=1}^{UDF_b} yf_{b,t-i+1} - zf_{b,t+1} \right] + \quad (41)$$

$$-\sum_{i=1}^{UDF_b} PFU_{bi} \cdot yf_{b,t-i+1} + pf_{bt} \leq 0, \quad \forall t \in T, \quad \forall b \in B,$$

$$yf_{bt} - zf_{bt} - uf_{bt} + uf_{b,t-1} = 0, \quad \forall t \in T, \quad \forall b \in B, \quad (42)$$

$$\sum_{i=1}^{UDF_b} yf_{b,t-i+1} - uf_{bt} \leq 0, \quad \forall t \in T, \quad \forall b \in B, \quad (43)$$

$$zf_{b,t+1} - uf_{bt} \leq 0, \quad \forall t \in T, \quad \forall b \in B, \quad (44)$$

$$yf_{bt} + \sum_{i=1}^{UDF_b} zf_{b,t-i+1} \leq 1, \quad \forall t \in T, \quad \forall b \in B, \quad (45)$$

$$\sum_{t=1}^{ND} yf_{bt} \leq NF_b^{st}, \forall b \in B, \quad (46)$$

$$uf_{bt}, yf_{bt}, zf_{bt} \in \{0,1\}, \forall t \in T, \forall b \in B, \quad (47)$$

$$pf_{bt} \in \mathfrak{R}, \forall t \in T, \forall b \in B. \quad (48)$$

Sendo,

st índice associado ao número de desligamentos da CC b ;

uf_{bt} variável binária que indica se a CC b está ligada ($uf_{bt} = 1$) ou desligada ($uf_{bt} = 0$) durante o estágio t ;

zf_{bt} variável binária auxiliar para o desligamento da CC b no estágio t ;

NF_b^{st} máximo número de partidas da CC b ;

PF_b^{\max} potência máxima da CC b (kW);

PF_b^{\min} mínima potência em operação nominal da CC b (kW);

PFU_{bi} potência de saída para o estágio i da partida da CC b (kW);

UDF_b número total de estágios para a partida da CC b ;

Tanto a restrição (38) como a restrição (39) são utilizadas para prevenir a operação cíclica da CCs, as quais são de grande importância para garantir uma maior vida útil à CCs. Nota-se que estas são para atribuir o maior valor da diferença da potência entre dois estágios consecutivos, já que essa diferença possui um custo associado na função objetivo. As equações (40)-(41) representam as rampas de partida das CCs, bem como a potência máxima e mínima para cada estágio t , seguindo a mesma modelagem apresentada para as MTs. As lógicas binárias necessárias das CCs são dadas por (42)-(45). Por sua vez, a restrição (46) é relativa ao número máximo de partidas das CCs.

3.3.4 Outras Fontes

As microrredes podem conter outras fontes de geração de energia elétrica como outras tecnologias de PCTs ou PCHs com reservatório, por exemplo. Assim como a modelagem elaborada especificamente para uma potência e tecnologia de MT ou CC é necessário dispor das informações particulares de aspectos operativos importantes, pois, uma modelagem simplista pode apresentar resultados superficiais, não se obtendo um GE adequado.

3.4 DEMANDA

Diferentemente da maioria dos sistemas de energia elétrica de grande porte, uma microrrede pode conter, em termos relativos elevados, demandas de energia de diversas naturezas, as quais podem ser basicamente divididas em quatro grupos: demanda crítica, demanda com possibilidade de deslocamento, demanda com possibilidade de descontinuidade e demanda térmica (sendo modelada nesta tese como demanda difusa). Cada uma dessas demandas possui particularidades que são descritas nas próximas seções.

3.4.1 Demanda Crítica

Demandas que não devem ter o fornecimento de energia suspenso, deslocado, ou cujo custo de descontinuidade de energia seja muito alto, podem ser categorizadas como críticas. Caso ocorra algum problema na rede principal, ou mesmo na microrrede, esse tipo de demanda deve ser priorizado no que diz respeito à continuidade do fornecimento de energia. Exemplos de demanda crítica seriam hospitais, serviços públicos como o policiamento, empresas com cargas de refrigeração, servidores computacionais, bases militares, dentre outras (TON *et al.*, 2007). O não atendimento a essa demanda é geralmente custoso e muitas vezes inadmissível.

A demanda que não possui nenhum tipo de controle, e é conectada diretamente no barramento principal da microrrede, também é modelada como uma demanda crítica, pois, o GE nada pode fazer para controlar essa demanda.

3.4.2 Demanda com Possibilidade de Descontinuação

A demanda que possui a possibilidade de descontinuação (DC) pode beneficiar tanto a microrrede como se auto beneficiar. O benefício para microrrede seria a possibilidade de sua desconexão durante contingências, podendo ser considerada uma reserva, ou para evitar um custo muito alto para o sistema em horários de pico. Já o benefício da demanda é que esta pode, através de um sinal econômico, se desligar automaticamente, sem ter que pagar altos valores de energia, ou receber algum incentivo financeiro para que esta se desligue. Em termos de GE, esse tipo de demanda precisa ter definidas as seguintes informações para uma modelagem precisa no problema:

- carga total demandada em cada instante de tempo;

- custo de descontinuidade (podendo ser para cada instante de tempo);
- tempo máximo e mínimo de descontinuidade;
- máxima frequência de descontinuidade.

A inclusão das demandas com possibilidade de descontinuação no GE inclui complexidades adicionais à modelagem e a solução do problema de otimização. Este tipo de demanda pode ser modelada como uma variável contínua e pode possuir também variáveis binárias associadas. O uso de variáveis binárias torna o problema mais complexo de ser resolvido, contudo, o aproxima da realidade, dado que em sistemas comuns as cargas são desligadas através de chaves estáticas.

Para melhor compreender o comportamento dessa carga, é apresentada a Figura 17.

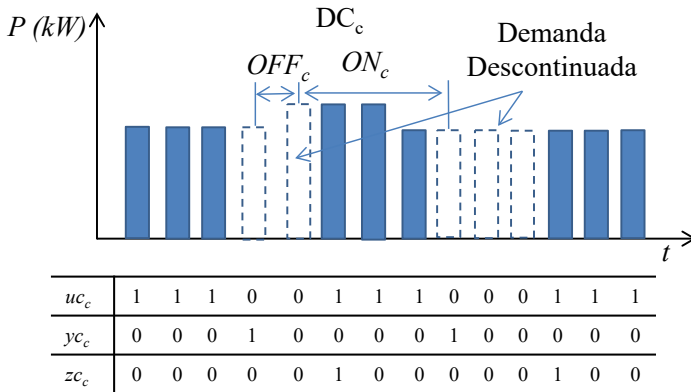


Figura 17: DC com a modelagem com variáveis binárias.

Nota-se na Figura 17 o comportamento das variáveis binárias após a descontinuação e o reestabelecimento, dos tempos mínimos ligados e desligados após uma descontinuação, que serão explicados no próximo item.

3.4.2.1 Custos e restrições

A demanda com possibilidade de descontinuação, utilizando variáveis binárias, é descrita pelo seguinte conjunto de equações:

$$\sum_{t=1}^{ND} \left\{ \sum_{c=1}^C (CC_{ct} \cdot pdc_{ct}) \cdot H / ND \right\} \quad (49)$$

$$pdc_{ct} + uc_{ct} \cdot DC_{ct} = DC_{ct}, \forall t \in ND, \forall c \in C, \quad (50)$$

$$uc_{c,t-1} - uc_{ct} + zc_{ct} - yc_{ct} = 0, \forall t \in ND \forall c \in C, \quad (51)$$

$$\sum_{t=1}^{ND} yc_{ct} \leq NDC_c^{st}, -\sum_{t=1}^{ND} uc_{ct} \leq -ND + NC_c^{\max}, \forall c \in C, \quad (52)$$

$$zc_{ct} + \sum_{i=1}^{ON_c} yc_{c,t+i} \leq 1, \forall t \in ND, \forall c \in C, \quad (53)$$

$$yc_{ct} + \sum_{i=1}^{OFF_c} zc_{c,t+i} \leq 1, \forall t \in ND, \forall c \in C, \quad (54)$$

$$pdc_{ct} \in \mathfrak{R}^+, \forall t \in ND, \forall c \in C, \quad (55)$$

$$uc_{ct}, yc_{ct}, zc_{ct} \in \{0, 1\}, \forall t \in ND, \forall c \in C. \quad (56)$$

Sendo,

- c índice associado à DC c ($c \in C$);
- st índice associado ao número de desligamentos da DC c ;
- pdc_{ct} potência de corte da DC c no estágio t (kW);
- uc_{ct} variável binária que indica se a DC c está ligada ($uc_{ct} = 1$) ou desligada ($uc_{ct} = 0$) durante o estágio t ;
- yc_{ct} variável binária auxiliar que indica o início da descontinuidade DC c ($yc_{ct} = 1$) no estágio t ;
- zc_{ct} variável binária auxiliar que indica o fim da descontinuidade da DC c ($zc_{ct} = 1$) no estágio t ;
- CC_{ct} custo incremental para a descontinuidade da DC c no estágio t (R\$/kWh);
- DC_{ct} potência da DC c prevista para o estágio t (kW);
- NC_c^{\max} máximo número de estágios de descontinuação da DC c ;
- NDC_c^{st} número máximo de descontinuidades para a DC c ;
- OFF_c mínimo número de estágios de tempo de descontinuação da DC c depois de desligada;
- ON_c mínimo número de estágios de tempo de suprimento da DC c .

A equação (49) é a equação de custo, o qual é adicionado na função objetivo. Na equação de balanço de potência do sistema é acrescentado $uc_{ct} \cdot DC_{ct}$, pois, quando a variável uc_{ct} se torna zero, essa demanda DC_{ct} prevista é descontinuada, e, através de (50), é igualada a variável de potência pd_{ct} que está vinculada ao custo. A restrição (51) é a restrição referente às lógicas das variáveis binárias, sendo o comportamento das variáveis ilustrado conforme a Figura 17. As restrições em (52) são referentes ao número máximo de vezes que a demanda DC_{ct} pode ser descontinuada e ao número máximo de estágios de tempo t de descontinuação, respectivamente. As restrições (53) e (54) são referentes ao mínimo tempo que a DC_{ct} , após ser descontinuada, deve permanecer descontinuada e, após ser reestabelecida, deve continuar sendo suprida, respectivamente.

Do ponto de vista das restrições de balanço de potência do sistema, essa variável de potência pd_{ct} faz parte da DL_t na equação (12).

Essa modelagem foi proposta pelo autor, contudo, se a abordagem do modelo de DC é com apenas as variáveis contínuas, permitindo o controle da potência da demanda, a modelagem será a mesma utilizada para o déficit, apenas utilizando (49), sem as outras restrições aqui explicitadas, com a variável pd_{ct} nas equações de balanço de potência e de reserva, com limite de menor ou igual à DC_{ct} .

3.4.3 Demanda com Possibilidade de Deslocamento

Alguns tipos de demanda podem ser deslocados do horário de maior custo de energia para horários em que o custo de energia elétrica seja menor, ou para horários em que a geração intermitente de energia seja maior, denominadas aqui como Demandas com possibilidade de Deslocamento (DD). Essas demandas também podem ser interessantes na operação ilhada, pois, em caso de uma contingência, podem ser religadas em outro período. Em termos de GE, esse tipo de demanda precisa ter definidas as seguintes informações para uma modelagem precisa no problema:

- carga demandada;
- período aceitável para o deslocamento;
- custo de deslocamento da carga (não são todos modelos que consideram);
- tempo necessário de planejamento para o aviso de deslocamento de carga.

A remuneração imposta para esse tipo de demanda pode ser variada dependendo do ambiente regulatório a qual a mesma está inserida. O benefício econômico desta demanda pode ser medido com a demanda no momento normal da utilização e o novo momento de uso.

Nesta tese, para o GE, essa demanda é dividida em dois grupos distintos: com a modelagem com variáveis binárias (DDB), interrompíveis e não interrompíveis, conforme Figura 18; com a modelagem com variáveis contínuas (DDC), conforme Figura 19.

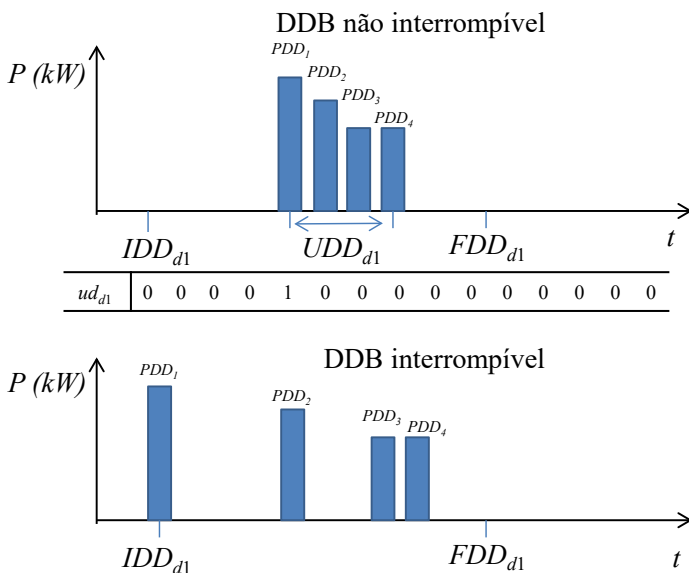


Figura 18: DD com a modelagem com variáveis binárias.

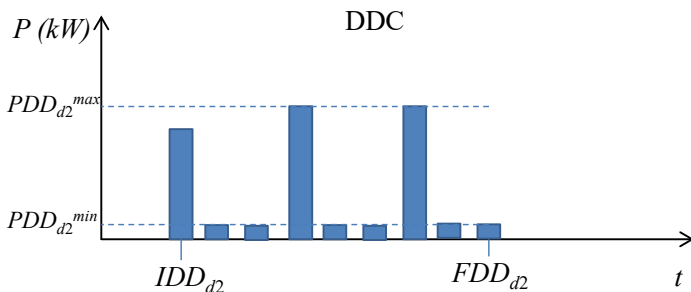


Figura 19: DD com a modelagem com variáveis contínuas.

Na Figura 18 a DDB $d1$ não interrompível é deslocada como um todo para o período estabelecido entre IDD_{d1} e FDD_{d1} . Esse tipo de demanda é comum quando um processo pode ser deslocado, contudo, sem interrupção. Já a demanda interrompível deve ser suprida também entre o período estabelecido IDD_{d1} e FDD_{d1} , contudo, podendo ser separada em períodos. Esses períodos podem estar associados aos processos dessa demanda e, caso esses processos sejam sequenciais, novas restrições devem ser adicionadas ao modelo, além das equações utilizadas na modelagem.

A DDC $d2$ apresentada na Figura 19 é modelada também com o controle da potência, podendo ser, por exemplo, uma demanda como o carregamento de uma bateria.

3.4.3.1 Custos e restrições

O modelo de otimização para o GE da DDB $d1$, não interrompível, é dado pelas equações (IGUALADA *et al.*, 2014):

$$\sum_{i=1}^{UDD_{d1}} PDD_{d1,i} \cdot ud_{d1,t-i+1} - pdd_{d1,t} = 0, \quad (57)$$

$$\{\forall t \in ND \mid IDD_{d1} \leq t \leq FDD_{d1}\}, \forall d1 \in D1,$$

$$ud_{d1,t} = 0, \quad (58)$$

$$\{\forall t \in ND \mid IDD_{d1} > t > (FDD_{d1} - UDD_{d1})\}, \forall d1 \in D1,$$

$$\sum_{t=IDD_{d1}}^{FDD_{d1}-UDD_{d1}} ud_{d1,t} = 1, \forall d1 \in D1, \quad (59)$$

$$ud_{d1,t} \in \{0,1\}, pdd_{d1,t} \in \mathfrak{R}^+, \forall t \in ND, \forall d1 \in D1., \quad (60)$$

Sendo,

$d1$ índice associado à DDB $d1$ ($d1 \in D1$);

i discretização de tempo para os somatórios e vetores;

$pdd_{d1,t}$ potência da DDB $d1$ no estágio t (kW);

$ud_{d1,t}$ variável binária que indica o estágio t em que a DDB $d1$ liga ($ud_{d1,t} = 1$);

FDD_{d1} estágio final no qual a DDB $d1$ deve ter sido totalmente suprida;

IDD_{d1} estágio inicial no qual a DDB $d1$ pode ser iniciada;
 $PDD_{d1,i}$ demanda DDB $d1$ prevista no estágio de tempo i (kW);
 UDD_{d1} número total de estágios no qual a DDB $d1$ fica ligada.

Nota-se a ausência de um custo explícito nesta modelagem, contudo, ele é indiretamente quantificado nas restrições de balanço de potência.

A restrição (57) é utilizada para fazer com que a variável da potência da DDB $d1$ ($pdd_{d1,t}$), quando a variável binária $ud_{d1,t+i}$ for 1 no instante t , assumo o primeiro valor do vetor $PDD_{d1,i}$ e, a variável $pdd_{d1,t+i}$ o valor $PDD_{d1,i+1}$ e assim sucessivamente até o último valor do vetor ($PDD_{d1,UDD_{d1}}$), que possui tamanho $(PDD_{d1})_{1 \times UDD_{d1}}$. Essa equação não pode ser uma desigualdade, pois, apesar do problema sempre tentar minimizar o valor de $pdd_{d1,t}$ na restrição de balanço de potência, nos casos de excesso de geração renovável, $pdd_{d1,t}$ poderia estar assumindo valores maiores que o da demanda real. A equação (58) é para que o valor da variável binária de DDB $d1$ ($ud_{d1,t}$) assumo sempre o valor zero fora do intervalo que esta pode ser ligada. Já a restrição (59) é utilizada para que a demanda seja acionada somente uma vez no intervalo considerado e seja suprida em sua totalidade (motivo no qual o valor de $ud_{d1,t}$ deve ser 1 antes de $FDD_{d1}-UDD_{d1}$). Ainda na Figura 18 é possível notar o valor de UDD_{d1} em estágios de tempo e o estágio de tempo t quando $ud_{d1}=1$.

Se existe a possibilidade de interrupção, a modelagem deve ser a mesma para cada período de interrupção, com o acréscimo de algumas restrições, caso uma sequência seja necessária.

A DDC $d2$, é modelada com um novo conjunto de restrições:

$$\sum_{t=IDD_{d2}}^{FDD_{d2}} pdd_{d2,t} \cdot H / ND = EDD_{d2}^{total}, \forall d2 \in D2, \quad (61)$$

$$pdd_{d2,t} = 0, \{ \forall t \in ND \mid IDD_{d2} > t > FDD_{d2} \}, \forall d2 \in D2, \quad (62)$$

$$PDD_{d2}^{\min} \leq pdd_{d2,t} \leq PDD_{d2}^{\max}, \quad (63)$$

$$\{ \forall t \in ND \mid IDD_{d2} \leq t \leq FDD_{d2} \}, \forall d2 \in D2,$$

$$pdd_{d2,t} \in \mathfrak{R}^+, \forall t \in ND, \forall d2 \in D2. \quad (64)$$

Sendo,

- $d2$ índice associado à DDC $d2$ ($d2 \in D2$);
 $pdd_{d2,t}$ potência da DDC $d2$ no estágio t (kW);
 EDD_{d2}^{total} energia total da DDC $d2$ (kWh);
 FDD_{d2} estágio final no qual a DDC $d2$ deve ter sido totalmente suprida;
 IDD_{d2} estágio inicial no qual a DDC $d2$ pode ser iniciada;
 PDD_{d2}^{max} potência máxima para a DDC $d2$ (kW);
 PDD_{d2}^{min} potência mínima para a DDC $d2$ (kW).

A restrição (61) é para que toda a energia demandada pela DDC $d2$ (EDD_{d2}^{total}) seja suprida durante o intervalo estabelecido, bem como (62) garante que fora desse intervalo o valor da potência da DDC $d2$ ($pdd_{d2,t}$) seja zero. Nota-se em (61) a presença da multiplicação de H/ND para transformar a potência em energia. Em (63) são estabelecidos os limites máximos e mínimos de potência da DDC $d2$ para o intervalo estabelecido de suprimento total.

Do ponto de vista das restrições de balanço de potência e reserva do sistema, essas variáveis de potência $pdd_{d1,t}$ e $pdd_{d2,t}$ fazem parte da DL_t na equação (12). Já em relação à equação (13) da reserva, estas devem ser avaliadas, pois uma vez que estiverem sendo supridas, dependendo de sua natureza, podem ser consideradas críticas ou não críticas.

Uma sugestão proposta para analisar o benefício monetário devido ao deslocamento é verificar a diferença no valor do custo do GE antes de deslocar essa demanda e após deslocar a mesma, assim, fazendo com que a diferença de custos da função objetivo seja dada pelo deslocamento da demanda, e, esse custo utilizado para quantificar uma possível remuneração.

3.4.4 Demanda Difusa

Existem algumas demandas de energia elétrica que são utilizadas para fins de refrigeração e aquecimento, seguindo uma determinada faixa de temperatura. O controle geralmente feito por meio de um termostato que liga/desliga ou aumenta/diminui a potência desta demanda, mantendo a temperatura em torno de uma faixa de temperatura aceitável, contudo, para o problema do GE esse tipo de comportamento pode não ser atraente. O motivo desta não atratividade se deve ao fato da operação não estar vinculada ao melhor gerenciamento dessa demanda, tendo em vista o custo de operação. Para lidar com esse tipo de demanda alguns autores apresentam o modelo

térmico dessas demandas diretamente no problema do GE, assim como é apresentado em Tasdighi *et al.* (2014). Para cada uma dessas demandas várias peculiaridades são consideradas, principalmente devido às características locais de refrigeração ou aquecimento necessário para o ambiente, as perdas térmicas, a dinâmica térmica, a influência da temperatura ambiente, entre outros.

Nesta tese as equações térmicas desta demanda não serão explícitas, considerando diretamente as equações de calor, mas conforme o conceito apresentado em Wurtz e Delinchant (2014) e Foggia *et al.* (2011), que define características para este tipo de demanda do ponto de vista elétrico, denominada aqui demanda difusa. Para este tipo de demanda são considerados:

- a demanda elétrica é conhecida para cada instante de tempo;
- a demanda pode ser desligada por uma quantidade de estágios de tempo t , pré-determinados, com um uma recuperação de parte da energia (em %) nos estágios seguintes ou anteriores ao ser desligada.

A demanda que recupera a energia após o desligamento é denominada demanda difusa (DLD-*Diffuse Load Demand*). O montante de energia recuperado para cada instante de tempo posterior é um dado de entrada do problema. A Figura 20 apresenta um esquemático da DLD.

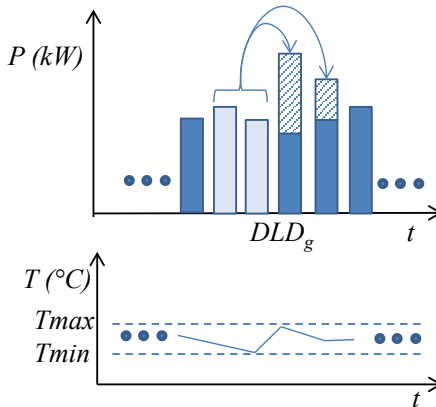


Figura 20: Demanda difusa.

Na demanda do tipo DLD, a demanda é desligada por um determinado número de estágios de tempo t , operando próximo do limite inferior, e, sendo recuperada nos estágios seguintes para manter a

temperatura conforme dados de entrada.

3.4.4.1 Custos e restrições

As equações para o GE para a DLD g são dadas por:

$$\sum_{i=1}^{SDL1_g} VDL1_{gi} \cdot DLD_{gt} \cdot udg_{g,t-i+1} +$$

$$+ EDLD_{gt} \cdot \left(\sum_{j=1+SDL1_g}^{SDL1_g+SDL2_g} VDL2_{g,j-SDL1_g} \cdot udg_{g,t-j+1} \right) - dld_{gt} = 0, \quad (65)$$

$$EDLD_{gt} = \sum_{i=1}^{SDL1_g} DLD_{g,t-i+1}, \forall t \in ND, \forall g \in G,$$

$$\sum_{t=1}^{ND} udg_{gt} \leq DLDS_g^{\max}, \forall g \in G, \quad (66)$$

$$\sum_{i=1}^{IDLD_g^{\max}} udg_{g,t+i-1} \leq 1, \forall t \in ND, \forall g \in G, \quad (67)$$

$$udg_{gt} = 0, \left\{ \forall t \in ND \mid t > ND - (SDL1_g + SDL2_g) \right\}, \forall g \in G, \quad (68)$$

$$pdg_{gt} \in \mathfrak{R}^+, \forall t \in ND, \forall g \in G, \quad (69)$$

$$udg_{gt} \in \{0,1\}, \forall t \in ND, \forall g \in G. \quad (70)$$

Sendo,

- g índice associado à DLD g ($g \in G$);
- i/j discretizações de tempo para os somatórios e vetores;
- dld_{gt} potência da DLD g descontinuada ou acrescida no estágio t (kW);
- udg_{gt} variável binária que indica quando a DLD g é descontinuada ($udg_{gt} = 1$) no estágio t ;
- DLD_{gt} potência prevista para a DLD g no estágio t (kW);
- $DLDS_g^{\max}$ máximo número de descontinuidades para a DLD g ;
- $EDLD_{gt}$ soma do total de potência prévia descontinuada (estágios anteriores) da DLD g (kW) em cada estágio t ;
- $IDLD_g$ número de estágios entre duas descontinuações da DLD g ;
- $IDLD_g^{\max}$ mínimo tempo entre as descontinuações da DLD g ($\max(IDLD_g, SDL1_g + SDL2_g)$);
- $SDLD1_g$ número total de estágios no qual a DLD g é desligada;

- $SDLD2_g$ número total de estágios necessários para recuperar a DLD g após a descontinuação;
- $VDL1_g$ vetor com valores [-1] para os estágios no qual a DLD g é desligada;
- $VDL2_g$ vetor com o percentual [%] de recuperação da potência total para cada estágio t após a descontinuação para a DLD g .

Nota-se que não existe um custo explícito, mas, o custo indireto que é atribuído com a inclusão de DLD_{gt} e dld_{gt} na demanda líquida na equação de balanço de potência.

A equação (65) é a restrição para igualar o valor da variável dld_{gt} à $DLD_{g,ij}$, considerando a variável binária udg_{gt} que indica o início do desligamento. O vetor $EDLD_{gt}$ é o total de energia da demanda desligada, enquanto que $VLD1_{gt}$ é o vetor do desligamento da demanda e $VLD2_{gt}$ (%) o vetor de acréscimo da demanda. A equação (66) é a restrição do número máximo de operações que a demanda pode executar. A equação (67) é utilizada para que dois desligamentos não ocorram dentro de um determinado número de estágios $IDLD_g^{max}$, enquanto que (68) é utilizada para prevenir o desligamento nos estágios finais. As restrições (69) e (70) são referente às variáveis contínuas e binárias, respectivamente. Estas equações são uma contribuição do autor para a modelagem dessa demanda no GE.

3.5 SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Os SAEs são de grande importância para as microrredes, em especial devido às características intermitentes das fontes solares e eólicas, a possibilidade de realizar um gerenciamento das variações bruscas na demanda e preços, bem com a possibilidade de operação ilhada das microrredes (LAWDER *et al.*, 2014). Conseqüentemente, a presença de SAEs em uma microrrede também podem aumentar significativamente a qualidade e a confiabilidade do suprimento energético. Os SAEs mais usuais armazenam energia elétrica, térmica, química ou mecânica. Os SAEs mais comumente utilizados em microrredes são as baterias, os supercapacitores, os volantes de inércia, o ar comprimido, os supercondutores magnéticos de armazenamento de energia e os reservatórios de bombeamento de água.

No tocante à modelagem dos custos e restrições no problema do GE de uma microrrede algumas informações básicas são necessárias, tais como:

- Capacidade: refere-se aos limites mínimo e máximo de energia que podem ser acumulados no SAE;
- Potência máxima de carga e descarga: representa as taxas máximas de potência para a carga e a descarga do SAE, e, em alguns casos pode ser dependente da quantidade armazenada de energia (SOC - *State of Charge*) da bateria;
- Eficiência: esta irá representar a perda, em energia, nos ciclos de carga e descarga do sistema de armazenamento de energia, também podendo ser não linear em algumas tecnologias;
- Autodescarga: os SAE podem ter um decréscimo no valor da energia ao longo do tempo mesmo sem sua utilização.

Para um mesmo tipo de SAE, neste caso baterias químicas, várias características são diferentes dependendo da tecnologia empregada. A Tabela 3 apresenta um comparativo das tecnologias de baterias.

Tabela 3: Comparativo das tecnologias de baterias (SAN MARTÍN *et al.*, 2011).

Tipo de bateria	Eficiência (%)	Custo (R\$/kWh)	Tempo de vida (ciclos) % da Profund. de Descarga (PD)	Autodescarga (% mês)
Chumbo-ácido (tipo inundada)	72-78	194-582	1000-2000 (PD=70%)	2-5
Chumbo-ácido (regulada por válvula)	72-78	194-582	200-300 (PD=80%)	2-5
Níquel-cádmio	72-78	776-2328	1000-2000 (PD=100%)	5-20
Sódio-enxofre	89	1152-1940	3000 (PD=100%)	0
Íon de lítio	100	2716-3880	2500 (PD=80%)	1
Redox de vanádio	85	1397-3880	10000 (PD=75%)	0
Zinco-bromo	75	1397-3880	3500 (PD=100%)	0
Metal-ar	50	194-776	<100	0

Na Tabela 3 a eficiência é relacionada com um ciclo completo, ou seja, carga e descarga. O custo apresentado é o custo de aquisição. Por sua vez, o tempo de vida depende da quantidade de ciclos e da profundidade de descarga associada. Por fim, a autodescarga seria a perda que a bateria apresenta durante o tempo.

3.5.1 Modelo Genérico de um SAE

O modelo genérico aqui apresentado considera alguns aspectos operativos como restrições, já os custos de operação são desconsiderados.

3.5.1.1 Custos e restrições

Como não há um custo direto, este existe devido à eficiência na carga e descarga, sendo considerado indireto na equação de balanço de energia do SAE.

As restrições de um SAE genérico, no caso uma bateria, são dadas por:

$$eb_{e,t+1} - eb_{et} + \left(pbd_{et} / NBD_e - NBC_e \cdot pbc_{et} \right) \cdot H / ND = -PBL_e \cdot H / ND, \{ \forall t \in ND \mid 2 \leq t \leq ND - 1 \}, \forall e \in E, \quad (71)$$

$$eb_{e2} + \left(pbd_{e1} / NBD_e - NBC_e \cdot pbc_{e1} \right) \cdot H / ND = -PBL_e \cdot H / ND + EBI_e, t = 1, \forall e \in E, \quad (72)$$

$$eb_{eND} - \left(pbd_{eND} / NBD_e - NBC_e \cdot pbc_{eND} \right) \cdot H / ND \geq PBL_e \cdot H / ND + EBF_e, t = ND, \forall e \in E, \quad (73)$$

$$-eb_{et} + \sum_{i=1}^{RB} \left(rb_{e,t+i} / NBD_e \right) \cdot H / ND \leq -EB_e^{\min}, \quad (74)$$

$$eb_{et} \leq EB_e^{\max}, \forall t \in ND, \forall e \in E,$$

$$0 \leq pbc_{et} \leq CB_e, \quad (75)$$

$$0 \leq pbd_{et} + rb_{et} \leq DB_e, \forall t \in ND, \forall e \in E,$$

$$pbc_{et} - ub_{et} \cdot CB_e \leq 0, \forall t \in ND, \forall e \in E, \quad (76)$$

$$ub_{et} \cdot DB_e + pbd_{et} \leq DB_e, \forall t \in ND, \forall e \in E, \quad (77)$$

$$ub_{et} \in \{0, 1\}, \forall t \in ND, \forall e \in E, \quad (78)$$

$$pbd_{et}, pbc_{et}, rb_{et}, eb_{et} \in \mathfrak{R}^+, \forall t \in ND, \forall e \in E, \quad (79)$$

Sendo,

e índice associado à bateria e ($e \in E$);

eb_{et} energia da bateria e armazenada no estágio t (kWh);

pbc_{et} potência de carregamento da bateria e no estágio t (kW);

- pb_{et} potência de descarga da bateria e no estágio t (kW);
 rb_{et} reserva da bateria e no estágio t (kW);
 ub_{et} variável binária que indica se a bateria e está carregando ($ub_{et} = 1$) ou não ($ub_{et} = 0$) durante o estágio t ;
 CB_e potência máxima da bateria e para o carregamento (kW);
 DB_e potência máxima da bateria e para a descarga (kW);
 EBF_e energia da bateria e no estágio final (kWh);
 EBI_e energia da bateria e no estágio inicial (kWh);
 EB_e^{max} energia máxima da bateria e (kWh);
 EB_e^{min} energia mínima da bateria e (kWh);
 NBC_e eficiência no carregamento da bateria e ;
 NBD_e eficiência na descarga da bateria e ;
 PBL_e perda de potência da bateria e durante um estágio de tempo (kW);
 RB número de estágios de tempo para a reserva da microrrede.

A restrição (71) é relativa ao balanço energético da bateria ao longo de cada estágio. As energias inicial e final da bateria são delimitadas pelas restrições (72) e (73), respectivamente. Todas as equações de balanço de energia da bateria consideram a perda de energia um estágio para outro, a potência de carga, descarga a energia do estágio t (multiplicado por H/ND para a transformação em energia) atual e as eficiências. A restrição da energia mínima e máxima da bateria é dada por (74). Nota-se aqui uma diferença na equação da energia mínima da energia máxima, pois como esta deve prover reserva para o sistema durante o período de RB estágios de tempo, esta deve ser considerada na equação. As rampas de carga e descarga da bateria são dadas por (75). Nota-se que a reserva da bateria é a soma da descarga para a potência máxima de rampa, ou no caso de não estar descarregando durante o estágio t , esta é a própria potência máxima de descarga. As restrições (76), (77) e (78) são utilizadas para evitar que a bateria se carregue e descarregue em um mesmo estágio t (situação que pode ocorrer quando há excesso de geração intermitente).

Na literatura, para o modelo genérico, funções objetivo são sugeridas com um valor incremental dado pelo custo de aquisição e o número de ciclos dado pelo fabricante, proporcional ou não à profundidade de descarga da bateria (DOD - *Deep of Discharge*). Este custo incremental pode ser utilizado durante a carga e/ou descarga (ZHONG *et al.*, 2014).

3.5.2 Baterias de Íons de Lítio

As baterias de íons de lítio podem ser classificadas da seguinte forma: Óxido de Lítio de Cobalto (LiCoO_2); Óxido de Lítio Manganês (LiMn_2O_4); Óxido de Lítio Níquel Manganês e Cobalto (LiNiMnCoO_2 or NMC); Lítio de Ferro Fosfato (LiFePO_4); Óxido de Lítio Níquel Cobalto e Alumínio (LiNiCoAlO_2); Óxido de Lítio Titânio ($\text{Li}_4\text{Ti}_5\text{O}_{12}$) (SCROSATI e GARCHE, 2010). Cada uma dessas baterias de íons de lítio têm particularidades para uma utilização específica, embora, neste trabalho, é proposta uma modelagem genérica desse tipo de bateria para o GE.

3.5.2.1 Custos

Em Fortencacher *et al.* (2014) é proposta uma função custo da bateria devido à diminuição da vida útil (SOH-*State of Health*) em relação ao uso. Essa equação é formada com alguns parâmetros como o desvio da energia de uma determinada energia padrão (SOC – *State of Charge*), a potência de descarga e a potência de carga. O custo de descarga, desde que dentro do limite máximo estabelecido pelo fabricante, não gera um desgaste na vida útil da bateria. Já o custo do desvio do valor padrão de energia e o montante de carga apresentam um custo quadrático, definido por:

$$CUB_{et} = BB_e \cdot (eb_{et} / EB_e^{\max} - AB_e)^2 + FB_e \cdot pbd_{et} + GB_e \cdot pbc_{et} + HB_e / EB_e^{\max} \cdot pbc_{et}^2 \quad (80)$$

Sendo,

AB_e SOC da bateria e de íons de lítio sem degradação (%);

BB_e parâmetro de custo em relação ao desvio do SOC da bateria e de íons de lítio ($\text{R\$ Cbat h}^{-1} (\text{kWh})^{-1}$);

CUB_{et} custo de degradação da bateria de íons de lítio no estágio t ($\text{R\$ h}^{-1}$);

FB_e custo incremental de descarga da bateria e de íons de lítio ($\text{R\$/kWh}$);

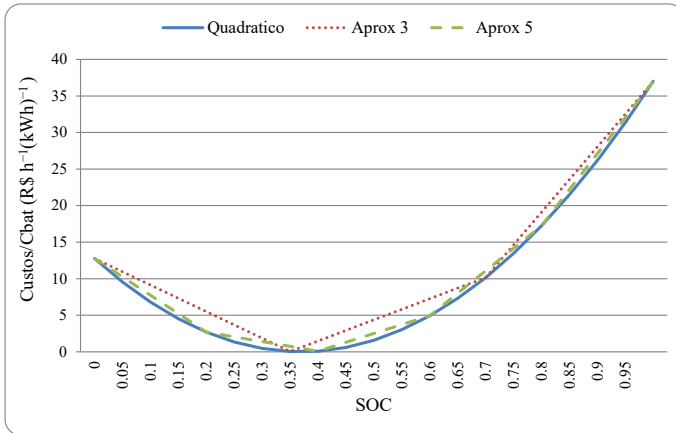
GB_e custo linear incremental de carga da bateria e de íons de lítio ($\text{R\$/kWh}$);

HB_e custo quadrático de carga da bateria e de íons de lítio ($\text{R\$ kWh} (\text{kW})^{-2} \text{h}^{-1} \text{Cbat}^{-1}$);

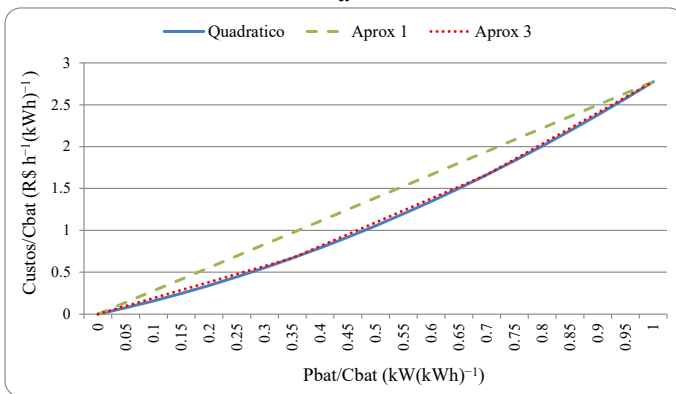
Os custos de degradação foram desenvolvidos para a aquisição da bateria de íons de lítio com 1.480 $\text{R\$/kWh}$, embora os parâmetros sejam

proporcionais se o preço de aquisição for diferente. A Figura 21 apresenta estes custos.

Tanto na Figura 21a quanto na Figura 21b nota-se que existe um conjunto de retas para compor uma aproximação. Estas retas representam uma linearização por partes.



a



b

Figura 21: Função custo da bateria de íons de lítio devido ao uso.
 a Custo de degradação devido ao desvio do SOC.
 b Custo de degradação devido à potência de descarga.

Matematicamente é possível linearizar por partes à equação de custo da bateria (80) sem o uso de variáveis binárias, pois a função é convexa. Das diversas formas de linearização por partes que poderiam

ser empregadas (LIN *et al.*, 2013), a escolhida foi adotar um conjunto de n retas como restrições e uma variável na função objetivo (que deve ser maior ou igual aos valores das retas enquanto a função objetivo minimiza o valor da variável). A formulação para n retas é dada por (81), (82) e (83).

$$\min f = \sum_{e=1}^E \sum_{t=1}^{ND} cb1_{et} \quad (81)$$

$$\text{s.t.: } cb1_{et} \geq IB_{en} \cdot eb_{et} / EB_e^{\max} + JB_{en}, \forall t \in ND, \forall e \in E, \quad (82)$$

$$cb1_{et} \in \mathfrak{R}^+, \forall t \in ND, \forall e \in E. \quad (83)$$

Sendo,

n índice para a linearização por partes das equações de custo para a bateria ($n \in N$);

$cb1_{et}$ custo da linearização por partes da função objetivo em relação ao desvio do SOC da bateria e de íons de lítio no estágio t (R\$/h);

IB_{en} , JB_{en} parâmetros de custo para as retas da linearização do desvio do SOC da bateria e de íons de lítio e da reta n (R\$/h).

É possível notar em (82) que o valor de IB_{en} e JB_{en} pode ser estimado de diversas formas, contudo, aqui foi escolhido dividir o eixo x em n intervalos, e, para cada dois valores consecutivos de x foram verificados seus valores y e formado a equação da reta para cada intervalo. Como os custos linearizados sempre são iguais ou maiores que os custos reais, pode-se considerar essa abordagem como conservativa.

3.5.2.2 Restrições

Algumas características das baterias de íons de lítio que são diferentes em relação à modelagem genérica dos SAE são:

- o rendimento diminui com baixas temperaturas e aumenta com o calor;
- o calor diminui a vida útil da bateria;
- é importante evitar o excesso de descarga;
- uma descarga moderada é melhor que descargas em pulso;
- a bateria aceita certa sobrecarga sem degradação da vida útil;
- eficiência bastante alta para a carga e a descarga;

- a bateria não precisa ser totalmente carregada devido ao fato que não há nenhum efeito de memória, o que não exige ciclos completos.

A Figura 22 apresenta os dois estágios de carga de uma bateria de íons de lítio (DANG *et al.*).

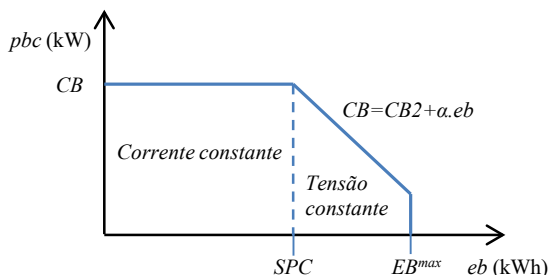


Figura 22: Carga da bateria de íons de lítio.

No primeiro estágio de carregamento o valor tem corrente constante com um pequeno acréscimo da tensão. Após atingir uma carga acima de um valor pré-determinado de energia (SPC), o carregamento passa de corrente constante para tensão constante, no qual a potência de carregamento decresce linearmente com o valor mais próximo da capacidade final (EB^{max}). Nota-se na prática que estes valores não são estritamente lineares, mas as equações poderão ser ajustadas para considerar esse pequeno desvio. É considerado também que a temperatura é negligenciável, pois a hipótese da bateria estar alocada em um ambiente climatizado é considerada.

Para caracterizar o comportamento de carregamento da bateria com corrente e tensão constante, conforme a Figura 22, é necessário acrescentar uma equação para a carga conforme (84). Como a reserva da bateria é utilizada em sua maioria para situações de perda da rede principal, e considerando que estas situações são esporádicas, pode-se utilizar o dobro do valor da potência de descarga para a reserva, conforme (85), alterando-se (75).

$$0 \leq pbc_{et} \leq CB2_e + eb_{et} \cdot \alpha_e, \forall t \in ND, \forall e \in E, \quad (84)$$

$$0 \leq pbd_{et} \leq DB_e, 0 \leq rb_{et} \leq 2 \cdot DB_e, \forall t \in ND, \forall e \in E. \quad (85)$$

Sendo,

$CB2_e$ constante da equação linear da potência máxima de carga da bateria e de íons de lítio quando em tensão constante e (kW);
 α_e gradiente linear de equação de carga da bateria e de íons de lítio (inclinação da reta, em kW/kWh).

Quando o controle de potência não é acessível, e, somente é possível controlar a carga por uma chave liga e desliga, é necessário alterar a modelagem para adaptá-la a este comportamento. A estratégia aqui modelada faz uso de igualar o limite inferior e superior da potência de carga.

$$-pbc_{et} + ub2_{et} \cdot CB_e + ub_{et} \cdot 10.000 \leq 10.000, \quad (86)$$

$$\forall t \in ND, \forall e \in E,$$

$$-pbc_{et} + \alpha_e \cdot eb_{et} + ub_{et} \cdot 10.000 + ub1_{et} \cdot CB2_e \leq 10.000, \quad (87)$$

$$\forall t \in ND, \forall e \in E,$$

$$-ub1_{et} \cdot SPC_e \cdot EB_e^{\max} + eb_{et} \leq SPC_e \cdot EB_e^{\max}, \quad (88)$$

$$\forall t \in ND, \forall e \in E,$$

$$-ub2_{et} \cdot SPC_e \cdot EB_e^{\max} - eb_{et} \leq -SPC_e \cdot EB_e^{\max}, \quad (89)$$

$$\forall t \in ND, \forall e \in E,$$

$$ub1_{et} + ub2_{et} = 1, \forall t \in ND, \forall e \in E, \quad (90)$$

$$ub1_{et}, ub2_{et} \in \{0,1\}, \forall t \in ND, \forall e \in E. \quad (91)$$

Sendo,

$ub1_{et}$ variável binária auxiliar que indica se a bateria e de íons de lítio está em carga com corrente constante no estágio t ($ub1_{et} = 1$);

$ub2_{et}$ variável binária auxiliar que indica se a bateria e de íons de lítio está em carga com tensão constante no estágio t ($ub2_{et} = 1$).

SPC_e SOC no qual a bateria e de íons de lítio muda o carga de corrente constante para tensão constante (%);

As equações (86) e (87) igualam a carga máxima e mínima, enquanto (88), (89) e (90) são as equações das variáveis auxiliares lógicas binárias para verificar se o SOC está em corrente ou tensão constante (considerando que a bateria estará em corrente constante em $SOC \geq SPC_e$). O uso do número 10.000 é apenas para garantir um número grande, embora outro maior valor do que o máximo de carga pode ser utilizado.

Conforme descrito anteriormente, a descarga moderada é melhor para uma bateria que uma carga pulsante, assim, um custo incremental (92) e algumas restrições são necessárias:

$$\sum_{e=1}^E \sum_{t=1}^{ND} \delta_e \cdot dpbd_{et}, \quad (92)$$

$$pbd_{et} - pbd_{e,t-1} - dpbd_{et} \leq 0, \forall t \in ND, \forall e \in E, \quad (93)$$

$$-pbd_{et} + pbd_{e,t-1} - dpbd_{et} \leq 0, \forall t \in ND, \forall e \in E, \quad (94)$$

$$dpbd_{et} \in \mathfrak{R}^+, \forall t \in ND, \forall e \in E. \quad (95)$$

Sendo,

$dpbd_{et}$ diferença de potência em dois estágios t e $t-1$ consecutivos da bateria e de íons de lítio (kW);

δ_e custo incremental associado com a degradação da bateria e de íons de lítio com a descarga pulsante (R\$/kWh).

As restrições (93) e (94) calculam o aumento ou decréscimo de potência, respectivamente, em dois intervalos de tempo consecutivos. Para evitar a operação pulsante, um custo de uso deve ser definido na função objetivo. Testes computacionais mostram que, mesmo com um pequeno custo adicional (por exemplo, próximo à tolerância de convergência, $1 \cdot 10^{-4}$) a descarga pulsante é impedida.

Nota-se que apesar da influência da temperatura na operação e vida útil dessa tecnologia de bateria, aqui esta não foi modelada, devido à consideração do uso estático em um local com temperatura controlado.

3.6 VEÍCULOS ELÉTRICOS

Os veículos elétricos que podem ser ligados à rede de energia elétrica estão aumentando em número. Estes veículos são geralmente classificados pela tecnologia utilizada, como:

- Com células de combustível, que podem ser utilizados como uma microgeração controlável convencional ou um veículo híbrido;
- Com geradores fotovoltaicos, que podem ser conectados às redes de energia elétrica, utilizando-os como uma geração de energia renovável;

- E o híbrido *plug-in* (PHEV) ou os veículos movidos à bateria, que poderiam ser usados como SAEs (ANSEAN *et al.*, 2015).

Uma vez que a modelagem proposta para os veículos elétricos seguirá a modelagem para a demanda de carga crítica, DD ou um SAE, quando conectado, não será considerado uma modelagem específica para o mesmo.

Se o proprietário do veículo elétrico for diferente do proprietário do sistema elétrico local, diferentes políticas devem ser estabelecidas para o interesse mútuo, o que também deve ser representado na modelagem.

3.6.1 Veículos como Geradores

Os veículos que podem gerar energia quando conectados no sistema podem ser modelados como um gerador conectado ao sistema, com sua modelagem específica dependente da tecnologia, durante o intervalo de tempo que o mesmo está estacionado. Com algumas tecnologias de geração é possível também ter o controle de geração se o mesmo permitir.

3.6.2 Veículos como Demandas

Se os veículos elétricos serão apenas carregados quando ligados aos sistemas de energia elétrica, estes podem ser modelados como uma demanda de energia elétrica. Desde que o SOC da bateria do veículo e o período que são conhecidos quando conectado, o comportamento carga também poderia ser previsto, mesmo para diferentes velocidades de cargas de diferentes sistemas de carregamento. Estas cargas poderiam ser consideradas uma demanda crítica, ou DC, ou DDB(C), como modelado anteriormente no item 3.3.

3.6.3 Veículos como Armazenadores de Energia

Se os veículos puderem ser conectados à rede principal como um SAE, eles poderiam proporcionar apoio essencial para a rede quando disponibilizados, tal como descrito no início do item 3.5. A modelagem será um pouco diferente, pois deverá considerar o período que o mesmo estará disponível para uso como SAE e a necessidade de utilização do veículo após a desconexão. Muitos veículos elétricos que possuem baterias têm a bateria de íons de lítio como tecnologia, assim, podendo-se seguir também as particularidades que já são consideradas na

modelagem no item 3.5.2. Como os veículos elétricos costumam ficar em locais sem controle de temperatura, a modelagem explícita desta deve ser considerada.

4. ANÁLISES DA MODELAGEM

Este capítulo tem o objetivo de ilustrar resultados numéricos, com base na modelagem proposta para os REDs e demandas apresentadas no capítulo anterior, para a solução do GE de uma microrrede. Na primeira seção é apresentado o solver e o hardware utilizado, seguido da apresentação da microrrede didática teste na segunda seção. Os casos são apresentados na terceira seção, sendo os dados para cada caso apresentado na quarta seção. Por fim, os resultados dos casos e as análises são apresentados na última seção.

4.1 SOLVER E COMPUTADOR

O *software* de otimização utilizado para resolver o problema MILP ou MIQP do GE foi o Gurobi optimizer, versão 6.0, em conjunto com a plataforma do Matlab versão 2014b. Dentre as características que tornam esse *software* interessante para a resolução de problemas dessa natureza estão:

- uso de técnicas de esparsidade;
- uso do método simplex primal, dual e pontos interiores para resolver os diversos problemas lineares;
- *presolve*: faz o uso de lógicas matemáticas para os números inteiros tendo em vista a remoção de variáveis e restrições do problema antes da resolução;
- planos de corte (*cutting plane*): similar ao *presolve*, contudo, tem sua utilização durante o processo iterativo, sem a criação de subproblemas adicionais, como no caso do *branching* do método *branching and bound*;
- paralelismo: permite o uso dos vários *threads* do processador simultaneamente.

O computador utilizado possui sistema operacional Windows 64 bits, processador Intel Core i7-2600 CPU @ 3.4GHz, memória de 8 GB.

4.2 MICRORREDE TESTE

Para ter um melhor entendimento do GE e de seus resultados, uma microrrede didática é proposta, que pode operar conectada ou isolada à rede principal, cujos principais elementos são demonstrados na Figura 23.

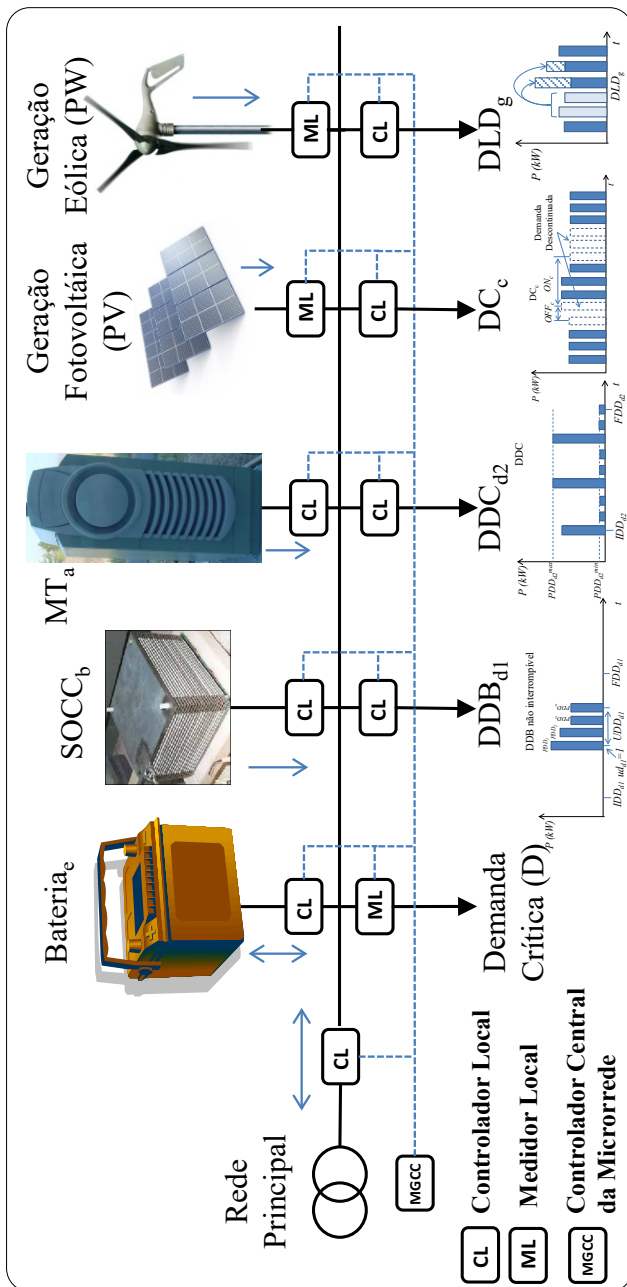


Figura 23: Microrrede didática.

Pode-se notar que a microrrede apresentada contém um elemento de cada um dos REDs e dos tipos de demanda propostos na modelagem. Toda a comunicação é realizada através de um sistema confiável, conforme ilustrado pela linha pontilhada, enviando e recebendo dados dos medidores locais (ML) e controladores locais (CL), sendo o GE realizado no MGCC. Nos controladores também é considerada a função de medição.

Esta microrrede, apesar de didática, está sendo adquirida e utiliza o GE proposto nesta tese por uma empresa privada para análises de viabilidade técnica, econômica, padronização dos elementos da microrredes, dos controles em tempo real e de sua operação.

A microrrede é modelada e operada conforme o interesse do proprietário desta, fazendo com que o MGCC centralize os dados, envie e receba informações da operação em tempo real, armazene os estados passados dos elementos da microrrede quando necessário, receba as previsões de temperatura, geração eólica, geração solar e os preços de comprar e vender energia, em cada instante de tempo do horizonte de planejamento para realizar o GE.

4.3 CASOS TESTES E MODELAGEM COMPLETA

Os casos testes da modelagem proposta são divididos em vinte e oito para se explorar o máximo de peculiaridades envolvidas no problema. Estes casos são divididos em três grandes grupos com análises distintas.

4.3.1 Primeiro Grupo de Casos

O primeiro grande grupo contém os primeiros onze casos, que são para a análise do GE completo. A microrrede para a análise deste primeiro grupo é composta por uma MT, uma SOCC, gerações intermitentes, demanda crítica, DC, DDB e bateria genérica, operando ilhada ou conectada com a rede principal. Os testes são para verificar a modelagem e as diversas respostas do GE sob a influência de diferentes condições, como as temperaturas ambientes, montante de gerações intermitentes, as condições iniciais e finais de energia da bateria, montantes de demanda, as tarifas convencionais mais altas ou baixas e a tarifa branca. O resumo dos casos é apresentado na Tabela 4.

Tabela 4: Casos de estudo do primeiro grupo.

Resumo dos Estudos de Casos										
Caso	Operação	DC	DDB	Demanda Crítica	Temp. Ambiente ¹	Tarifa	Energia bateria (kWh)		PV	PW
							Inicial	Final		
(i)	Ilhada	N	N	1x	1	N.A	10	10	1x	1x
(ii)	Ilhada	N	N	1x	1	N.A	10	10	0,5x	0,5x
(iii)	Ilhada	N	N	1x	2	N.A	10	10	1x	1x
(iv)	Ilhada	N	N	1x	1	N.A	10	4,5	1x	1x
(v)	Ilhada	N	N	1x	1	N.A	4,5	10	1x	1x
(vi)	Conectada	N	N	1x	1	Conv. 1	10	10	1x	1x
(vii)	Conectada	N	N	1x	1	Conv. 2	10	10	1x	1x
(viii)	Conectada	N	N	1x	1	Branca	10	10	1x	1x
(ix)	Conectada	S	S	1x	1	Branca	10	10	1x	1x
(x)	Conectada	S	S	2x	1	Branca	10	10	1x	1x
(xi)	Conectada	S	S	1x	1	Branca	10	10	5x	4x

Legenda: N = Não; S = Sim; x = fator de multiplic.; ¹ conforme Fig. 24; N.A=Não Aplicável;

Para este primeiro grupo de casos, a função objetivo, o balanço de potência e a equação de reserva são dados respectivamente por:

$$\begin{aligned}
 \min f = & \sum_{t=1}^{ND} \left\{ \sum_{a=1}^A \left[(AT_{at} \cdot ut_{at} + (MTC_a + BT_{at}) \cdot pt_{at}) \cdot \frac{H}{ND} + \right. \right. \\
 & + DT_a \cdot yt_{at} + FT_a \cdot zt_{at} \left. \right] + \\
 & + \sum_{b=1}^B \left[((MFC_b + CF_b) \cdot pf_{bt} + \xi_b \cdot dpf_{bt}) \cdot \frac{H}{ND} + \right. \\
 & + EF_b \cdot yf_{bt} \left. \right] + \sum_{c=1}^C [(CC_c \cdot pdc_{ct}) \cdot H/ND] + \\
 & \left. + [BP_t \cdot pgb_t - SP_t \cdot pgs_t + CD \cdot pde_t + CE \cdot pex_t] \cdot \frac{H}{ND} \right\} \quad (96)
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{s.a.:} \quad & \sum_{a=1}^A pt_{at} + \sum_{b=1}^B pf_{bt} + \sum_{e=1}^E (pbd_{et} - pbc_{et}) + pgb_t - pgs_t + \\
 & + pde_t - pex_t - \sum_{d1=1}^{D1} pdd_{d1,t} - \sum_{c=1}^C (uc_{ct} \cdot DC_{ct}) = \\
 & D_t - PV_t - PW_t, \forall t \in ND, \quad (97)
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& \sum_{a=1}^A \left[-PT_{at}^{\max} \cdot \left(ut_{at} - \sum_{i=1}^{UDT_a} yt_{a,t-i+1} - \sum_{i=1}^{DDT_a} zt_{a,t+i} \right) + pt_{at} + \right. \\
& \left. - \sum_{i=1}^{UDT_a} PTU_{ai} \cdot yt_{a,t-i+1} - \sum_{i=1}^{DDT_a} PTD_{ai} \cdot zt_{a,t+DDT_a-i+1} \right] + \\
& + \sum_{b=1}^B \left[-PF_b^{\max} \cdot \left(uf_{bt} - \sum_{i=1}^{UDF_b} yf_{b,t-i+1} \right) + pf_{bt} + \right. \\
& \left. - \sum_{i=1}^{UDF_b} PFU_{bi} \cdot yf_{b,t-i+1} \right] - \sum_{e=1}^E (rb_{et} + pbc_{et}) - pgs_t + \\
& + pgb_t + ED \cdot \left(\sum_{c=1}^C (uc_{ct} \cdot DC_{ct}) + \sum_{d=1}^{D1} pdd_{d1,t} \right) \leq \\
& -ED \cdot D_t - EPV \cdot PV_t - EPW \cdot PW_t, \forall t \in ND,
\end{aligned} \tag{98}$$

(14)-(19), (27)-(36), (38)-(48), (50)-(56), (57)-(60), (71)-(79).

As equações do modelo completo são genéricas e como $A = B = C = D1 = E = 1$, os somatórios contidos serão somente 1 (um).

4.3.2 Segundo Grupo de Casos

O segundo grande grupo de casos, do doze até o vinte e um, é utilizado para realizar uma comparação das modelagens da bateria de íons de lítio com um modelo genérico na seção 3.5.1, um modelo com um custo incremental devido ao número de ciclos de operação e com suas peculiaridades conforme modelado na seção 3.5.2. Nesse grupo a microrrede é composta pelas gerações intermitentes, demanda crítica, a bateria e um gerador de *back-up* (não considerado na modelagem, pois somente entra em operação após 10 min que a microrrede entrou em operação ilhada), sendo esta microrrede operada conectada à rede principal. Esse segundo grupo de casos é necessário para que os geradores e cargas controláveis não mascarem os resultados e as comparações da modelagem proposta para a bateria de íons de lítio. Os casos do segundo grupo são conforme Tabela 5.

O Caso (xii) considera os custos reais de degradação e as novas equações para modelar as peculiaridades propostas, devido às características físicas das baterias de lítio-íon e as equações de reserva. O Caso (xiii) é a modelagem geral para baterias, sem custos ou as características físicas, enquanto o Caso (xiv) apenas não considera os custos, embora é mais realista, considerando as peculiaridades físicas

para a bateria de íons de lítio como restrições. Os casos (xv) e (xvi) consideraram um custo incremental, em vez do custo real de degradação, proporcional ao número de ciclos determinado pelos fabricantes. Os casos (xvii), (xviii) e (xix) destinam-se a mostrar o efeito de um modelo com linearização por partes, com os diferentes números de aproximações. O Caso (xx) é para investigar os efeitos de diferentes números de discretização de tempo dentro de um horizonte de planejamento de 24 horas. Por último, o Caso (xxi) apresenta os resultados de quando não é possível controlar a potência carga da bateria, sendo o controle somente realizado através de uma chave liga/desliga.

Tabela 5: Casos de estudo do segundo grupo.

Resumo dos Estudos de Casos			
Caso	Custos da bateria	Novas restrições	Número de discretizações
(xii)	quadrático	sim	1440
(xiii)	desconsiderado	não	1440
(xiv)	desconsiderado	sim	1440
(xv)	1.500 ciclos	sim	1440
(xvi)	3.000 ciclos	sim	1440
(xvii)	linearizado ^a	sim	1440
(xviii)	linearizado ^b	sim	1440
(xix)	linearizado ^c	sim	1440
(xx)	quadrático	sim	144
(xxi)	quadrático	sim ^d	144

^a 5 retas para energia e 2 para a carga

^b 20 retas para energia e 8 para a carga

^c 50 retas para energia e 20 para a carga

^d com o controle de carga binário, sem controle da potência da carga

Para este segundo grupo de casos, a função objetivo, o balanço de potência e a equação de reserva são dados respectivamente por:

$$\min f = \sum_{t=1}^{ND} \frac{H}{ND} \left\{ \sum_{e=1}^E [CUB_{et} + \delta_e \cdot dpbd_{et}] + \right. \\ \left. + [BP_t \cdot pgb_t - SP_t \cdot pgs_t + CD \cdot pde_t + CE \cdot pex_t] \right\} \quad (99)$$

$$\text{s.a.:} \quad \sum_{e=1}^E (pbd_{et} - pbc_{et}) + pgb_t - pgs_t + pde_t - pex_t = \quad (100)$$

$$D_t - PV_t - PW_t, \forall t \in ND,$$

$$- \sum_{e=1}^E rb_{et} - pde_t \leq -D_t \cdot (1 + ED) + PV_t \cdot (1 - EPV) + \quad (101)$$

$$+ PW_t \cdot (1 - EPW), \forall t \in ND,$$

$$(14)-(19), (71)-(79), (84)-(85) \text{ e } (93)-(95)^{10}, (86)-(91)^{11}.$$

Nota-se em (101) que a bateria deve prover toda a reserva e, da mesma maneira que a modelagem apresentada para o primeiro grupo de casos, $E = 1$, assim não sendo também necessários os somatórios. Nota-se aqui uma diferença em relação às outras equações de reserva já apresentadas, pois agora ao invés de utilizarem-se as potências na equação, utiliza-se a demanda.

4.3.3 Terceiro Grupo de Casos

Por fim, o último grande grupo, do caso vinte e dois ao caso vinte e oito, é composto por uma microrrede com as gerações intermitentes, demanda crítica e cada tipo de demanda controlável. Não é considerada neste grupo a equação da reserva, sendo considerado que a rede principal irá lidar com os erros de previsão, e, assim, além da análise da modelagem de cada demanda. Ainda é possível analisar o conceito de microrrede provisional conforme comentado no item 3.2.2. A Tabela 6 apresenta os casos do terceiro grupo.

O Caso (xxvii) é o qual todas as demandas são consideradas como críticas (na Tabela 6 sempre quando "N" aparece, a carga é considerada crítica). Os casos (xxiii), (xxiv), (xxv) e (xxvi) incluem as diferentes demandas DLD, DDB, DDC e DC, respectivamente, e individualmente, enquanto as outras demandas são consideradas críticas. Os Casos (xxvii) e (xxviii) apresentam todas as demandas modeladas conforme os diferentes tipos. A diferença do Caso (xxvii) e o (xxviii) é no montante de potência exportada/importada da rede, sendo de $PGB(S)^{max} = 20$ kW ao invés de 25 kW.

¹⁰ Novas restrições da bateria de íons de lítio, retirando (78).

¹¹ Quando não há controle da potência de carga.

Tabela 6: Casos de estudo do terceiro grupo.

Resumo dos Estudos de Casos				
Caso	DLD	DDB	DDC	DC
(xxii)	N	N	N	N
(xxiii)	S	N	N	N
(xxiv)	N	S	N	N
(xxv)	N	N	S	N
(xxvi)	N	N	N	S
(xxvii)	S	S	S	S
(xxviii)	S	S	S	S

Para este terceiro grupo de casos, a função objetivo e o balanço de potência são dados respectivamente por:

$$\min f = \sum_{t=1}^{ND} \frac{H}{ND} \left[\sum_{c=1}^C (CC_{ct} \cdot pdc_{ct}) + BP_t \cdot pgb_t + \right. \quad (102)$$

$$\left. - SP_t \cdot pgs_t + CD_t \cdot pde_t + CE \cdot pex_t \right]$$

$$\text{s.a.: } pgb_t - pgs_t + pde_t - pex_t - \sum_{d1=1}^{D1} pdd_{d1,t} - \sum_{d2=1}^{D2} pdd_{d2,t} +$$

$$- \sum_{c=1}^C (uc_{ct} \cdot DC_{ct}) - \sum_{g=1}^G dld_{gt} = D_t + \quad (103)$$

$$+ \sum_{g=1}^G DLD_{gt} - PV_t - PW_t, \forall t \in ND,$$

$$(14)-(19), (50)-(56), (57)-(60), (61)-(64), (65)-(70).$$

Nota-se uma peculiaridade neste grupo de casos, na qual a constante CD_t é variável para cada estágio de tempo t , sendo considerado o custo de déficit um valor três vezes o preço de compra da rede principal daquele estágio de tempo t . Aqui também o mesmo é feito com a constante CC_t , contudo o mesmo valor é utilizado durante todos os estágios de tempo t . Também tem-se nesse grupo de casos $C = D1 = D2 = G = 1$.

4.4 DADOS DE ENTRADA

Conforme destacado anteriormente, a dimensão do horizonte de planejamento e o número de estágios de tempo considerados são de

extrema relevância para a definição de uma política operativa de boa qualidade. Nos resultados numéricos apresentados a seguir, é considerado um horizonte de tempo de 24 horas (i.e., $H = 24$), com discretização de tempo de um minuto (i.e., $ND = 1440$), salvo os casos comparativos. Tal nível de discretização se faz necessário para capturar os efeitos das intermitências das demandas, gerações fotovoltaicas e eólicas, rampas da MT e da CC, bem como da temperatura ambiente, cujos dados iniciais são mostrados na Figura 24.

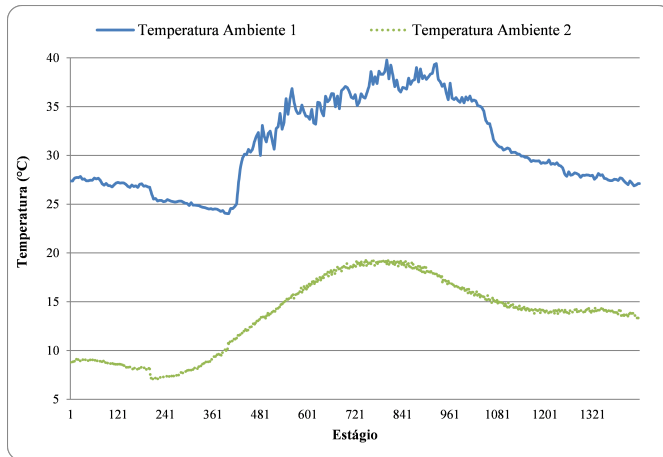


Figura 24: Dados de entrada para temperatura para os casos (i) ao (xi).

Nota-se que na Figura 24 existem duas previsões para as temperaturas ambientes que são utilizadas para as análises dos resultados dos casos (i) ao (xi), e, devido aos casos (xii) ao (xxviii) não possuírem influência da temperatura ambiente, esta não é considerada nestes. Na Figura 25 são apresentadas as tarifas utilizadas (ou preços) para compra e venda de energia elétrica da rede principal em que a microrrede está conectada.

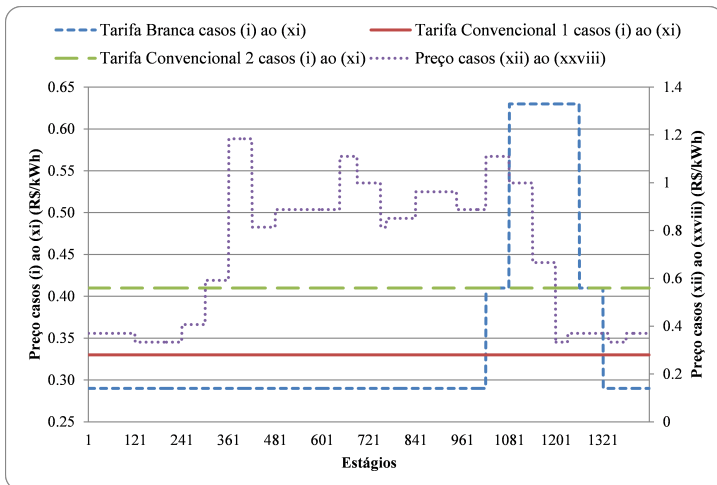


Figura 25: Dados de entrada para tarifa de compra e venda de energia com a rede principal.

Os preços de compra e venda da energia elétrica da rede principal possuem o mesmo valor, o que é comum em locais que utilizam a política de incentivo de compensação de energia, conforme já destacado no capítulo de modelagem, contudo, a modelagem genérica utilizada permite diferentes valores.

Os dados da geração fotovoltaica e geração eólica para o período considerado, para todos os casos, são apresentados na Figura 26.

Para a reserva do sistema, em relação às energias intermitentes, foi utilizado um valor de $EPV = EPW = 10\%$, do montante de energia gerada para cada instante de tempo t para todos os casos. Esse valor do erro tem influência na equação de reserva, podendo ser variável, para se testar qual o impacto real no GE.

Os dados das demandas para o período considerado são apresentados na Figura 27 para os casos (i) ao (xi), Figura 28 para os casos (xii) ao (xxi) e Figura 29 para os casos (xxii) ao (xxviii).

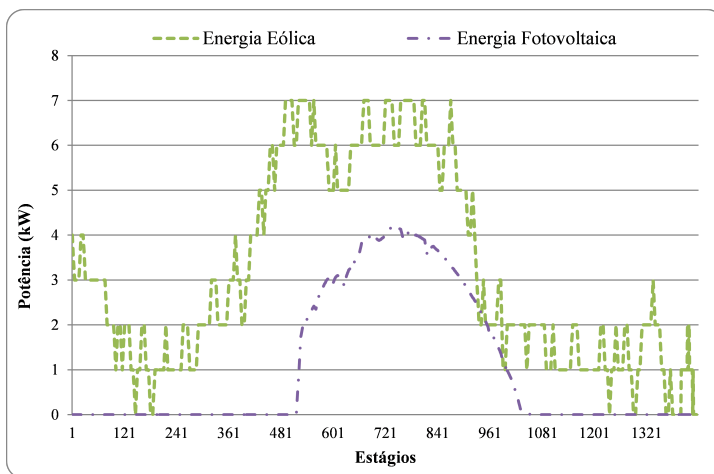


Figura 26: Valores projetados para as gerações intermitentes para todos os casos.

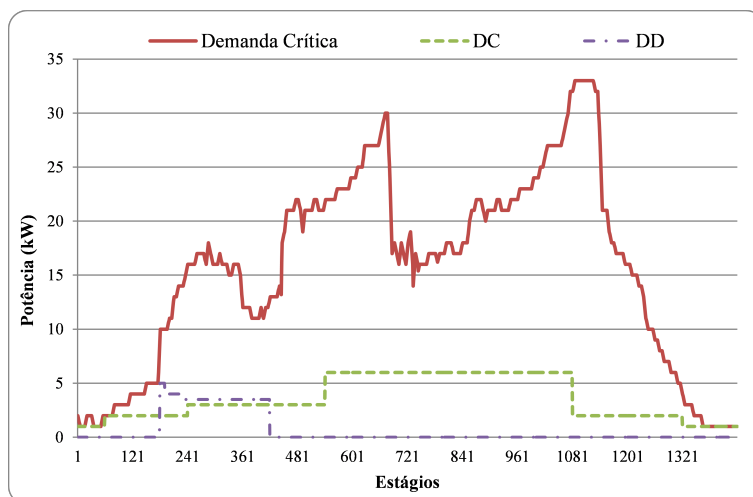


Figura 27: Valores projetados das demandas para os casos (i) ao (xi) .

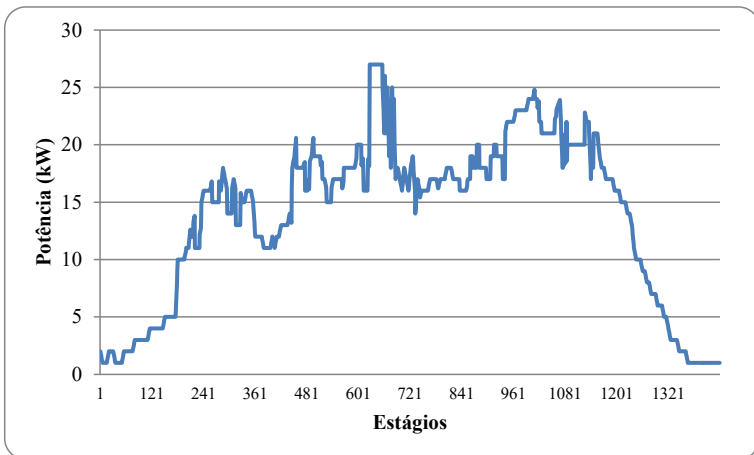


Figura 28: Valores projetados das demandas para os casos (xii) ao (xxi)

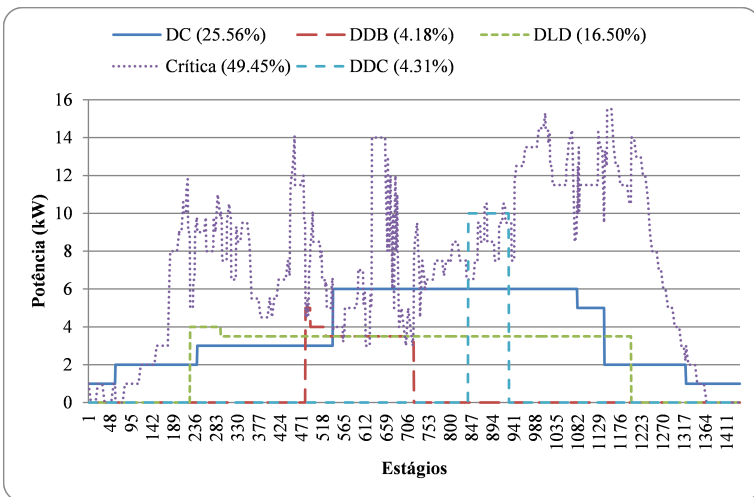


Figura 29: Valores projetados das demandas para os casos (xxii) ao (xxviii)

Para a reserva do sistema, em relação à demanda dos casos (i) ao (xxi), foi utilizado um valor de $ED = 5\%$ do montante total de demanda para cada instante de tempo t . Nos casos (xxii) ao (xxviii) não é necessário representar, já que a reserva será gerenciada pela conexão com a rede principal.

Por sua vez, a Tabela 7 apresenta os principais dados operativos de cada um dos REDs dos casos (i) ao (xi).

Tabela 7: Dados da MT, CC, bateria e demandas Casos (i) ao (xi).

MT		CC		Baterias		DC/DDB		Outros	
DDT_a	10	CF_b	0,198	CB_e	7,5	CC_c	0,8	CD	10
DT_a	0,020	CFC_b	0,01	DB_e	15	NC_c^{max}	240	CE	2
FT_a	0,080	EF_b	0,8	EBF_e	10	NDC_c^{st}	3	RB	10
MTC_a	0,006	MFC_b	0,008	EBI_e	10	ON_c	60	$PGB(S)$	15
NT_a^{st}	2	NF_b^{st}	1	EB_e^{max}	15	OFF_c	0		
P_a^{max}	30	PF_b^{max}	9	EB_e^{min}	3	IDD_{d1}	180		
PT_a^{min}	6	PF_b^{min}	7	NBC_e	0,8	FDD_{d1}	1080		
Tc_a	17,22	UDF_b	60	NBD_e	0,85	UDD_{d1}	240		
UDT_a	3			PBL_e	0				
PC_a	35,54								
α_a	0,3204								

Com relação à influência da temperatura no custo de operação da MT, a Figura 30 ilustra o conjunto de valores das funções adotadas nos testes.

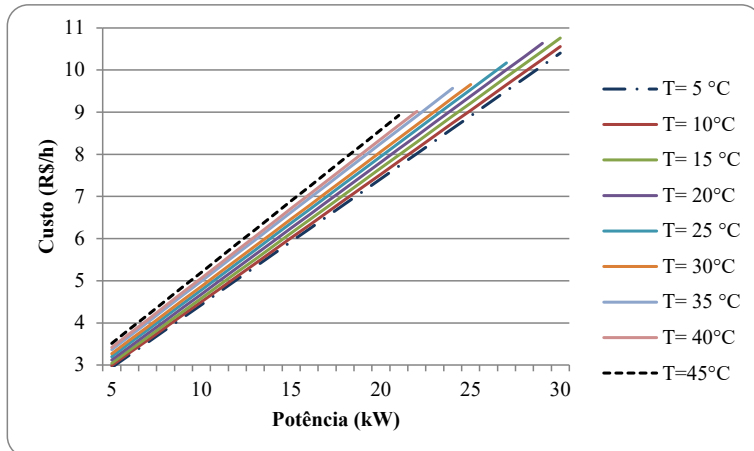


Figura 30: Curvas de custo para diferentes temperaturas para a MT para os casos (i) ao (xi).

Nota-se na Figura 30 que, quanto mais elevada for a temperatura (acima de 17,22 °C), menor a potência máxima que a MT pode alcançar e maior o custo de operação para um mesmo ponto de operação, conforme mencionado no capítulo de modelagem. A MT possui rampa de partida e desligamento, enquanto que a CC possui apenas rampa de

partida, ou pré-aquecimento. As potências geradas/consumidas durante estas partidas e desligamentos são apresentadas na Tabela 8.

Tabela 8: Dados de rampas de partida e desligamento da MT e CC (em kW) para os casos (i) ao (xi).

<i>PTU</i>	-1	1,5	3							
<i>PTD</i>	3	1	0,63	0,25	-0,13	-0,5	-0,88	-1,25	-1,63	-2
<i>PFU</i> ¹²	-1,5									

A Tabela 9 apresenta os dados para os dados da bateria de íons de lítio dos casos (xii) ao (xxi). Os valores considerados para a aquisição da bateria são de R\$/kWh 1.480 e de R\$/kWh 10,00 para o custo de déficit.

Tabela 9: Dados da bateria de íons de lítio para os casos (xii) ao (xxi).

Dados da bateria de íons de lítio														
<i>AB</i>	<i>BB</i>	<i>CB</i>	<i>DB</i>	<i>EB^{max}</i>	<i>EB^{min}</i>	<i>EBI</i>	<i>EBF</i>	<i>PBL</i>	<i>FB</i>	<i>GB</i>	<i>HB</i>	<i>SPC</i>	<i>NBC</i>	<i>NBD</i>
0,37	1,55	18	30	30	3	11,1	11,1	0	0	22×10^{-3}	24×10^{-3}	0,7	0,93	0,96

A Tabela 10 apresenta os dados para as diversas demandas nos casos (xxii) ao (xxviii). Nesses, o custo do déficit é de três vezes o valor do preço de compra.

Tabela 10: Dados das demandas para os casos (xxii) ao (xxviii).

DDB/DDC		DC/DLD	
	DDB		DC
<i>IDD_{d1}</i>	1	<i>CC_c</i>	0,93
<i>FDD_{d1}</i>	1.440	<i>NC_c^{max}</i>	3
<i>UDD_{d1}</i>	240	<i>NDC_cst</i>	320
		<i>OFF_c/ON_c</i>	60
	DDC		DLD
<i>IDD_{d2}</i>	1	<i>DLD_g^{max}</i>	3
<i>FDD_{d2}</i>	480	<i>IDLD_g</i>	60
<i>EDD_{d2}</i>	15	<i>SDLD1_g</i>	15
<i>PDD_{d2}^{min}</i>	0	<i>VDLD1_g</i>	$[-1, \dots, -1]^a$
<i>PDD_{d2}^{max}</i>	10	<i>SDLD2_g</i>	8
		<i>VDLD2_g</i>	$[0, 12; 0, 12; 0, 12; 0, 12; 0, 12; 0, 12; 0, 05; 0, 05; 0, 05]$

^a todos os valores do vetor são -1.

Para efeito de análises, todas as microgerações são consideradas desligadas no início do GE, contudo, o modelo permite que as mesmas sejam consideradas ligadas ou desligadas.

¹² Em todo período considerado

4.5 ANÁLISES DOS CASOS

4.5.1 Resultado para o Primeiro Grupo de Casos

A primeira simulação, conforme Tabela 4, considera os seguintes aspectos:

- Operação ilhada;
- Somente demanda crítica;
- Previsão de temperatura ambiente 1 mostrada na Figura 24.

A Figura 31 mostra o despacho obtido pelos REDs da microrrede ao longo do horizonte de planejamento, cujo custo total da operação foi de R\$ 89,10.

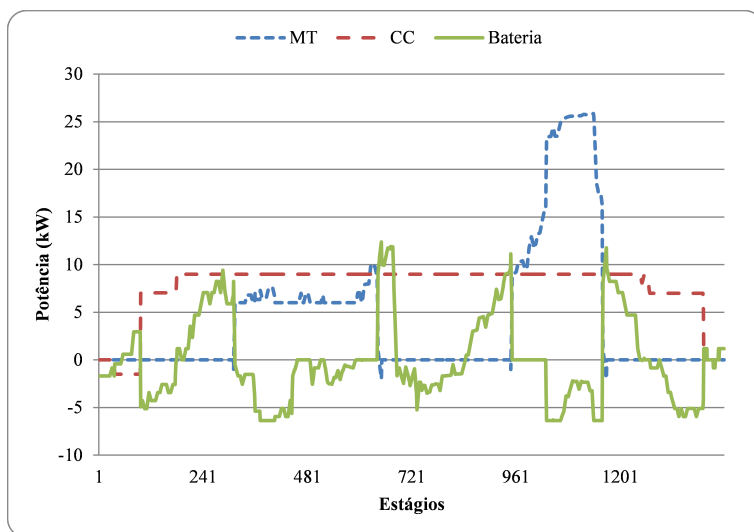


Figura 31: GE Caso (i).

Nota-se que na Figura 31 são apresentados os dados referentes às potências geradas pela MT e pela CC, bem como as potências de carga e descarga da bateria. O modelo da SOCC implementada considera que existe um consumo de energia elétrica constante com duração de uma hora para o aquecimento das células antes da partida, o que também pode ser verificado na Figura 31 do estágio 37 ao estágio 96. A CC então fica operando até o estágio 1391, quando o desligamento ocorre.

Pode-se verificar que esta opera na maioria do tempo em sua potência máxima, pois o custo de combustível é menor que o custo da MT.

Como a MT possui um custo de operação maior que o custo da CC, espera-se que esta somente opere quando a soma das potências geradas pela bateria e pela CC não for suficiente para atender à demanda e à reserva do sistema. Em alguns momentos, a energia excedente da MT também é utilizada para carregar as baterias. A restrição de máximo número de partidas da MT (duas vezes) é atingida no período considerado. Tanto a partida quanto o desligamento da MT seguem as rampas especificadas no modelo, sendo estas apresentadas na Figura 32.

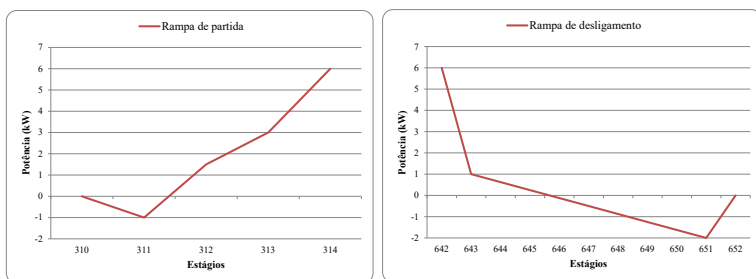


Figura 32: Rampas de partida e desligamento da MT - Caso (i).

Verifica-se que os valores das rampas de partida e de desligamento são fiéis aos apresentados nos dados da Tabela 8.

Para o Caso (i), a bateria iniciou com 66,67% da energia máxima e terminou o período de análise com o mesmo valor (isso é uma restrição deste caso). A potência da bateria utilizada em cada estágio foi apresentada na Figura 31 e a energia em cada instante de tempo é apresentada na Figura 33.

Constata-se na Figura 33 que a bateria tem aproximadamente quatro ciclos de carga/descarga nesta operação do Caso (i). Essa informação é importante no GE devido à vida útil da bateria ser ligada à quantidade de descargas e a profundidade destas, conforme apresentado na Tabela 3.

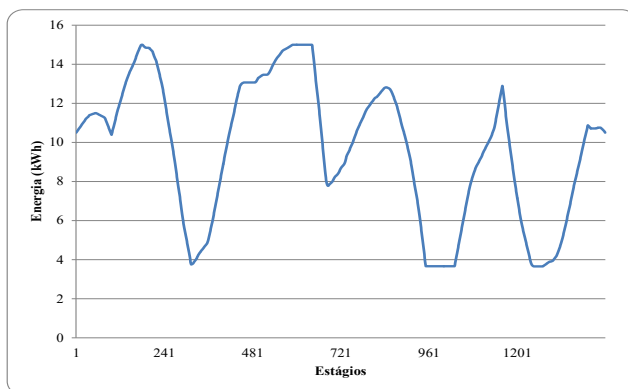


Figura 33: Energia da bateria para Caso (i).

Para a segunda simulação, aqui denominada como Caso (ii), foi diminuída a produção da geração eólica e da geração solar em 50%. A Figura 34 mostra o despacho obtido pelas REDs da microrrede ao longo do horizonte de planejamento, cujo custo total da operação foi de R\$ 109,21, isto é, um aumento de aproximadamente 22,6% em relação ao Caso (i). O aumento no custo total era esperado devido à diminuição da geração intermitente. De todo modo, o objetivo deste caso é ilustrar a necessidade de uma boa previsão de geração intermitente.

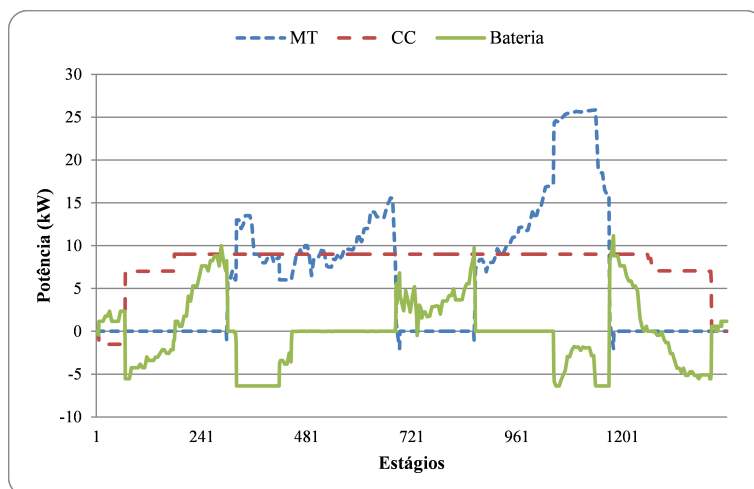


Figura 34: GE Caso (ii).

Atenta-se que o novo GE possui diferenças operativas em relação ao Caso (i). Dentre as principais mudanças estão o aumento de geração da CC e da MT, bem como nos ciclos de carga e descarga da bateria.

A partida da MT, em seu primeiro ciclo de partida e desligamento, se inicia 12 estágios antes que o Caso (i), com o desligamento ocorrendo 42 estágios após o Caso (i). O segundo ciclo da MT é iniciado com mais antecedência, 82 estágios, enquanto que o desligamento é realizado com mais 14 estágios de diferença. Ao todo no caso a MT permanece ligada 2 horas e 30 minutos a mais que o Caso (i) com 43,63 kWh a mais de geração. A operação da CC também possui diferenças em relação ao Caso (i), operando 42 minutos a mais que o Caso (i) e produzindo 5,21 kWh a mais de geração. Os novos ciclos de energia da bateria são apresentados na Figura 35.

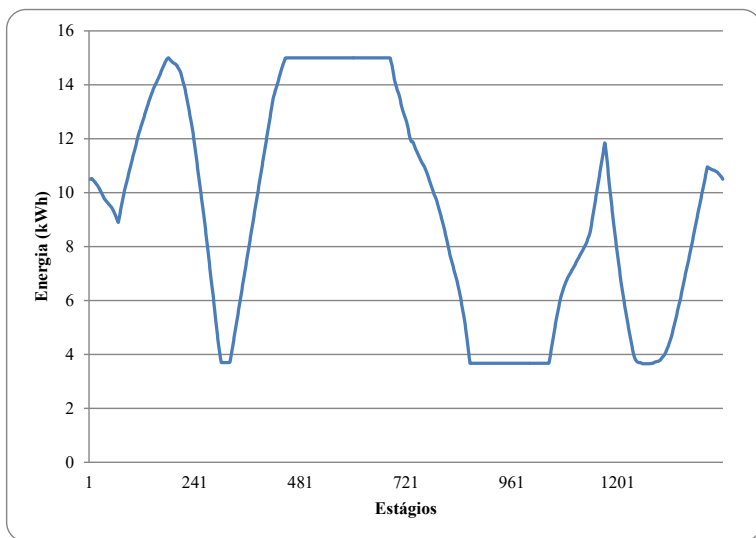


Figura 35: Energia da bateria para o Caso (ii).

O número de ciclos da bateria diminuiu em relação ao Caso (i), o que pode aumentar a vida útil da mesma.

Um fator que pode modificar também o GE é a temperatura ambiente. Nesse sentido, é suposto agora uma nova simulação, denominada Caso (iii), em que a diferença para o Caso (i) é a previsão de temperatura ambiente. Em vez de se utilizar a Temperatura Ambiente 1 da Figura 24, utiliza-se a Temperatura Ambiente 2 desta mesma

figura, sendo esta com valores inferiores. O resultado referente ao despacho associado ao Caso (iii) é apresentado na Figura 36.

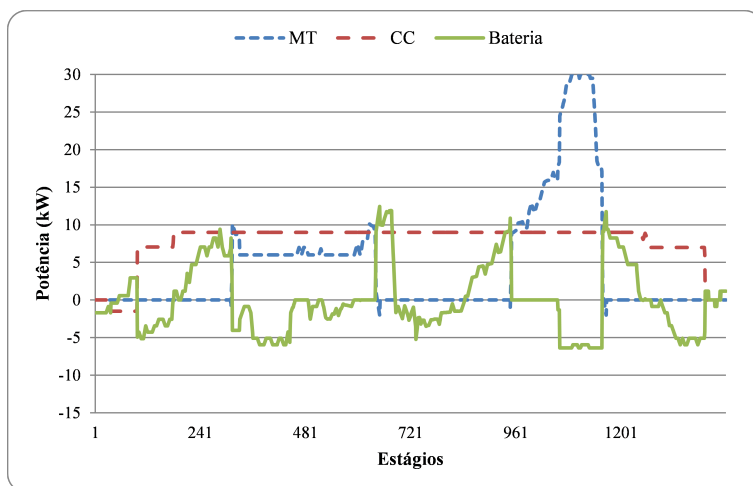


Figura 36: GE Caso (iii).

A operação da CC não tem diferença em relação ao Caso (i), enquanto que a MT e a bateria possuem pequenas diferenças. A MT fica em estado operativo três estágios a menos no segundo ciclo de operação, se comparada ao Caso (i), enquanto a potência em cada estágio também muda. A bateria acompanha estas alterações de potência da MT, mas seus ciclos de energia são bem parecidos com o Caso (i).

Com relação ao custo total, o valor passou de R\$ 89,10 do Caso (i) para R\$ 85,47 no Caso (iii) o que representa uma diminuição de aproximadamente 4%. Esta diminuição do custo é devida às novas curvas de custo para cada temperatura ambiente em cada estágio da MT, conforme Figura 30, menor quantidade de estágios operativos da mesma com mais potência.

Como os armazenadores de energia, e neste caso as baterias, desempenham um papel importante na microrrede, as próximas análises (Casos (iv) e (v)) são referentes à sua alteração, mais especificamente o valor da energia inicial e final da mesma. Para esta análise é suposto, Caso (iv), que o estado final da bateria seja alterado para $EBF = 4,5$ kWh e, Caso (v), o estado inicial seja alterado para $EBI = 4,5$ kWh. Assim, os ciclos de bateria dos casos (iv) e (v) são apresentados na Figura 37.

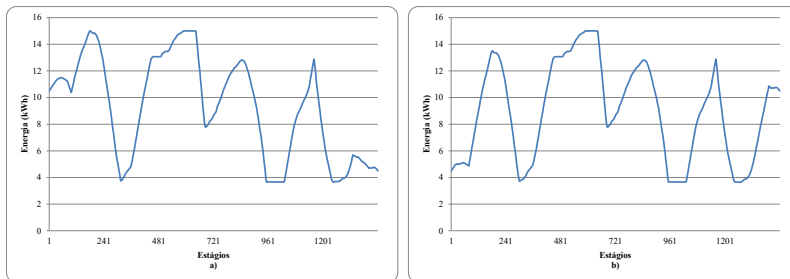


Figura 37: Ciclos de bateria: a) Caso (iv) e b) Caso (v)

É perceptível que não se tem diferenças entre os estágios intermediários, havendo, portanto, somente diferenças no início e ao final do horizonte considerado. No Caso (iv) a bateria inicia com um valor maior de energia e termina com um valor menor, ou seja, esta diferença de energia é considerada como ganho para o sistema, enquanto que no Caso (v) acontece o contrário. O que se pode concluir é que o custo total esperado para o Caso (iv) seja menor que o custo do Caso (i), enquanto que o valor esperado do Caso (v) seja maior. O resultado apresenta que os custos totais foram de R\$ 87,65 para o Caso (iv) e de R\$ 90,93 para o Caso (v). Nota-se que a média de custo dos casos (iv) e (v) é similar ao Caso (i); contudo, essa afirmação pode não ser verdadeira para outras situações, tendo-se que avaliá-los sempre.

Como uma das premissas da microrrede é operar conectada com rede da distribuidora, dadas as políticas de incentivos adotadas para a mini e microgeração no Brasil, algumas simulações são realizadas nesta configuração operativa. A primeira simulação, denominada aqui de Caso (vi), é referente à adoção da Tarifa Convencional 1, mostrada na Figura 25, com o sistema de compensação de energia. Neste cenário, as decisões de geração e de intercâmbio de energia com a rede podem ser vistos na Figura 38.

Vale lembrar que a potência máxima de importação/exportação e energia da microrrede com a rede principal é de 15 kW para cada estágio de tempo t .

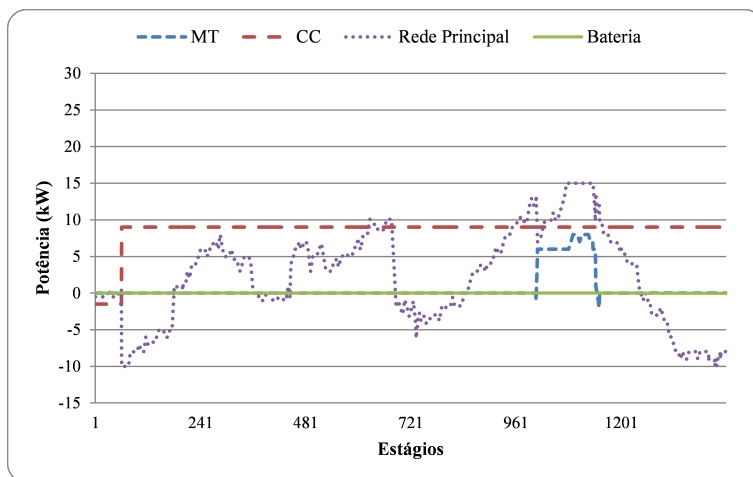


Figura 38: GE - Caso (vi).

Como o valor incremental da tarifa é menor que o custo incremental da geração da MT, esta última tem prioridade sobre o despacho. Entretanto, a tarifa ainda é maior que o custo incremental da geração da CC, o que faz com que esta seja despachada prioritariamente durante todo o período. As baterias não são utilizadas porque possuem um custo incremental maior (indiretamente devido à eficiência na carga e descarga) em relação às demais possibilidades. A MT somente entra em operação durante o maior pico de energia elétrica para garantir a segurança do sistema para o caso da desconexão da rede principal.

O custo total do GE do Caso (vi) é de R\$ 69,13. Nota-se que a possibilidade de compra e venda de energia elétrica da microrrede é economicamente interessante devido a uma redução de aproximadamente 29% no custo total, comparando-a com o Caso (i). O total de energia importada da microrrede é de 94,78 kWh, enquanto o total de energia exportada é de 41,54 kWh; portanto, a concessionária de energia elétrica recebe R\$ 17,57 do valor total da operação da microrrede. Se não houvesse nenhum RED na microrrede, o valor de compra de energia seria de R\$ 123,93. Esse dado é importante para uma análise econômica da viabilidade de implementação da microrrede.

A segunda simulação da microrrede com a operação conectada, definida aqui como Caso (vii), é com a Tarifa Convencional 2, da Figura 25. Os resultados associados com a geração e intercâmbio de energia do modelo do GE do Caso (vii) são apresentados na Figura 39:

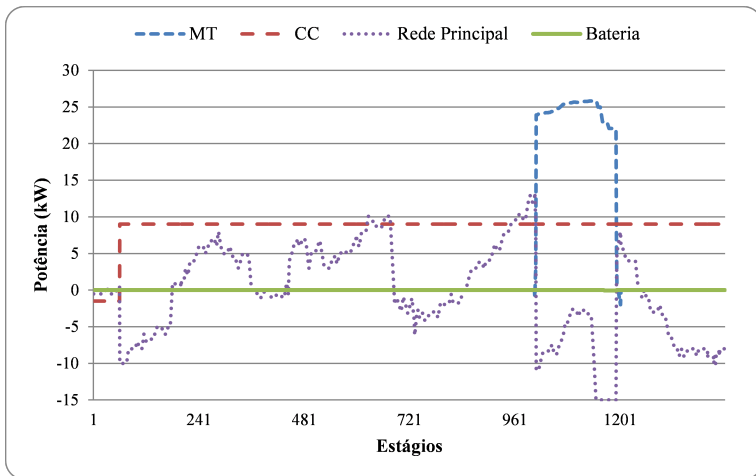


Figura 39: GE Caso (vii).

A única alteração nos dados de entrada em relação ao Caso (vi) é o valor da tarifa. Já no GE constata-se uma alteração em relação à operação da MT e a quantidade de energia importada/exportada para a rede, principalmente durante o estágio $t = 1010$ até o $t = 1192$. Como a MT é ligada para atender os requisitos de reserva, o GE a liga um pouco antes, com a potência máxima, já que o custo é menor que com a potência menor, exportando energia para a rede principal. O total de energia importada da rede principal é de 59,92 kWh, enquanto o total de energia exportada é de 67,13 kWh. Considerando a existência de um sistema de compensação de energia, no futuro, esta microrrede poderia utilizar estes 7,21 kWh de crédito de energia.

O custo total de operação da microrrede é de R\$ 70,48, com os créditos de energia já descontados, o que significa um aumento de aproximadamente 1,9% no custo total em relação ao Caso (vi). Com este aumento na tarifa convencional, a receita total da concessionária de energia elétrica é zero.

A próxima simulação, denominada Caso (viii), é com a Tarifa Branca, apresentada da Figura 25. Essa tarifa possui um diferencial em relação aos horários de utilização, sendo três horas consecutivas de ponta em que o valor é o maior, uma hora posterior e anterior ao horário de ponta em que o valor é intermediário e os demais horários com o valor menor. Se a demanda fosse constante o valor médio desta tarifa seria de 0,33 R\$/kWh, assim como o Caso (vi). O GE do Caso (viii) é apresentado na Figura 40.

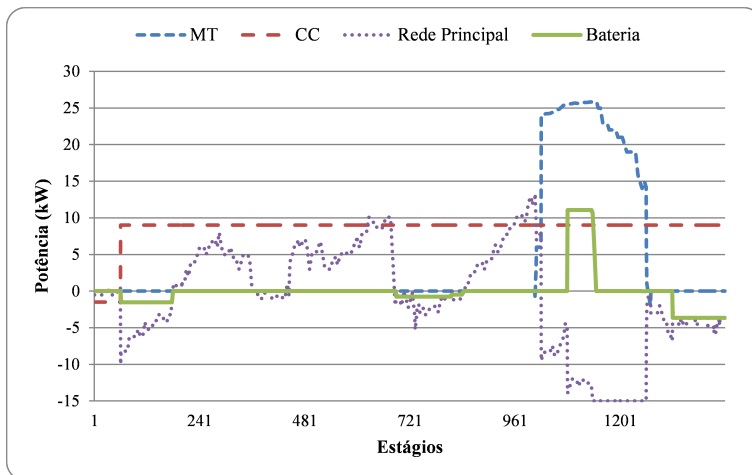


Figura 40: GE Caso (viii).

A primeira alteração perceptível em relação aos casos (vi) e (vii) é a utilização das baterias. Como no ciclo completo das baterias a eficiência é de 68% e a relação entre as tarifas de ponta e fora de ponta é de 46%, a utilização das baterias para se carregar com a tarifa fora de ponta e descarregar na tarifa de ponta diminui o custo total. A bateria somente não é mais utilizada porque o custo incremental de operação da MT é menor que o custo incremental da tarifa de ponta e intermediária, fazendo com que o valor máximo de energia exportada para a rede de 15 kW seja atingido durante boa parte destes horários.

A energia total importada da rede principal é de 57,54 kWh, enquanto que a energia exportada é de 77,75 kWh. Os créditos de energia, neste caso, devem ser contabilizados proporcionalmente ao valor da tarifa de cada horário, assim sendo, este é maior que somente a diferença de 20,21 kWh entre a energia importada e exportada.

O custo total de operação da microrrede é de R\$ 59,58, com os créditos de energia já descontados, o que significa uma diminuição de aproximadamente 16% no custo total em relação ao Caso (vi).

Os próximos três casos, casos (ix), (x) e (xi), consideram, além da demanda crítica, uma DC e uma DDB, conforme a Figura 27.

Para o Caso (ix) são propostas as mesmas condições apresentadas no Caso (viii), incluídas a DDB e a DC. O resultado do GE é apresentado na Figura 41.

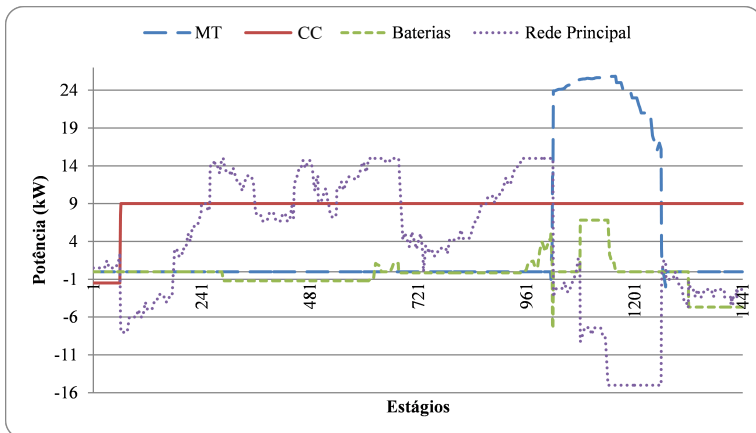


Figura 41: GE Caso (ix).

Comparando-se os casos (ix) e (viii) nota-se que a diferença do GE devido à inclusão das demandas controláveis DDB e DC foi praticamente absorvida pela rede principal, não se alterando significativamente os modos operativos dos REDs. O custo total foi de R\$ 92,88, o que também não é um aumento significativo. A DDB foi iniciada em $t = 260$, finalizando-se o seu suprimento em $t = 500$, estando entre a faixa de início ($t = 180$) e término ($t = 600$), conforme esperado.

Nos casos (x) e (xi) são extrapolados alguns valores de demanda e de geração intermitente para poder gerar o déficit e o excesso de energia no problema do GE.

A diferença do Caso (ix) para o Caso (x) está na demanda crítica que é multiplicada por 2 (dois), assim espera-se que o modelo determine em quais momentos deve-se cortar a DC. O GE deste caso é apresentado na Figura 42.

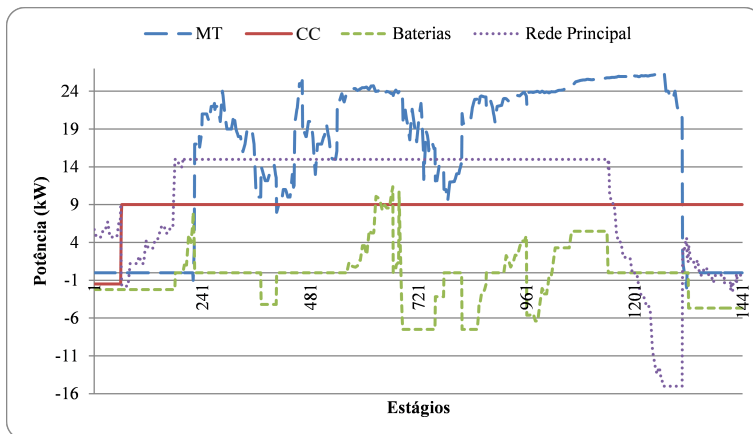


Figura 42: GE Caso (x).

O custo total do GE foi de R\$ 405,30, sendo este um acréscimo significativo em relação aos outros casos. Verifica-se que com a nova demanda, o GE é alterado de forma significativa, assim, a MT passa a operar por um período maior, utilizando-se mais as baterias e sendo necessária uma maior importação de energia da rede principal. A DDB e a DC são apresentadas na Figura 43.

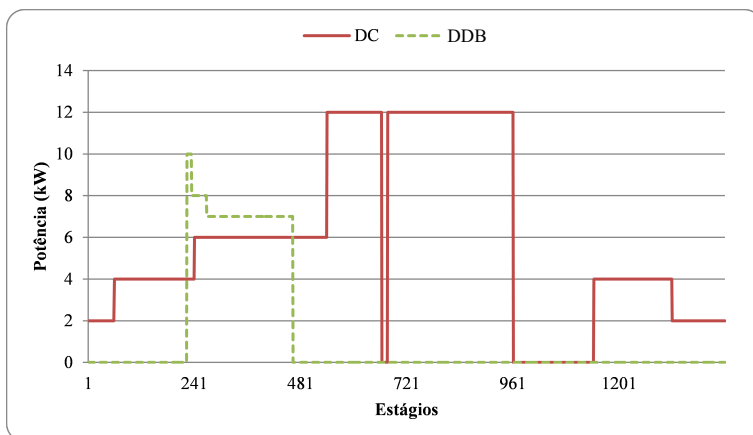


Figura 43: DDB e DC Caso (x).

A DDB é iniciada em $t = 230$ e a DC é interrompida por duas vezes, conforme a Figura 43. Nota-se que o período de corte e o número

de cortes na carga não são maiores que os delimitados nos dados de entrada.

O último Caso (*xi*) que é apresentado neste primeiro grupo é similar ao Caso (*ix*), mas com diferença na geração intermitente eólica e fotovoltaica, que são multiplicadas por 4 (quatro) e 5 (cinco), respectivamente. Este caso tem o propósito de simular uma geração intermitente muito significativa em relação à demanda e ao máximo de energia que pode ser exportada para a rede principal e a capacidade das baterias. O resultado do GE do Caso (*xi*) é apresentado na Figura 44.

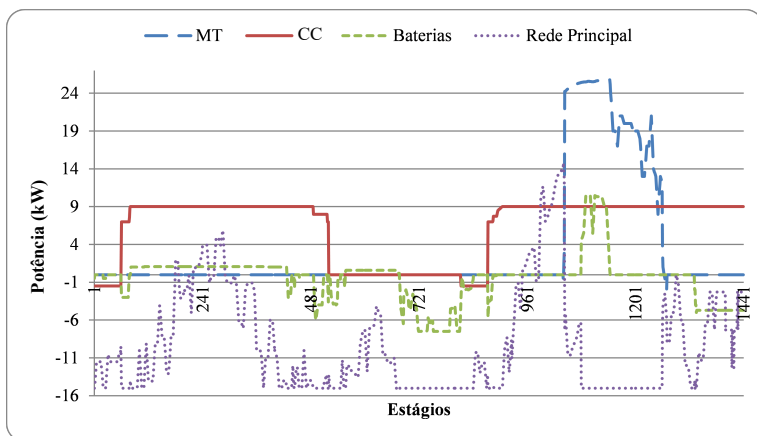


Figura 44: GE Caso (*xi*).

O custo do GE neste caso teve um valor negativo de R\$ -11,49, o que se caracteriza com um valor recebido pela operação. Com relação à política de operação dos REDs nota-se uma alteração significativa na operação. Pela primeira vez a CC é iniciada mais de uma vez, enquanto há energia exportada para a rede de distribuição em quase todos os estágios, salvo alguns períodos. As baterias são bastante utilizadas neste caso, sendo necessárias em períodos de excesso de geração intermitente e também para serem despachadas quando o valor de venda de energia para a rede é maior que o de compra. Para ilustrar melhor a DD e a geração intermitente é apresentada a Figura 45.

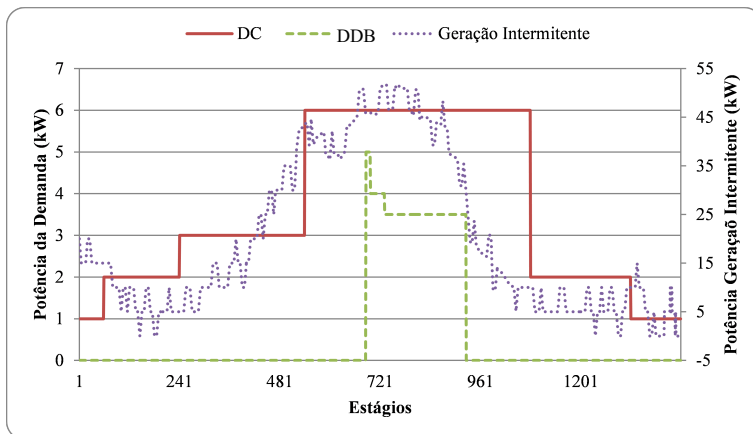


Figura 45: DDB, DC e geração intermitente para o Caso (xi).

Nota-se que neste caso a DD é iniciada no período em que a geração intermitente é maior, sendo iniciada em $t = 687$, não havendo corte da DC em nenhum período, o que era esperado.

Nos casos (x) e (xi) existem o déficit e excesso de geração, respectivamente, sendo que os mesmos podem ser visualizados na Figura 46.

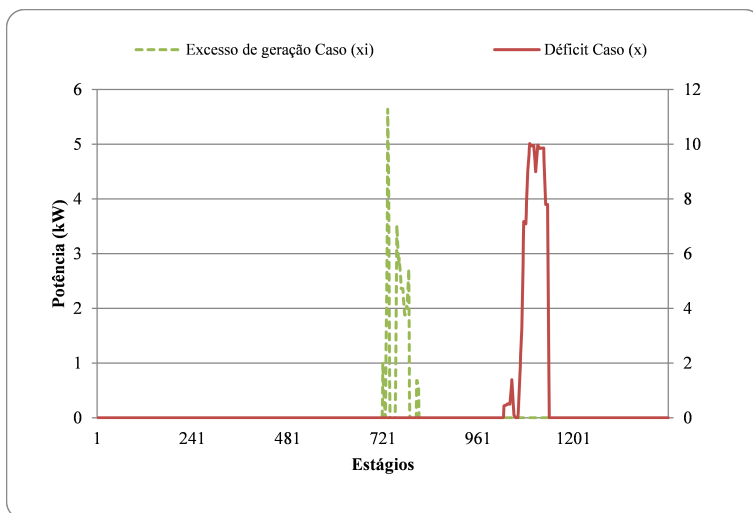


Figura 46: Déficit e excesso de geração para os casos (x) e (xi).

Devido à modelagem proposta é perceptível que o déficit do Caso (x) somente ocorra quando a possibilidade de cortar cargas e de despacho total de geração já foram exploradas. O mesmo ocorre com o excesso de geração do Caso (xi), que somente ocorre quando todos os REDs já estão desligados.

Para melhor comparar os resultados do modelo computacional desse primeiro grupo de casos, uma tabela resumo é apresentada:

Tabela 11: Resumo dos resultados do primeiro grupo de casos.

Resumo dos Estudos de Casos			
Caso	Custo GE (R\$)	Convergência	
		Tempo (s)	Gap (%) após 1 min
(i)	89,10	127,2	0,3
(ii)	103,21	18,9	
(iii)	85,47	76,3	0,2
(iv)	87,65	98,6	0,2
(v)	90,93	183,1	0,4
(vi)	69,13	8,5	
(vii)	70,48	11,9	
(viii)	59,58	8,3	
(ix)	92,88	17,9	
(x)	405,30	18,8	
(xi)	-11,49	43,2	

Nota-se que o GE da microrrede, no modo conectado com a rede principal, o tempo de convergência do algoritmo foi abaixo do valor da discretização de tempo proposta de sessenta segundos, enquanto que, com a operação no modo ilhado, somente uma vez se atingiu a conversão pelo tempo de convergência. Apesar da convergência do algoritmo apresentar um tempo maior que a discretização de tempo proposta, as políticas encontradas no tempo limite também são políticas boas, pois, estas possuem menos de 0,5% de erro em relação a política ótima. Estes erros, ou desvios, foram em sua maioria do tipo *lower bound*, assim, o acréscimo de cortes estruturais no modelo pode ajudar a melhorar o tempo convergência.

O modelo de otimização da microrrede para o primeiro grupo de casos, com o horizonte de planejamento diário e discretização de um minuto, possui 30.000 variáveis, sendo 17.280 variáveis binárias e 18.720 variáveis contínuas. A dimensionalidade do problema pode ser verificada conforme a Tabela 12.

Tabela 12: Dimensionalidade do problema para o primeiro grupo de casos.

RED/ Bateria/ Rede/ GE	Variáveis		Restrições	
	Contínuas	Binárias	Para cada estágio	Para todos os estágios
MT	1	3	6	1
CC	2	3	8	1
Bateria	4	1	6	0
DC	1	3	4	2
DDB	1	1	1	1
Rede princ.	2	1	6	0
GE	2	0	2	0
Total para 1440 estágios	18.720	17.280	47.520	5

Nota-se assim a influência na quantidade de variáveis e restrições adicionadas ao problema para cada um dos REDs, das demandas e os que são intrínsecos do problema.

4.5.2 Resultado para o Segundo Grupo de Casos

Conforme descrito anteriormente, o segundo grupo de casos possui o intuito de investigar a modelagem da bateria de íons de lítio face às modelagens encontradas na literatura. O primeiro caso deste grupo, o Caso (xii) é o caso que considera a função de custo da degradação real dessa bateria, bem como as peculiaridades de operação já descritas no capítulo da modelagem. Assim, o resultado para o GE do Caso (xii) é dado conforme a Figura 47 e a energia apresentada na Figura 48.

Destaca-se que, para este segundo grupo de casos, as linhas contínuas para as figuras do GE representam a carga e descarga da bateria, com os valores positivos para a potência de descarga e negativos para a carga, enquanto as linhas pontilhadas são a exportação e importação de energia da rede, com valores negativos para a exportação e os valores positivos para a importação.

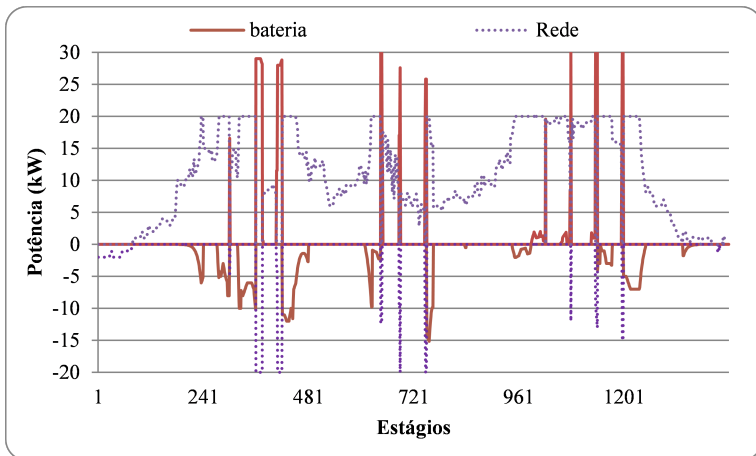


Figura 47: GE para o Caso (xii).

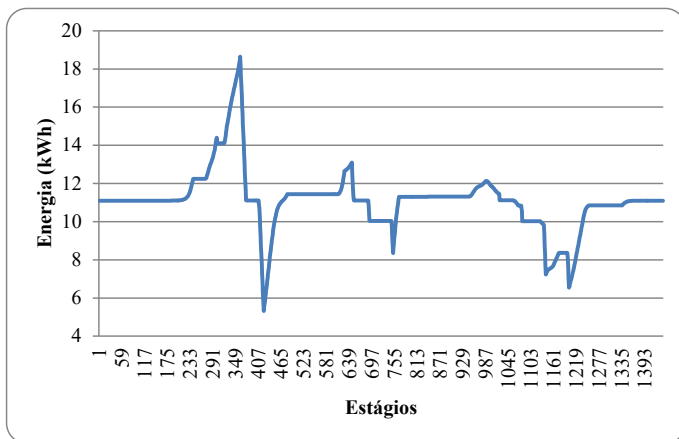


Figura 48: Energia da bateria (SOC) de íons de lítio para o Caso (xii).

A Figura 47 apresenta o GE do Caso (xii) com a potência da bateria de íons de lítio e do intercâmbio com a rede principal. A descarga da bateria ocorre principalmente quando o preço de importar energia é alto, conforme apresentado na Figura 25, ou quando a potência máxima importada da rede (20 kW) não é suficiente para suprir a demanda líquida, que acontece três vezes entre os estágios $t = 990$ e $t = 1140$. Conforme a energia da bateria na Figura 48, para um mesmo preço de energia durante um período de tempo, a carga ocorre sempre mais próximo da descarga ou quando o preço é bastante baixo, sendo

mantida a proximidade do ponto SOC próximo ao menor custo, conforme Figura 21. O custo total do GE do Caso (xii) é de R\$ 180,45, considerando o custo de degradação da bateria.

O custo do GE sem a bateria é R\$ 225,66, considerando o custo incremental de déficit de três vezes o custo de importação, quando a potência de importação máxima possível da rede não é suficiente para suprir a demanda. A função objetivo, resultante do Caso (xii) representa 20,03% a menos do que o GE sem a bateria de íons de lítio. O custo da degradação da bateria de íons de lítio é R\$ 3,96, já incluso no custo do GE final.

Os resultados para os casos (xiii) e (xiv) são apresentados na Figura 49 a Figura 52.

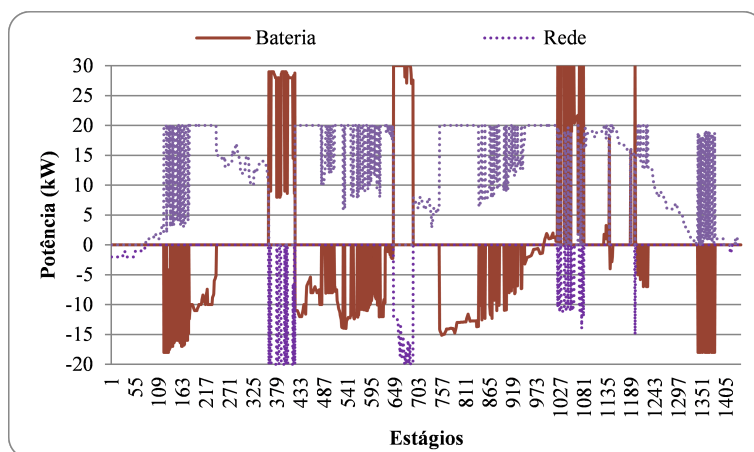


Figura 49: GE para o Caso (xiii).

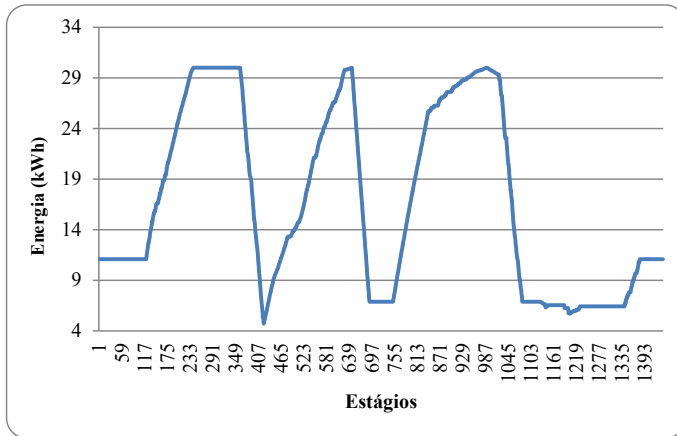


Figura 50: Energia da bateria (SOC) de íons de lítio para o Caso (xiii).

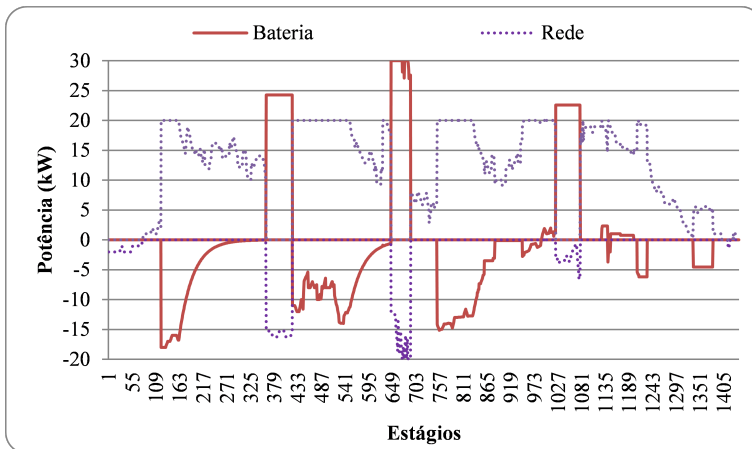


Figura 51: GE para o Caso (xiv).

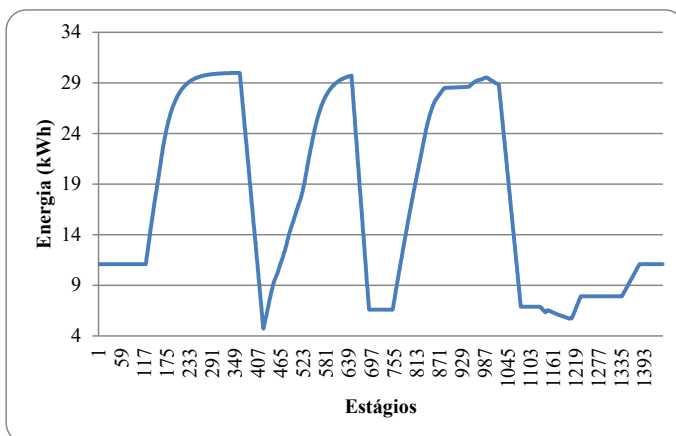


Figura 52: Energia da bateria (SOC) de íons de lítio para o Caso (xiv).

No Caso (xiii), como não há restrições de rampa de carga, após o custo para uma descarga pulsante e qualquer custo de degradação, a solução do GE é muito diferente do Caso (xii), como mostrado na Figura 49. O resultado apresenta uma utilização intensa da bateria, com três ciclos completos, como apresentado na Figura 50. O GE do Caso (xiv) se difere do Caso (xiii) devido à inclusão das restrições no modelo, como mostrado na Figura 51. As características de carga e de descarga são evidentemente diferentes, mas com o mesmo número de ciclos como é perceptível na Figura 50 e Figura 52. Notam-se no comparativo entre as duas curvas de energia a rampa que é formada após 70% do SOC da bateria, pois, a Figura 52 mostra a influência da utilização da equação que considera o modo de carregamento com a tensão constante.

O custo da função objetivo para os casos (xiii) e (xiv) são de R\$ 160,40 e R\$ 164,28, respectivamente. Estes valores não são reais, pois ainda dever-se-ia considerar o custo de degradação real da bateria de íons de lítio para cada caso. Estes custos de degradação são de R\$ 145,97 e R\$ 155,07, respectivamente.

Os resultados para os casos (xv) e (xvi) são apresentados na Figura 53 e Figura 54.

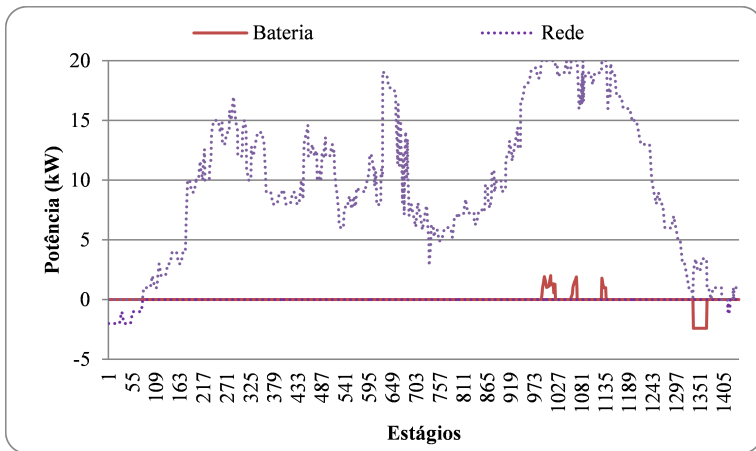


Figura 53: GE para o Caso (xv).

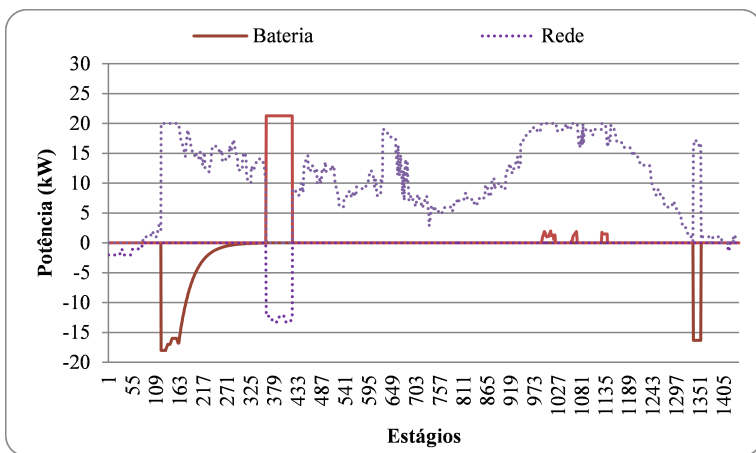


Figura 54: GE para o Caso (xvi).

Devido ao elevado custo incremental considerado para o uso da bateria de íons de lítio, o GE do Caso (xv), na maioria do tempo, não usa a bateria, apenas quando a importação de energia da rede para suprir a demanda não é suficiente, como mostrado na Figura 53. O Caso (xvi) tem a metade do custo incremental, então, a bateria também é utilizada quando o preço da rede é baixa para carregar (entre $t = 121$ e $t = 360$) e é descarregada quando o preço é alto (entre $t = 361$ e $t = 420$). Este uso reduz o GE de R\$ 186,00 para R\$ 178,85 (sem desconsiderar o custo incremental). Além disso, esta diferença de preços não considera o custo

da degradação real. Se o custo da degradação for considerado, o Caso (xv) é melhor do que o Caso (xvi), já que os custos de degradação são de R\$ 0,37 e R\$ 72,37, respectivamente.

O GE dos casos (xvii), (xviii) e (xix) são apresentados na Figura 55, Figura 56, e Figura 57.

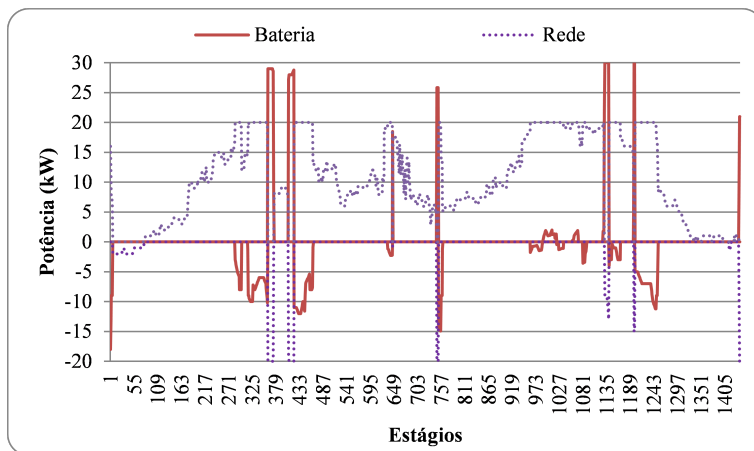


Figura 55: GE para o Caso (xvii).

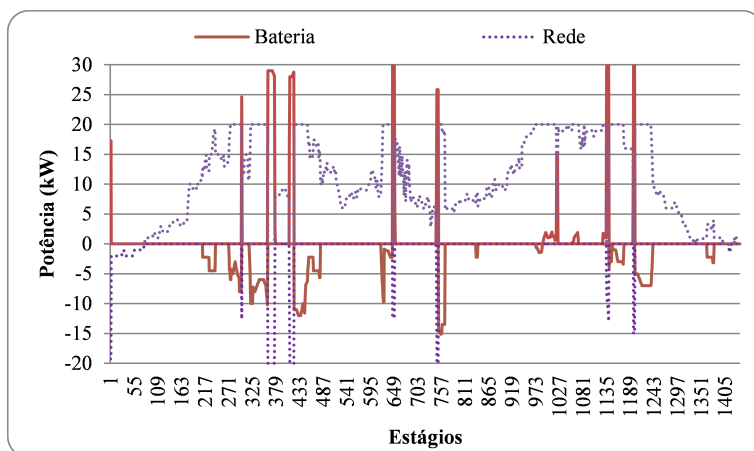


Figura 56: GE para o Caso (xviii).

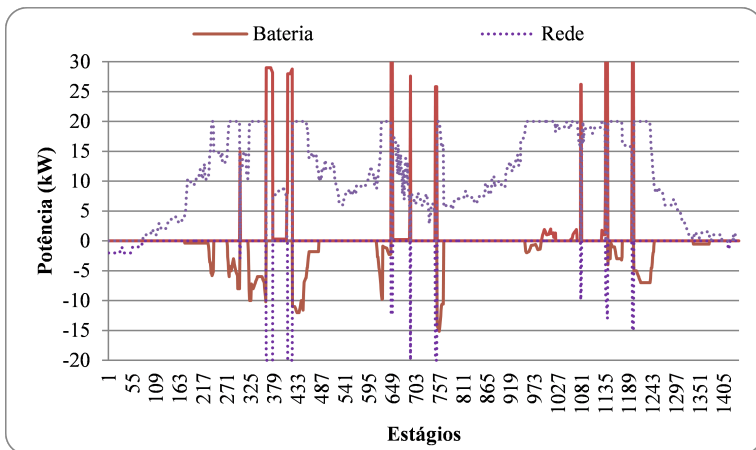


Figura 57: GE para o Caso (xix).

Conforme apresentado na Figura 55, Figura 56, e Figura 57, esses casos utilizam a linearização por partes dos custos de degradação da bateria de íons de lítio possuem um GE bastante parecido com o Caso (xii). Os custos respectivos são de R\$ 183,19, R\$ 180,89 e R\$ 180,49, assim, bastantes próximos ao custo do Caso (xii). Estas diferenças poderiam ser maiores, dependendo do uso da bateria e das aproximações lineares (por exemplo, máximo de R\$ 22,20 para o custo da degradação do SOC, conforme apresentado na Figura 21, com $H = 24$ e com 5 equações lineares). A diferença no tempo computacional também deve ser considerada. A precisão da aproximação depende do número de retas. Quanto mais retas, melhor a precisão, contudo, a adição de muitas retas gera um aumento significativo do tempo computacional.

A Figura 58 apresenta os resultados do Caso (xx) considerando o número de estágios de tempo $ND = 144$.

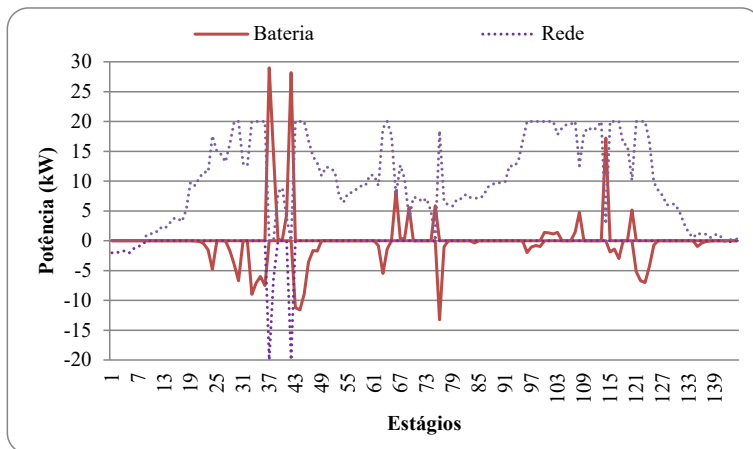


Figura 58: GE para o Caso (xx).

Comparando o Caso (xx) com o Caso (xii), é possível observar o mesmo comportamento das soluções, embora com menos precisão. No Caso (xii), o número de estágios de tempo é o mesmo que a quantidade de tempo necessário para considerar a exigência de reserva (10 min.). Como consequência da exigência de reserva, o Caso (xii) apresenta uma gestão melhor do que o Caso (xx), pois carece de precisão em detalhes de potências de pico. Os picos de exportação e as características intermitentes também não estão no mesmo nível que uma maior discretização, o que poderia resultar em problemas de transação de energia com a rede principal, ou poderia exceder os limites físicos.

O Caso (xxi) é bastante similar ao Caso (xx), contudo sem a possibilidade de controle da potência de carga da bateria, assim o GE é dado conforme a Figura 59.

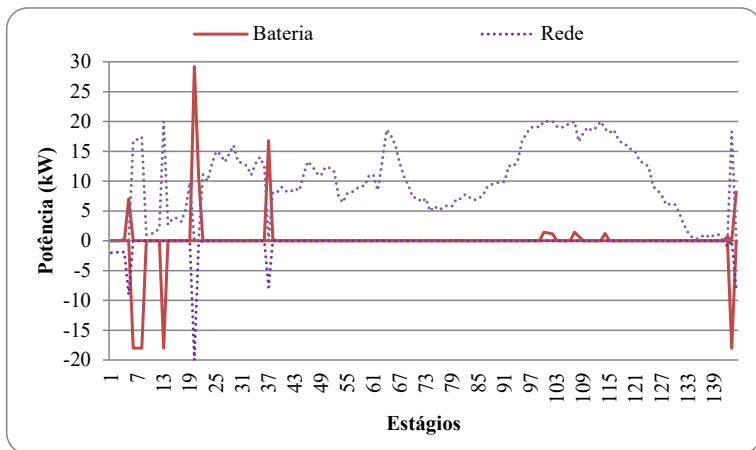


Figura 59: GE para o Caso (xxi).

Com a modelagem proposta para o Caso (xxi) não foi possível resolver o GE com 1440 intervalos de tempo em 60 s, devido ao aumento das variáveis binárias e as novas restrições, assim, foi utilizada uma discretização de 144 estágios de tempo. A carga ocorreu cinco (5) vezes durante o horizonte de planejamento, nos estágios $t = 6-8, 13,$ e $143,$ com o valor da potência de carga como dado de entrada.

A Tabela 13 apresenta um resumo dos casos com valores, tamanho do problema e tempos computacionais.

Tabela 13: Resumo resultado dos estudos do segundo grupo.

Caso	Variáveis ^a (c) cont. (b) bin.	Restrições ^a	Função Objetivo (R\$)	Custo de degrad. (R\$)	Tempo Comp. (s)
(xii)	12.858 (c) 2.880 (b)	18.466	180,45	3,96 ^b	6,43
(xiii)	9.932 (c) 2.880 (b)	11.277	160,40	145,97	0,46
(xiv)	12.819 (c) 2.880 (b)	18.427	160,58	155,07	1,01
(xv)	12.819 (c) 2.880 (b)	18.427	186,00	0,37	0,63
(xvi)	12.819 (c) 2.880 (b)	18.427	178,75	72,37	0,73
(xvii)	15.729 (c) 2.880 (b)	28.393	183,19	4,74 ^b	1,28
(xviii)	15.733 (c) 2.880 (b)	55.145	180,89	4,14 ^b	3,14
(xix)	15.735 (c) 2.880 (b)	108.805	180,49	3,92 ^b	5,47
(xx)	1.282 (c) 288 (b)	1.840	180,71	3,96 ^b	0,08
(xxi)	1.133 (c) 576 (b)	2.396	193,99	10,76 ^b	1,61

^a após o pré solve do Gurobi

^b Incluso no GE

Com relação ao desempenho computacional, o Caso (xii), com o custo quadrático e as novas restrições, tem o maior tempo de execução, conforme apresentado na Tabela 13. O Caso (xix), mesmo com uma aproximação detalhada da função objetivo e o maior número de restrições, tem um desempenho melhor do que o Caso (xii). O Caso (xxi) não atingiu a convergência, a tolerância mínima para $ND = 1.440$ intervalos de tempo, logo foi utilizado 144 estágios de tempo, principalmente devido à abordagem de modelagem para equalizar o limite inferior e superior da carga de energia. Neste sentido, tem um desempenho inferior quando comparado ao Caso (xx), que é o mesmo, embora com a possibilidade de controlar a potência de carga.

4.5.3 Resultado para o Terceiro Grupo de Casos

No terceiro grupo de casos o Caso (xxii) é o que irá apresentar o maior custo, pois todas as demandas serão consideradas como demandas críticas, assim, sem flexibilidade.

O resumo dos casos e resultados é apresentado na Tabela 14.

Tabela 14: Resumo resultado dos estudos do terceiro grupo.

Caso	DLD	DDB	DDC	DC	Custo GE (R\$)	Tempo Comp. (s)	Comp Caso (xxii)
(xxii)	N	N	N	N	199,95	0,00	
(xxiii)	S	N	N	N	198,69	1,22	-0,64%
(xxiv)	N	S	N	N	191,40	2,99	-4,28%
(xxv)	N	N	S	N	190,55	0,68	-4,71%
(xxvi)	N	N	N	S	196,43	0,89	-1,77%
(xxvii)	S	S	S	S	177,16	3,59	-11,40%
(xxviii)	S	S	S	S	177,42	3,88	-11,28%

Note que sempre que aparecer um “N” para determinada demanda na Tabela 14, quer dizer que essa demanda é modelada como uma demanda crítica.

O Caso (xxvii) é o que apresenta o menor custo global do GE, pois todas as demandas são modeladas conforme originalmente proposto, com as mesmas mais flexíveis em relação à demanda crítica e, comparando-se com o Caso (xxviii), ainda possui uma maior possibilidade de exportar e importar potência (25 kW para o Caso (xxviii) e 20 kW para o Caso (xxvii)) em todos os estágios de tempo.

A demanda DLD pode proporcionar uma economia de 0,64% para o Caso (xxiii) em comparação com o Caso (xxii), embora este efeito pudesse ser amplificado, dependendo da microrrede. Esta demanda pode ser interessante para um sistema, pois não afeta o conforto, sendo facilmente aceita. As demandas DDB e DDC, mesmo que com representatividade de apenas 4,18% e 4,31% da demanda total, respectivamente, são importantes para a economia de custo do sistema, pois conforme a Tabela 14 possuem uma redução significativa no custo total quando utilizadas.

A economia da demanda DC não é facilmente perceptível, pois, na modelagem proposta, é considerada a necessidade de pagar para o desligamento desta demanda. Se o proprietário da DC for também o proprietário da microrrede, e o mesmo desejar saber a economia do desligamento desta carga, o valor do período desligada também deve ser verificado. Por exemplo, no valor total do Caso (xxvi) seria de 13.09%.

Para apresentar o comportamento de cada demanda dos casos (xxiii) ao (xxvi) a Figura 60 é apresentada.

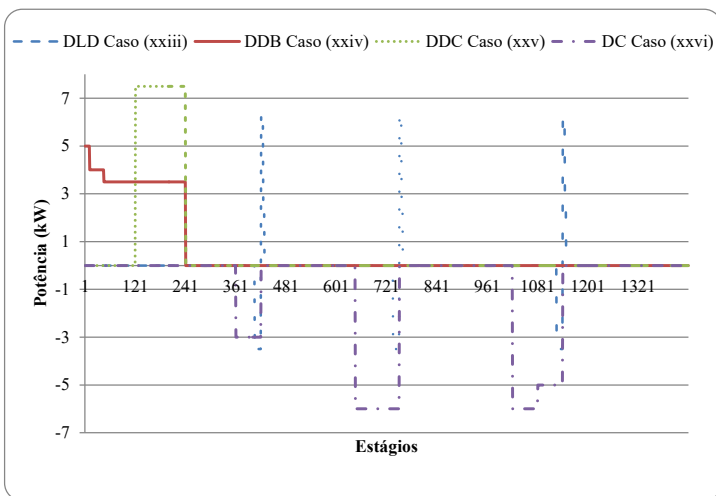


Figura 60: Demandas para os casos (xxiii) ao (xxvi).

Note na Figura 60 o diferente comportamento de cada demanda controlável. A DDB e DDC são alocadas para o início do período. A DC é descontinuada três vezes com o número mínimo, com no mínimo de 60 estágios de tempo sem poder desligar novamente, conforme os dados de entrada. Já a demanda DLD é descontinuada também durante o

período de preço mais alto e restabelecida no período de custo mais baixo (nos períodos em que esta relação é maior). O detalhe do corte da recuperação da DLD é apresentado em detalhe na Figura 61.

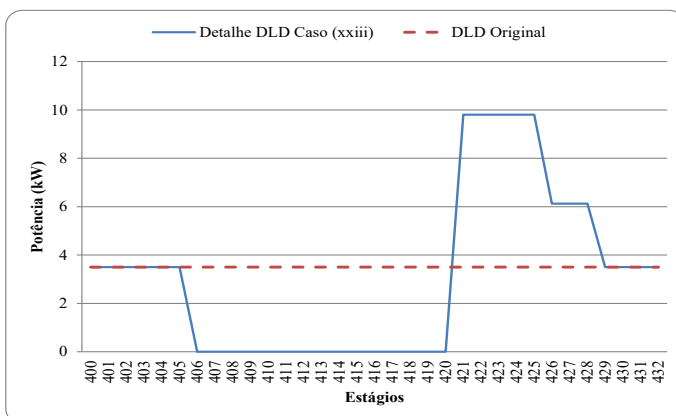


Figura 61: Detalhe DLD Caso (xxiii).

É possível verificar que a DLD é desligada no estágio $t = 406$ até $t = 420$, sendo depois restabelecida (com um acréscimo conforme os dados de entrada) nos estágios $t = 421$ até $t = 428$, conforme dados da Tabela 10.

A Figura 62 apresenta a demanda líquida (demanda menos a geração renovável) para casos (xxii), (xxvii) e (xxviii).

É possível visualizar os impactos de novos modelos no formato da nova curva de demanda, se existir a demanda controlável. Comparando os casos (xxvii) e (xxviii), na Figura 62 e na Tabela 14, é importante notar que o impacto sobre a curva de demanda e os custos não são muito elevados, embora o contrato de demanda máxima de energia importada/exportada da rede poderia ser diminuído de 25 kW a 20 kW. Se o mesmo contrato de 20 kW for feito para o Caso (xxii), o custo total seria de R\$ 203,94.

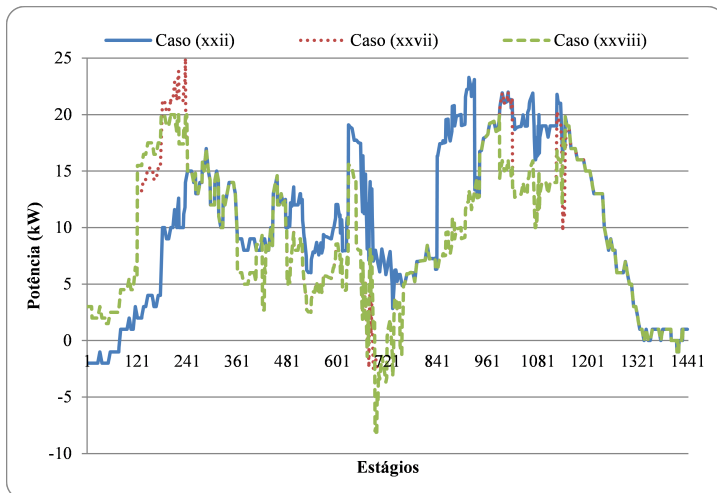


Figura 62: Demandas líquidas totais para os casos (xxii), (xxvii) e (xxviii).

Em resumo, para este terceiro grupo de casos, é verificado que a DDB e DDC têm os maiores impactos nos custos, mesmo representando um pequeno percentual da carga, enquanto a DLD, com uma carga proporcionalmente maior, pode simplesmente obter uma pequena diferença no custo. A DLD pode ser importante porque ela não tem impacto sobre o conforto do consumidor, portanto, sendo facilmente aceita. A DC, com a modelagem binária, pode ser importante para análise da compensação econômica dos clientes dentro de uma microrrede que disponibilizam sua demanda, ou parte dela, para descontinuação.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

5.1 CONCLUSÕES

O GE tem um papel importante para que uma microrrede possa se tornar viável devido ao fato de colaborar com os aspectos técnicos e econômicos do problema. Através do GE é possível quantizar os impactos técnicos e econômicos da microrrede em uma rede de distribuição. Portanto, uma modelagem precisa dos REDs é de fundamental importância para este tipo de problema.

Com os resultados obtidos com a modelagem e a microrrede didática é possível destacar que todos os REDs e demandas controláveis têm particularidades que devem ser consideradas no GE da microrrede, pois estes poderão afetar o seu desempenho. As características particulares de cada RED, como a influência da temperatura da MT, ou a dinâmica lenta da SOCC, mas que possui uma eficiência elevada, a baixa eficiência dos módulos solares, as peculiaridades das baterias de íons de lítio, as curvas e características de cada demanda controlável, entre outros, devem ser considerados tanto na aquisição e planejamento destes quanto para o GE da microrrede.

Há REDs em que a modelagem precisa ser melhorada como no caso dos diversos sistemas de armazenamento de energia devido às diferentes tecnologias, tamanhos e condições ambientais de uso. Mesmo com as mesmas tecnologias, para um determinado RED, outras características podem mudar também, necessitando-se assim uma modelagem individualmente detalhada.

A questão da discretização do horizonte de planejamento com 24 horas foi discutida nos resultados, contudo ainda não são definitivas no GE de uma microrrede. Com um horizonte de tempo maior de, por exemplo, uma semana, o gerenciamento dos dispositivos armazenadores de energia seria melhor, sendo possível ter um GE com um custo menor. Contudo, quando se amplia o horizonte o problema passa de determinístico para estocástico, dado que haveria mais incertezas em relação à previsão de geração das fontes intermitentes e das demandas. Outro problema que deve ser resolvido com a ampliação do horizonte de tempo é a discretização do mesmo.

Além do GE da microrrede exercer uma função sobre a operação, este também pode exercer funções de planejamento, sendo executado para simulação de diversos cenários em problemas como o dimensionamento dos REDs da microrrede e análise econômica da aquisição de uma microrrede.

5.2 DESENVOLVIMENTOS FUTUROS

Os desenvolvimentos futuros podem seguir alguns caminhos ainda não explorados em sua plenitude na questão do GE de microrredes. Alguns destes são citados a seguir:

- Melhoria/elaboração de outros modelos de REDs ou demandas, como para outras tecnologias de armazenamento de energia, para pequenas centrais hidrelétricas e específicas para os veículos elétricos, por exemplo;
- Incluir no problema a modelagem explícita dos REDs com cogeração para aquecimento e/ou refrigeração;
- Estudo com maiores horizontes de tempo para o problema do GE, com a inclusão das incertezas associadas com as previsões de demanda e geração intermitente, tornando o problema estocástico;
- Utilização de métodos de inteligência artificial ainda não estudados para o problema do GE de microrredes, como o Algoritmo Genético Multiobjetivo de Pareto (PMOGA), o qual pode incluir mais uma função objetivo no problema, como a emissão de gases do efeito estufa;
- Inclusão das linhas de transmissão (ou distribuição) no problema;
- Estudos de impactos técnicos e econômicos locais em redes de transmissão ou distribuição, dado a inserção de microrredes com a modelagem proposta;
- Testes de desempenho dos modelos com outros solvers de otimização para *benchmarking*;
- Inclusão de cortes estruturais no modelo para melhorar a desempenho computacional;
- Utilizar a modelagem proposta para os DERs e demandas no conceito das *Virtual Power Plants* (VPPs) e *smart buildings*;
- Fazer a validação dos modelos propostos com sistemas reais;
- Utilização do modelo proposto nos estudos de planejamento dos novos sistemas de energia, como o problema do dimensionamento dos equipamentos de uma microrrede.

REFERÊNCIAS

- ADLER, I; KARMARKAR, N.; RESENDE, M.G.C.; VEIGA, G. **An Implementation of Karmarkar's Algorithm for Linear Programming**. Mathematical Programming, Vol 44, p. 297–335, 1989.
- AHN, C.; PENG, H. **Decentralized and Real-Time Power Dispatch Control for an Islanded Microgrid Supported by Distributed Power Sources**. Energies, v. 6, n. 12, p. 6439-6454, 2013.
- ANEEL. **Resolução Normativa n. 367, de 2 de junho de 2009** (Diário Oficial, de 26 jun. 2009, seção 1, p. 80), Anexo, 2009.
- _____. **Resolução Normativa N° 482, de 17 de Abril de 2012**. MME. Brasil: 6 p. 2012.
- ANSEAN, D.; GONZALEZ, M.; VIERA, J.C.; ALVAREZ, J.C.; BLANCO, C.; GARCIA, V.M. **Evaluation of LiFePO₄ Batteries for Electric Vehicle Applications**. IEEE Transactions on Industry Applications, v. 51, n. 2, p. 1855-1863, 2015.
- ARROYO, J.M.; CONEJO, A.J. **Modeling of start-up and shut-down power trajectories of thermal units**. IEEE Transactions on Power Systems, v. 19, n. 3, p. 1562-1568, 2004.
- BIRGE, J. R.; LOUVEAUX, F. **Introduction to Stochastic Programming**. Springer, 2011. ISBN 9781461402374.
- BONNANS, J.-F.; GILBERT, J.C.; LEMARECHAL, C.; SAGASTIZÁBAL, C.A. **Numerical Optimization: Theoretical and Practical Aspects**. Springer, 2006.
- BYRD, R. H.; NOCEDAL, J.; WALTZ, R. A. **KNITRO: An Integrated Package for Nonlinear Optimization**. 2006.
- CAPSTONE. **Technical Reference - Capstone Model C30 Performance**. 2006.
- CARRETTE, L.; FRIEDRICH, K. A.; STIMMING, U. **Fuel Cells – Fundamentals and Applications**. Fuel Cells, v. 1, n. 1, p. 5-39, 2001.

CHEN, S. X.; GOOI, H. B.; WANG, M. Q. **Sizing of Energy Storage for Microgrids**. IEEE Transactions on Smart Grid, v. 3, n. 1, p. 142-151, 2012.

CHNANI, M. **Modélisation Macroscopique de Piles PEFC et SOFC Pour L' Étude de Leur Couplage**. (Docteur). Université de Franche-Comté; Université de Technologie de Belfort-Montbéliard, França, 2008.

CHOWDHURY, S.; CHOWDHURY, S. P.; CROSSLEY, P. **Microgrids and Active Distribution Networks**. London, United Kingdom: The Institution of Engineering and Technology, 2009.

CIGRE. CIGRE Working Group C6.22 - **Microgrids Evolution Roadmap**. 2012.

COELLO, C. C.; LAMONT, G. B.; VAN VELDHUIZEN, D. A. **Evolutionary Algorithms for Solving Multi-Objective Problems**. Springer, 2007.

COSTA, C. D. V. **Políticas de Promoção de Fontes Novas e Renováveis para Geração de Energia Elétrica: Lições da Experiência Europeia para o Caso Brasileiro**. 233 (Doutorado). Planejamento de Energia, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro. 2006.

DANG, H.-A.; DELINCHANT, B.; WURTZ, F. **Toward Autonomous Photovoltaic Building Energy Management: Modeling and Control of Electrochemical Batteries**. 13th Conference of International Building Performance Simulation Association. Chambéry, França 2013.

DIKWAL, C. M. **Cycling Studies of Micro-tubular Solid Oxide Fuel Cells**. 2009. 232 (Doctor of Philosophy). Chemical Engineering, University of Birmingham, Birmingham - England.

EBERHART, R. C.; SHI, Y. **Computational Intelligence: Concepts to Implementations**. Elsevier Science, 2011.

ENERGY, U. S. D. O. **U.S. Department of Energy - Summary Report: DOE Microgrid Workshop**. 2012.

ENERSUD. site. 2014. Disponível em: <
http://enersud.com.br/?page_id=60>. Acesso em: 10/01/2012.

EU. **Microgrids and More Microgrids**. 2003. Disponível em: <
<http://microgrids.eu/default.php>>. Acesso em: 24 de Janeiro de 2014.

FIRESTONE, R.; MARNAY, C. **Energy Manager Design for Microgrids**. p.81. 2005

FORTENBACHER, P.; MATHIEU, J. L.; ANDERSSON, G. **Modeling, Identification, and Optimal Control of Batteries for Power System Applications**. Power Systems Computation Conference (PSCC), p.1-7, 2014.

FOURER, R.; GAY, D. M.; KERNIGHAN, B. W. **Modeling Language for Mathematical Programming**. Pacific Grove, CA: Thomson Brooks/Cole, 2003.

FRIEDRICH, M.; ARMSTRONG, P. R.; SMITH, B. C. **New Technology Demonstration of Microturbine with Heat Recovery at Fort Drum, New York**. LABORATORY, P. N. N., 58 p., 2004.

FOO EDDY, Y.S.; GOOI, H.B.; CHEN, S.X., **Multi-Agent System for Distributed Management of Microgrids**. IEEE Transactions on Power Systems, v.30, n.1, p. 24-34, 2015.

FOGGIA, G.; HADJSAID, N.; WURTZ, F. **Analyse des Services Rendus par L'Effacement de Charge**. ALPENERGY – Conférence VALENCE Rovaltain, 2011.

GAMS. **General Algebraic Modeling System**, 2014.

GLOVER, F. Tabu Search - Part I. **ORSA Journal on Computing**, v. 1, n. 3, p. 16, 1989a.

_____. Tabu Search - Part II. **ORSA Journal on Computing**, v. 2, n. 1, p. 28, 1989b.

GOLDBERG, D. E. **Genetic Algorithms in Search, Optimization, and Machine Learning**. Addison-Wesley, 1989.

GOYA, T.; SENJYU, T.; YONA, A.; URASAKI, N.; FUNABASHI, T. **Optimal Operation of Thermal Unit in Smart Grid Considering Transmission Constraint**. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 40, n. 1, p. 21-28, 2012.

GU, W.; WU, Z.; BO, R.; LIU, W.; ZHOU, G.; CHEN, W.; *et al.* Modeling, Planning and Optimal Energy Management of Combined Cooling, Heating and Power Microgrid: A Review. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 54, n. 0, p. 26-37, 2014.

GUO, C.X.; BAI, Y.H.; ZHENG, X.; ZHAN, J.P.; WUC, Q.H. Optimal Generation Dispatch with Renewable Energy Embedded Using Multiple Objectives. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 42, n. 1, p. 440-447, 2012.

HATZIARGYRIOU, N.; ASANO, H.; IRAVANI, R.; MARNAY, C. **Microgrids**. *Power and Energy Magazine, IEEE*, v. 5, n. 4, p. 78-94, 2007.

HOPKINS, M. D.; PAHWA, A.; EASTON, T. **Intelligent Dispatch for Distributed Renewable Resources**. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 3, n. 2, p. 1047-1054, 2012.

IBM. **CPLEX Optimizer** - High-Performance Mathematical Programming Solver for Linear Programming, Mixed Integer Programming, and Quadratic Programming. 2014.

IGUALADA, L.; CORCHERO, C.; CRUZ-ZAMBRANO, M.; e HEREDIA, F.-J. **Optimal Energy Management for a Residential Microgrid Including a Vehicle-to-Grid System**, *IEEE Transactions on Smart Grid*, v.5, n.4, p.2163-2172, 2014.

JAWADEKAR, W. S. **Management Information Systems: Text and Cases : a Global Digital Enterprise Perspective**. McGraw Hill Education (India), 2013.

KHODAEI, A. **Provisional Microgrids**. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 6, n. 3, p. 1107-1115, 2015.

KHODR, H. M.; EL HALABI, N.; GARCÍA-GRACIA, M. **Intelligent Renewable Microgrid Scheduling Controlled by a Virtual Power Producer: A Laboratory Experience**. *Renewable Energy*, v. 48, n. 1, p. 269-275, 2012.

KREIDER, J. **Analysis of Microturbine System at the University of Colorado Recreation Center**. 2005.

KYRIAKARAKOS, G; DOUNIS, A.I.; ARVANITIS, K.G.; PAPADAKIS, G. A Fuzzy Logic Energy Management System for Polygeneration Microgrids. **Renewable Energy**, v. 41, n. 0, p. 315-327, 2012.

LASSETER, B. **Microgrids [distributed power generation]**. Power Engineering Society Winter Meeting, 2001. IEEE, v. 1, p. 146-149, 2001.

LASSETER, R. H., A AKHIL, C. MARNAY, J STEPHENS, J DAGLE, R. GUTTROMSON, A. MELIOPOULOUS, R YINGER, AND J. ETO. **The CERTS MicroGrid Concept**. Office of Power Technologies, U.S. Department of Energy. 2002.

LAWDER, M. T.; SUTHAR, B.; NORTHROP, P. W. C.; DE, S.; HOFF, C. M.; LEITERMANN, O.; CROW, M. L.; SANTHANAGOPALAN, S.; SUBRAMANIAN, V. R. **Battery Energy Storage System (BESS) and Battery Management System (BMS) for Grid-Scale Applications**. *Proceedings of the IEEE*, v. 102, n. 6, p. 1014-1030, 2014.

LIN, M.H.; CARLSSON, J. G.; GE, D.; SHI, J.; TSAI, J.-F. **A Review of Piecewise Linearization Methods**. *Mathematical Problems in Engineering*, v. 2013, p. 8, 2013.

MATLAB. **The Language of Technical Computing**. Natick, Massachusetts: The MathWorks Inc., 2012.

MAYHORN, E.; KALSI, K.; ELIZONDO, M.; WEI ZHANG; SHUAI LU; SAMAAN, N.; BUTLER-PURRY, K. **Optimal Control of Distributed Energy Resources Using Model Predictive Control**. IEEE Power and Energy Society General Meeting, 22-26 p.1-8, 2012.

MOHAMED, F. A.; KOIVO, H. N. **Multiobjective Optimization Using Mesh Adaptive Direct Search for Power Dispatch Problem of Microgrid**. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, v. 42, n. 1, p. 728-735, 2012.

Morais, H.; Kádár, P.; Faria, P.; Vale, Z. A.; Khodr, H.M. **Optimal Scheduling of a Renewable Micro-grid in an Isolated Load area Using Mixed-Integer Linear Programming**. Renewable Energy, v. 35, n. 1, p. 151-156, 2010.

MOROZUMI, S. **Micro-grid Demonstration Projects in Japan**. Power Conversion Conference - Nagoya, 2007. PCC '07, p.635-642, 2007.

NASCIMENTO, M. A. R.; LORA, E. S.; VENTURINI, O. J. **Utilização do Biodiesel de Mamona em Micro-Turbinas a Gás - Testes de Desempenho Térmico e Emissões**. Proceedings of the 6. Encontro de Energia no Meio Rural, 2006.

NOCEDAL, J.; WRIGHT, S. J. **Numerical Optimization**. Springer, 1999.

PADULLÉS, J.; AULT, G. W.; MCDONALD, J. R. An Integrated SOFC Plant Dynamic Model for Power Systems Simulation. **Journal of Power Sources**, v. 86, n. 1–2, p. 495-500, 2000.

PARHIZI, S.; LOTFI, H.; KHODAEI, A.; BAHRAMIRAD, S.. **State of the Art in Research on Microgrids: A Review**. IEEE Access, v. 3, p. 890-925, 2015. ISSN 2169-3536.

PIERCE JR, F. E. **Summary of Results from Testing a 30-kW-Microturbine and Combined Heat and Power (CHP) System**. ENERGY, E. A. R. USA 2007.

QUANYUAN, J.; MEIDONG, X.; GUANGCHAO, G. **Energy Management of Microgrid in Grid-Connected and Stand-Alone Modes**., IEEE Transactions on Power Systems, v. 28, n. 3, p. 3380-3389, 2013.

ROSS, M.; HIDALGO, R.; ABBEY, C.; JOÓS, G. **Energy Storage System Scheduling for an Isolated Microgrid**. IET Renewable Power Generation, v. 5, n. 2, p. 117-123, 2011.

SAN MARTÍN, J. I.; ZAMORA, I.; SAN MARTÍN, J. J.; APERRIBAY, V.; EGUÍA, P.. **Energy Storage Technologies for Electric Applications**. International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'11). Las Palmas de Gran Canaria (Spain): 6 p. 2011.

SARAVANAMUTTOO, H. I. H.; ROGERS, G. F. C.; COHEN, H. **Gas Turbine Theory**. Prentice Hall, 2001.

SCROSATI, B.; GARCHE, J. **Lithium Batteries: Status, Prospects and Future**. Journal of Power Sources, v. 195, n. 9, p. 2419-2430, 2010.

STILLER, C.; THORUD, B.; BOLLAND, O. **Safe Dynamic Operation of a Simple SOFC/GT Hybrid System**. Journal of Engineering for Gas Turbines and Power, v. 128, p. 9, 2006.

SURYANARAYANAN, S.; KYRIAKIDES, E. **Microgrids: An Emerging Technology to Enhance Power System Reliability**. IEEE: The expertise to make smart grid a reality, 2012.

TAKEUCHI, A.; HAYASHI, T.; NOZAKI, Y.; SHIMAKAGE, T.. **Optimal Scheduling Using Metaheuristics for Energy Networks**. IEEE Transactions on Smart Grid, v. 3, n. 2, p. 968-974, 2012.

TASDIGHI, M.; GHASEMI, H.; RAHIMI-KIAN, A. **Residential Microgrid Scheduling Based on Smart Meters Data and Temperature Dependent Thermal Load Modeling**. IEEE Transactions on Smart Grid, v. 5, n. 1, p. 349-357, 2014.

TON, D.; CAMERON, C.; BOWER, W. **Solar Energy Grid Integration Systems 'SEGIS' Concept Paper**. Solar America Initiative, DOE/EERE - Solar Energy Technologies Program, 2007.

VERA, D.; JURADO, F. Development of Solid Oxide Fuel Cell Based System in Stand Alone Mode. **The Open Renewable Energy Journal**, v. 2, p. 5, 2009.

WANG, L. **Model Predictive Control System Design and Implementation Using MATLAB®**. Springer London, 2009.

WOLSEY, L. A. **Integer Programming**. Wiley, 1998.

WOOD, A. J.; WOLLENBERG, B. F.; SHEBLÉ, G. B. **Power Generation, Operation and Control**. Wiley, 2013.

WURTZ, F.; DELINCHANT, B. **Enjeux et Perspectives du Bâtiment Intelligent pour le Génie Électrique: Conception, Supervision Optimale et Intégration dans les Réseaux et les Éco-Quartiers**. CISTEM2014 – Conférence Internationale en Sciences et Technologies Electriques au Maghreb, 2014, Tunis, Tunisia. 2014-11-03.

XIAN, L. **Economic Load Dispatch Constrained by Wind Power Availability: A Wait-and-See Approach**. IEEE Transactions on Smart Grid, v. 1, n. 3, p. 347-355, 2010.

ZHONG, Z.; JIANXUE, W.; XIAOYU, C. **Economic Dispatch of Microgrid Considering Optimal Management of Lithium Batteries**. Conference on Power System Technology (POWERCON), p.3194-3199, 2014

ZIMMERMAN, B. Capstone MicroTurbine for the Oil and Gas Industry. 2011. Disponível em: <<http://www.gaselectricpartnership.com/FCapstone.pdf>>. Acesso em: 20 de janeiro de 2014.

APÊNDICE A – Modelo Simulink da Célula Combustível SOCC

