

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ

PEDRO HENRIQUE ROESLER

**MODELAGEM MATEMÁTICA APLICADA PARA O CORTE DE
CARGA EM UMA MICRORREDE ILHADA CONSIDERANDO
INDICADORES DE QUALIDADE DE SERVIÇO**

CURITIBA

2021

PEDRO HENRIQUE ROESLER

**MODELAGEM MATEMÁTICA APLICADA PARA O CORTE DE
CARGA EM UMA MICRORREDE ILHADA CONSIDERANDO
INDICADORES DE QUALIDADE DE SERVIÇO**

*Mathematical Modeling Applied for Load Shedding in an Island
Microgrid Considering Service Quality Indicators*

Dissertação apresentada como requisito parcial para a obtenção do grau de Mestre em Ciências do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Informática Industrial (CPGEI), da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Orientador: Prof. Dr. Leandro Magatão
Coorientador: Dr. Henry Leonardo López-Salamanca

CURITIBA

2021



[4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

Esta licença permite compartilhamento, remixe, adaptação e criação a partir do trabalho, mesmo para fins comerciais, desde que sejam atribuídos créditos ao(s) autor(es).

Conteúdos elaborados por terceiros, citados e referenciados nesta obra não são cobertos pela licença.



**Ministério da Educação
Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Campus Curitiba**



PEDRO HENRIQUE ROESLER

**MODELAGEM MATEMÁTICA APLICADA PARA O CORTE DE CARGA EM UMA MICRORREDE ILHADA
CONSIDERANDO INDICADORES DE QUALIDADE DE SERVIÇO**

Trabalho de pesquisa de mestrado apresentado como requisito para obtenção do título de Mestre Em Ciências da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR). Área de concentração: Engenharia De Automação E Sistemas.

Data de aprovação: 17 de Dezembro de 2021

Prof Leandro Magatao, Doutorado - Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Prof Alexandre Rasi Aoki, Doutorado - Universidade Federal do Paraná (Ufpr)

Prof.a Lucia Valeria Ramos De Arruda, Doutorado - Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Documento gerado pelo Sistema Acadêmico da UTFPR a partir dos dados da Ata de Defesa em 15/02/2022.

Dedico este trabalho a minha família, noiva e
amigos.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus pelos dons, paz e oportunidades. À minha família pelo carinho, amor, suporte e paciência.

Ao professor Dr. Leandro Magatão pela orientação, paciência, dedicação, força e por acreditar no potencial do trabalho.

Ao Dr. Henry L. López-Salamanca pela coorientação, dedicação e pela oportunidade de fazer parte da equipe do projeto de PD que deu origem ao trabalho.

À minha noiva, Rafaela pelo amor, paciência, carinho, suporte e força.

Aos meus colegas do Lactec pelo suporte técnico e momentos de descontração. Ao Lactec pelo apoio financeiro.

Ao Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico da “Companhia Paranaense de Energia – Copel” pelo financiamento do trabalho, por meio do projeto PD 02866-0442/2016, regulamentado pela ANEEL.

Finalmente, sede todos de igual ânimo,
compadecidos, fraternalmente amigos,
misericordiosos, humildes, não pagando mal
por mal ou injúria por injúria; antes, pelo
contrário, bendizendo, pois por isso mesmo
fostes chamados, a fim de receberdes bênção
por herança (1 Pedro, 3:8).

RESUMO

ROESLER, Pedro Henrique. **Modelagem Matemática Aplicada para o Corte de Carga em uma Microrrede Ilhada Considerando Indicadores de Qualidade de Serviço**. 2021. 101 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica e Informática Industrial) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2021.

Com o intuito de melhorar a confiabilidade do serviço de distribuição de energia elétrica, a geração distribuída pode ser utilizada por concessionárias para atender grupos de consumidores em momentos de falta de energia. No entanto, é necessário que haja a delimitação dos consumidores beneficiados, equipamentos de controle e proteção e uma política de operação alinhada com os propósitos do sistema. Nesse contexto, na presente dissertação é proposto um modelo de otimização para melhorar o aproveitamento de recursos alocados em uma microrrede de propriedade de uma concessionária de energia elétrica. Nesse modelo é levado em consideração o custo de utilização de elementos armazenadores de energia, a possibilidade de corte de carga de consumidores e os indicadores brasileiros de qualidade do serviço de distribuição de energia. O modelo proposto é desenvolvido em Programação Linear Inteira Mista (PLIM) e usado para determinar o corte de carga que proporcione um menor custo de operação da microrrede. Juntamente com o modelo de otimização é utilizado um horizonte móvel (horizonte rolante). É realizado um estudo da aplicação da solução proposta em uma microrrede operando em modo ilhado, contendo baterias de íons de lítio, gerador fotovoltaico e cargas controláveis. Tanto a configuração da microrrede como os dados utilizados nesse estudo foram baseados em um sistema real. São conduzidos três experimentos com o intuito de evidenciar a capacidade da abordagem de solução em prover soluções adequadas, mesmo com as mudanças de determinadas condições do sistema (demanda e energia disponível). Também é realizado um teste de escalabilidade da abordagem de solução proposta, com o objetivo de verificar a carga computacional necessária para obtenção de soluções em um caso com um maior número de consumidores envolvidos. Como conclusão, o trabalho mostra que, por meio da atribuição de determinados valores para os fatores de ponderação da função de avaliação do modelo matemático, a solução é capaz de definir um corte de carga condizente com a situação do sistema. Já os resultados do teste de escalabilidade mostram que são necessários mais esforços de modelagem para tornar a solução escalável em termos do número de grupos consumidores considerado.

Palavras-chave: Microrrede ilhada. Indicadores de qualidade do serviço de distribuição. Programação Linear Inteira Mista (PLIM). Corte de carga.

ABSTRACT

ROESLER, Pedro Henrique. **Mathematical Modeling Applied for Load Shedding in an Island Microgrid Considering Service Quality Indicators**. 2021. 101 p. Dissertation (Master's Degree in Electrical and Computer Engineering) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2021.

In order to improve the reliability of electric energy distribution service, the distributed generation can be used by energy distribution companies to attend groups of consumers demand in a fault moment. However, it is necessary to exist a delimitation of benefited consumers, control and protection equipment, and an operation policy aligned to system's purposes. In this context, this master's dissertation proposes an optimization model to improve the use of allocated resources in an energy distribution company microgrid. The mathematical model encompasses the utilization cost of energy storage resources, the possibility of consumers load shedding, and the Brazilian quality indicators of power distribution service. The proposed model is developed in Mixed Integer Linear Programming (MILP) and it is applied to determine the lowest microgrid operational cost, considering load shedding. The optimization model is embedded into a rolling horizon strategy. The proposed solution is applied to an island microgrid with lithium-ion batteries, photovoltaic generators, and controllable loads. The microgrid configuration and the used data are based on a real system. Three experiments are conducted in order to evidence the solution approach capability to provide adequate decisions, even with changes in the systems conditions (demand and available energy). A scalability test is also conducted in order to verify the computational load to obtain solutions in a case with a higher number of involved consumers. The obtained results evidence that the proposed approach is able to define adequate load shedding strategies, which are influenced by the assignment of weighting values in the objective function. The scalability test results, on the other hand, show that more modeling efforts are needed to make the solution scalable as the consumer groups considered increase.

Keywords: Islanded Microgrid. Quality indicators of distribution service. Mixed Integer Linear Programming (MILP). Load Shedding.

LISTA DE ALGORITMOS

Algoritmo 1 – Fluxo base de execução.	51
---	----

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Exemplo de uma arquitetura de uma microrrede.	31
Figura 2 – Procedimento realizado na primeira etapa da busca estruturada.	38
Figura 3 – Procedimento realizado na segunda etapa da busca estruturada.	39
Figura 4 – Esquemático simplificado da microrrede ilhada.	46
Figura 5 – Esquemático do funcionamento do gerenciamento ilhado da microrrede. . .	47
Figura 6 – Esquemático do funcionamento do gerenciamento ilhado da microrrede: Exemplo numérico para $i = 1$	48
Figura 7 – Esquemático do funcionamento do gerenciamento ilhado da microrrede: Exemplo numérico para $i = 2$	50
Figura 8 – Valores das variáveis para o cálculo do indicador DMIC considerando uma resposta hipotética do modelo.	59
Figura 9 – Curvas de demandas e geração PV utilizadas nos experimentos.	77
Figura 10 – Demandas e geração PV respectivas ao dia em que a falta considerada ocorreu.	78
Figura 11 – Potências referentes ao Experimento 1, com representação das demandas dos grupos consumidores 1 (a), 2 (b) e 3 (c), da geração fotovoltaica (d) e das potências de carga e descarga do SAE (e).	82
Figura 12 – Potências referentes ao Experimento 2, com representação das demandas dos grupos consumidores 1 (a), 2 (b) e 3 (c), da geração fotovoltaica (d) e das potências de carga e descarga do SAE (e).	83
Figura 13 – Potências referentes ao Experimento 3, com representação das demandas dos grupos consumidores 1 (a), 2 (b) e 3 (c), da geração fotovoltaica (d) e das potências de carga e descarga do SAE (e).	84
Figura 14 – Evolução da energia do SAE durante o período de falta observado nos experi- mentos.	87
Figura 15 – Ilustração da demanda dos grupos consumidores na análise de escalabilidade.	89

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Características técnicas de algumas tecnologias de armazenamento de energia.	30
Tabela 2 – Outras características técnicas de algumas tecnologias de armazenamento de energia.	31
Tabela 3 – Valores dos parâmetros utilizados nos experimentos.	78
Tabela 4 – Valores dos fatores de ponderação utilizados em cada experimento.	79
Tabela 5 – Resultado dos indicadores em cada experimento.	85
Tabela 6 – Valores das parcelas da função objetivo do modelo obtidos em cada experimento.	86
Tabela 7 – Valores estatísticos para análise do tempo de convergência das iterações do modelo.	88
Tabela 8 – Valores estatísticos para análise da diferença entre as potências dos modelos.	88
Tabela 9 – Resultados da análise de escalabilidade (horizonte móvel de 2 horas).	90
Tabela 10 – Estatísticas do <i>Gap</i> das iterações considerando tempo limite de 600 segundos.	90
Tabela 11 – Resultados da análise de escalabilidade (horizonte móvel de 30 minutos). . .	91

LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS E ACRÔNIMOS

SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
CSV	<i>Comma-Separated Values</i>
DEC	Duração Equivalente por Unidade Consumidora
DIC	Duração de Interrupção por Unidade Consumidora
DICRI	Duração de Interrupção Ocorrida em Dias Críticos por Unidade Consumidora
DMIC	Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora
FEC	Frequência Equivalente por Unidade Consumidora
FIC	Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora
GLPK	<i>GNU Linear Programming Kit</i>
MPC	<i>Model of Predictive Control</i>
MUSD	Montante de Uso do Sistema de Distribuição
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PD	Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico
PLIM	Programação Linear Inteira Mista
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica
PV	Painéis Fotovoltaicos
SAE	Sistema de Armazenamento de Energia
SAIDI	<i>System Average Interruption Duration Index</i>
SAIFI	<i>System Average Interruption Frequency Index</i>
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
TUSD	Taxa de Uso do Sistema de Distribuição
VPN	<i>Virtual Private Network</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

ÍNDICES E CONJUNTOS

$c \in C$	Grupos consumidores
$a \in A$	Grupo consumidor crítico
$x \in X$	Índice dos dados utilizados nas simulações
$t \in T$	Instantes de tempo analisados na iteração (horizonte móvel)
$i \in I$	Índice das iterações realizadas

PARÂMETROS

c_crit	Número do consumidor crítico
$d_{c,t}$	Demanda de cada grupo c em cada instante t do horizonte avaliado (kW)
$declim$	Valor limite do indicador DEC para a falta (min)
$deltap_c$	Estado do grupo c antes dos instantes analisados, sendo igual a 1 caso o grupo esteja desconectado e 0 caso o grupo esteja conectado
Δt	Diferença de tempo entre dois instantes de decisão ou tempo de amostragem dos dados (min)
$dicl_{lim}$	Limite que o valor do indicador DIC pode assumir sem a necessidade da compensação monetária para o consumidor (min)
$dicp_c$	Indicador DIC do grupo c anterior aos instantes analisados (min)
$dmiclim$	Limite que o valor do indicador DMIC pode assumir sem a necessidade da compensação monetária para o consumidor (min)
$dmicmaior_c$	Indicador DMIC do grupo c anterior aos instantes analisados (min)
$dmicp_c$	Duração da falta de energia sofrida pelo grupo c não finalizada antes dos instantes analisados (min)
$eini$	Energia do SAE no início da iteração (kWmin)
$emax$	Energia máxima que o SAE pode armazenar (kWmin)
$emin$	Energia mínima armazenada pelo SAE (kWmin)
ϵ	Valor suficientemente próximo de 0 para a formulação de algumas restrições do modelo
η_{acdc}	Eficiência da conversação pelo inversor da energia CA para energia CC
η_{ch}	Eficiência de carga do SAE
η_{cac}	Eficiência da conversação pelo inversor da energia CC para energia CA
η_{dis}	Eficiência de descarga do SAE
η_{pv}	Eficiência do sistema PV
$fdiv$	Fator de divisão utilizado no cálculo das compensações dos indicadores (min)
$fecl_{lim}$	Valor limite do indicador FEC para a falta
$ficlim$	Limite que o valor do indicador FIC pode assumir sem a necessidade da compensação monetária para o consumidor
$ficp_c$	Indicador FIC do grupo c anterior aos instantes analisados

<i>ilhado</i>	Indica se a microrrede está ilhada, 1 para a microrrede ilhada e 0 para microrrede conectada com a rede
<i>k1</i>	Fator de ponderação referente aos termos de relaxação (R\$/kW)
<i>k2</i>	Fator de ponderação referente ao custo de carga do SAE
<i>k3</i>	Fator de ponderação referente ao custo de descarga do SAE
<i>k4</i>	Fator de ponderação referente ao custo da violação dos indicadores
<i>k5</i>	Fator de ponderação referente ao termo de aprimoramento da solução
<i>kei</i>	Coefficiente de majoração
<i>L</i>	Valor negativo com módulo suficientemente grande para a formulação de algumas restrições do modelo (<i>e.g.</i> , $L = -U$)
<i>Lk</i>	Valor negativo com módulo suficientemente grande para a formulação de algumas restrições do modelo
<i>Lk2</i>	Valor negativo com módulo suficientemente grande para a formulação de algumas restrições do modelo
<i>maxalfa</i>	Valor máximo das variáveis de relaxação s_{ac} e s_{dc} (kW)
<i>maxdic</i>	Maior valor que o indicador DIC pode assumir durante a iteração (min)
<i>maxdmic</i>	Maior valor que o indicador DMIC pode assumir durante a iteração (min)
<i>maxfic</i>	Maior valor que o indicador FIC pode assumir durante a iteração
<i>maxinv</i>	Valor da potência máxima admitida pelo inversor de frequência (kW)
<i>maxzint</i>	Valor máximo que todas as compensações dos grupos consumidores podem alcançar (R\$)
<i>maxzsae</i>	Valor máximo que a compensação pelo uso do SAE pode atingir (R\$)
<i>musd_c</i>	Média da demanda do grupo <i>c</i> durante os instantes analisados (kW)
<i>nc</i>	Quantidade de grupos consumidores considerado
<i>ni</i>	Quantidade de iterações realizadas
<i>nj</i>	Quantidade de dados do horizonte móvel
<i>pini_{ch}</i>	Potência de carga do SAE no instante inicial da iteração (kW)
<i>pini_{dis}</i>	Potência de descarga do SAE no instante inicial da iteração (kW)
<i>pmax</i>	Potência máxima que o SAE pode carregar ou descarregar (kW)
<i>p_{pv_t}</i>	Potências do PV referentes aos instantes <i>t</i> do horizonte avaliado (kW)
<i>tusd</i>	Tarifa pela utilização do sistema de distribuição (R\$/kW)
<i>U</i>	Valor positivo suficientemente grande para a formulação de algumas restrições do modelo
<i>Uk</i>	Valor positivo suficientemente grande para a formulação de algumas restrições do modelo
<i>Uk2</i>	Valor positivo suficientemente grande para a formulação de algumas restrições do modelo
<i>v_{dic_c}</i>	Indica se o limite do indicador DIC do grupo <i>c</i> foi violado antes da iteração, valor 1 para limite violado e 0 para limite não violado
<i>v_{dmic_c}</i>	Indica se o limite do indicador DMIC do grupo <i>c</i> foi violado antes da iteração, valor 1 para limite violado e 0 para limite não violado
<i>v_{fic_c}</i>	Indica se o limite do indicador FIC do grupo <i>c</i> foi violado antes da iteração, valor 1 para limite violado e 0 para limite não violado

VARIÁVEIS CONTÍNUAS

df_t	Demanda total resultante das decisões nos instantes t (kW), tendo como limite o valor do parâmetro $maxinv$
dic_c	Valor do indicador DIC do consumidor c (min), tendo como limite o valor do parâmetro $maxdic$
$dmic_c$	Valor do indicador DMIC do consumidor c (min), tendo como limite o valor do parâmetro $maxdmic$
$dmicaux_{c,t}$	Separação das faltas ocorridas nos instantes, assume o valor de $dmiccont_{c,t}$ caso o grupo c esteja em um estado de falta e 0 caso contrário (min), tendo como limite o valor do parâmetro $maxdmic$
$dmiccont_{c,t}$	Soma dos instantes de interrupção, assume o valor Δt caso a interrupção seja finalizada (min), tendo como limite o valor do parâmetro $maxdmic$
$dmicint_{c,t}$	Armazena a evolução da maior interrupção presenciada pelo grupo consumidor c (min), tendo como limite o valor do parâmetro $maxdmic$
$esae_t$	Energia armazenada no SAE em cada um dos instantes t analisados (kWmin)
fic_c	Valor do indicador FIC do consumidor c , tendo como limite o valor do parâmetro $maxfic$
pin_{ac_t}	Potência de entrada no barramento CA nos instantes t (kW), tendo como limite o valor do parâmetro $maxinv$
pin_{dc_t}	Potência de entrada no barramento CC nos instantes t (kW), tendo como limite o valor do parâmetro $maxinv$
$pout_{ac_t}$	Potência de saída do barramento CA nos instantes t (kW), tendo como limite o valor do parâmetro $maxinv$
$pout_{dc_t}$	Potência de saída do barramento CC nos instantes t (kW), tendo como limite o valor do parâmetro $maxinv$
$psaech_t$	Potência de carga do SAE em todos os instantes t analisados (kW), tendo como limite o valor do parâmetro $pmax$
$psaedist_t$	Potência de descarga do SAE em todos os instantes t analisados (kW), tendo como limite o valor do parâmetro $pmax$
$psae_{in_t}$	Parcela da potência de entrada do barramento CC provinda do SAE (kW), tendo como limite o valor do parâmetro $pmax$
$psae_{out_t}$	Parcela da potência de saída do barramento CC destinada para o SAE (kW), tendo como limite o valor do parâmetro $pmax$
s_{ac_t}	Relaxação do equilíbrio de potências no barramento CA (kW), tendo como limite o valor do parâmetro $alfamax$
s_{dc_t}	Relaxação do equilíbrio de potências no barramento CC (kW), tendo como limite o valor do parâmetro $alfamax$
zap_c	Soma das compensações dos indicadores do consumidor c (R\$), tendo como limite o valor do parâmetro $maxzint$ multiplicado por nc
zc_{dic_c}	Subtração de zp_{dic_c} por zn_{dic_c} , caso resultado seja negativo a variável assume valor igual a 0 (R\$), tendo como limite o valor do parâmetro $maxzint$
zc_{dmic_c}	Subtração de zp_{dmic_c} por zn_{dmic_c} , caso resultado seja negativo a variável assume valor igual a 0 (R\$), tendo como limite o valor do parâmetro $maxzint$
zc_{fic_c}	Subtração de zp_{fic_c} por zn_{fic_c} , caso resultado seja negativo a variável assume valor igual a 0 (R\$), tendo como limite o valor do parâmetro $maxzint$
zch	Preço pela energia de carga do SAE (R\$), tendo como limite o valor do parâmetro $maxzsae$
$zdis$	Preço pela energia de descarga do SAE (R\$), tendo como limite o valor do parâmetro $maxzsae$
$zint_c$	Compensação pelos indicadores do consumidor c (R\$), tendo como limite o valor do parâmetro $maxzint$

zn_dic_c	Valor da parcela negativa da equação de cálculo da compensação do indicador DIC (R\$), tendo como limite o valor do parâmetro $maxzint$
zn_dmic_c	Valor da parcela negativa da equação de cálculo da compensação do indicador DMIC (R\$), tendo como limite o valor do parâmetro $maxzint$
zn_fic_c	Valor da parcela negativa da equação de cálculo da compensação do indicador FIC (R\$), tendo como limite o valor do parâmetro $maxzint$
zp_dic_c	Valor da parcela positiva da equação de cálculo da compensação do indicador DIC (R\$), tendo como limite o valor do parâmetro $maxzint$
zp_dmic_c	Valor da parcela positiva da equação de cálculo da compensação do indicador DMIC (R\$), tendo como limite o valor do parâmetro $maxzint$
zp_fic_c	Valor da parcela positiva da equação de cálculo da compensação do indicador FIC (R\$), tendo como limite o valor do parâmetro $maxzint$

VARIÁVEIS BINÁRIAS

d_dic_t	Indica se a compensação pelo indicador DIC é maior dentre os indicadores, assume valor 1 caso for maior e 0 caso contrário
d_dic1_t	Indica se a compensação pelo indicador DIC é maior que a do FIC, assume valor caso for maior e 0 caso contrário
d_dic2_t	Indica se a compensação pelo indicador DIC é maior que a do DMIC, assume valor 1 caso for maior e 0 caso contrário
d_dmic_t	Indica se a compensação pelo indicador DMIC é maior dentre os indicadores, assume valor 1 caso for maior e 0 caso contrário
d_dmic1_t	Indica se a compensação pelo indicador DMIC é maior que a do DIC, assume valor caso for maior e 0 caso contrário
d_dmic2_t	Indica se a compensação pelo indicador DMIC é maior que a do FIC, assume valor 1 caso for maior e 0 caso contrário
$\delta acdc_t$	Indica se a potência está fluindo do barramento CA para o CC no instante t , caso esteja a variável assume valor 1, caso contrário assume valor 0
δc_dic_c	Assume valor 1 caso a compensação do DIC seja a maior e assume valor 0 caso contrário
δc_dmic_c	Assume valor 1 caso a compensação do DMIC seja a maior e assume valor 0 caso contrário
δc_fic_c	Assume valor 1 caso a compensação do FIC seja a maior e assume valor 0 caso contrário
δch_t	Indica se o SAE está carregando no instante t , caso esteja a variável assume valor 1, caso contrário assume valor 0
$\delta dcac_t$	Indica se a potência está fluindo do barramento CC para o CA no instante t , caso esteja a variável assume valor 1, caso contrário assume valor 0
δdis_t	Indica se o SAE está descarregando no instante t , caso esteja a variável assume valor 1, caso contrário assume valor 0
$\delta dmic_{c,t}$	Indica se a falta de energia no instante t é a maior falta presenciada pelo grupo c , caso 1 se a falta for a maior e 0 caso contrário
$\delta fic_{c,t}$	Indica se a falta presenciada pelo grupo c é finalizada em t , 1 para falta finalizada e 0 para falta ainda não finalizada
$\delta o_{c,t}$	Indica se a chave de conexão do grupo consumidor c está fechada ou aberta, tendo valor 1 para chave aberta e 0 para chave fechada
δpv_t	Indica se a geração PV está sendo usada no instante t , caso esteja a variável assume valor 1, caso contrário assume valor 0
d_fic_t	Indica se a compensação pelo indicador FIC é maior dentre os indicadores, assume valor 1 caso for maior e 0 caso contrário

d_{fic1_t}

Indica se a compensação pelo indicador FIC é maior que a do DIC, assume valor 1 caso for maior e 0 caso contrário

d_{fic2_t}

Indica se a compensação pelo indicador FIC é maior que a do DMIC, assume valor 1 caso for maior e 0 caso contrário

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	19
1.1	OBJETIVOS	21
1.2	JUSTIFICATIVAS E LIMITAÇÕES	21
1.3	ESTRUTURAÇÃO DO TRABALHO	22
2	CONCEITOS DE BASE E REVISÃO DA LITERATURA	24
2.1	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	24
2.1.1	Fontes renováveis	25
2.2	SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA	28
2.2.1	Baterias	28
2.2.2	Outras tecnologias	29
2.3	MICRORREDE	30
2.3.1	Níveis de controle	32
2.4	QUALIDADE DO SERVIÇO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA	33
2.4.1	Indicadores individuais de qualidade	34
2.4.2	Indicadores coletivos de qualidade	36
2.5	ARTIGOS RELACIONADOS COM O TRABALHO REALIZADO	37
2.5.1	Busca sistemática	37
2.5.2	Revisão de artigos relacionados	39
2.5.3	Contribuição do trabalho	44
3	MÉTODOS E MODELAGEM MATEMÁTICA	46
3.1	CARACTERÍSTICA DO SISTEMA MODELADO E METODOLOGIA PROPOSTA	46
3.1.1	Horizonte Móvel e Blocos de Processamento de Dados e Microrrede	48
3.1.2	Bloco Modelo de otimização e <i>Loop</i> de execução	50
3.2	FORMULAÇÃO DO MODELO	53
3.2.1	Função Objetivo	53
3.2.2	Restrições referentes ao cálculo dos indicadores	54
3.2.3	Restrições referentes às compensações dos indicadores	60
3.2.4	Restrições referentes ao balanço de potência	65
3.2.5	Restrições referentes ao SAE	68
3.2.6	Restrições de corte	69
3.2.7	Restrições adicionais	71
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO	76
4.1	CONFIGURAÇÕES INICIAIS	76
4.2	RESULTADOS	81
4.3	ANÁLISE DE ESCALABILIDADE DO MODELO PROPOSTO	89
4.4	DISCUSSÕES DOS RESULTADOS	91
5	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	94
5.1	TRABALHOS FUTUROS	95

REFERÊNCIAS **97**

1 INTRODUÇÃO

Atualmente o Brasil sofre uma das maiores crises hídricas da sua história. Essa crise hídrica tem grande impacto não apenas no fornecimento de água, mas também na geração de energia, já que a geração hidráulica representa 65,2% da capacidade total instalada do Brasil (EPE, 2021b). Dentre as medidas tomadas para o enfrentamento da crise, estão o acionamento de centrais de geração termoelétrica, importação de energia do Uruguai e da Argentina e criação de campanhas de uso consciente da água e energia (EPE, 2021a). Como consequência, essas medidas acarretarão o aumento da emissão de gases poluentes, aumento do preço pela geração da energia e do preço pago pelo consumidor final.

Isso mostra a importância da diversificação da matriz de geração de energia elétrica do país. Se a matriz energética brasileira fosse mais diversa, os prejuízos associados à crise hídrica seriam menos impactantes. O Brasil ao longo dos anos vem buscando essa diversificação, podendo essa busca ser observada no aumento da capacidade instalada de geração eólica em 11,4% e no aumento da capacidade instalada de geração solar em 32,9%, comparando os anos de 2019 e 2020 (EPE, 2021b).

Uma das ações que contribuem para a diversificação da matriz de geração de energia elétrica do país é a instalação de geradores distribuídos ao longo do sistema de distribuição de energia. Para essa geração podem ser utilizadas unidades geradoras e armazenadoras de energia, como por exemplo os Painéis Fotovoltaicos (PV) e as baterias. Para fomentar a instalação dessa geração por parte do consumidor, foi definido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) por meio da ANEEL (2012), alterada posteriormente pela ANEEL (2015), os critérios para o acesso e compensação da mini e micro geração distribuída. Dessa forma, a geração distribuída proporciona uma economia financeira na conta de energia do consumidor detentor do sistema, proporcionando também a diversificação da matriz de geração de energia.

Para o caso do detentor da geração distribuída ser a concessionária, essa geração pode ser utilizada para melhorar a qualidade da energia fornecida em um determinado ponto da rede. Como exemplo, a geração distribuída pode ser utilizada para regular os níveis de tensão em um determinado ponto da rede de distribuição. Outro exemplo é a utilização da geração distribuída para fornecer energia em momentos de falta, aumentando a confiabilidade do serviço de distribuição. Uma das formas utilizadas no Brasil para proporcionar estudos nesse contexto é o Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico (PD) do setor de energia elétrica, da

ANEEL. Por meio dele, empresas do setor elétrico podem desenvolver projetos utilizando fontes alternativas para solucionar problemas desse setor. Além disso, esse programa proporciona um ambiente de pesquisa e inovação, aumentando a viabilidade econômica da utilização das fontes alternativas (ANEEL, 2016).

Como mencionado, uma das formas que a instalação de geração distribuída pode melhorar a qualidade da energia fornecida é por meio da disponibilização de energia em momentos de falta de energia. Para isso, é necessário definir a parcela da rede que continuará recebendo energia após a falta, chaves para desacoplar essa parcela da rede e controlar a demanda de energia, elementos de controle e proteção. Ou seja, para explorar esse benefício da geração distribuída é necessária a aplicação do conceito de microrrede¹. Nesse conceito, o sistema pode operar conectado, ilhado ou isolado do sistema de distribuição, porém, o modo relacionado com a melhoria da continuidade do fornecimento mencionada é o modo ilhado.

Supondo um cenário onde uma microrrede é instalada em território brasileiro, é detida por uma empresa distribuidora de energia e prevê o corte de cargas na operação ilhada para o balanço entre geração e demanda. Nesse cenário, cortes de carga irão impactar nos valores dos indicadores de qualidade do serviço, definidos nos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica (PRODIST), Módulo 8 (ANEEL, 2021). Caso esses indicadores ultrapassem os limites definidos pela ANEEL, a concessionária detentora da microrrede deverá pagar uma compensação monetária para cada consumidor que teve um dos indicadores violados. Em contrapartida, a utilização de certos recursos energéticos para o atendimento dos consumidores, como as baterias, possuem um custo monetário associado. Dessa forma, a operação ilhada da microrrede dentro desse cenário é considerada um problema complexo, visto que o corte dos consumidores pode acarretar em multas pela violação dos limites dos indicadores e o atendimento dos consumidores acarreta em um custo pela utilização de certos recursos energéticos.

Nesse contexto de geração alternativa e qualidade de energia, a presente dissertação toma por base uma microrrede detida por uma distribuidora de energia e propõem uma solução otimizada para determinar o corte da carga de grupos consumidores, levando em consideração os indicadores do PRODIST. São considerados no estudo PV e Sistema de Armazenamento de Energia (SAE) utilizando baterias de íons de lítio, levando em conta o custo de utilização desse elemento. No contexto analisado, a microrrede opera de forma ilhada e as fontes mencionadas

¹ O contexto de microrredes é detalhado na seção 2.3, página 30. De modo simplificado, as microrredes, em sua maioria, são redes de distribuição de baixa tensão que englobam geradores distribuídos, Sistema de Armazenamento de Energia (SAE), e cargas controláveis (TSIKALAKIS; HATZIARGYRIOU, 2011).

não têm capacidade para suprir os consumidores em todo o período analisado, sendo a técnica de corte de carga utilizada para balancear geração e demanda. Como não é considerada a conexão da microrrede com a rede principal de distribuição nas simulações, é possível afirmar que a solução proposta pode ser aplicada também em microrredes isoladas. Nas subseções seguintes são apresentados os objetivos, a justificativa, as limitações e a estrutura da dissertação.

1.1 OBJETIVOS

A dissertação tem como objetivo geral estudar a aplicação de um modelo matemático para o planejamento da operação ilhada ou isolada de microrredes, levando em consideração os indicadores brasileiros de qualidade do serviço. Dentre os objetivos específicos do trabalho, destacam-se:

- Estabelecer o estado da arte no tema por meio de uma análise sistemática de trabalhos relacionados na literatura;
- Formular um modelo em Programação Linear Inteira Mista (PLIM) que contemple os indicadores de qualidade do serviço de distribuição de energia e possa ser executado dentro de um contexto de horizonte móvel (horizonte rolante);
- Realizar experimentos com diferentes fatores de ponderação na função objetivo do modelo, evidenciando características das respostas obtidas;
- Realizar um teste de escalabilidade na abordagem proposta, verificando a capacidade do modelo em relação ao aumento do número de consumidores avaliados.

1.2 JUSTIFICATIVAS E LIMITAÇÕES

O desenvolvimento do presente trabalho visa contribuir com o projeto de PD ANEEL de número 02866-0442/2016, mais especificamente na operação ilhada da microrrede. Esse projeto está em andamento, tendo como empresa executora o Lactec e como empresa contratante a Companhia Paranaense de Energia (COPEL). O intuito do PD é melhorar a qualidade do serviço de distribuição de energia para os consumidores de Faxinal do Céu, município do interior do Paraná. Dessa forma, na dissertação são considerados, com algumas alterações, os dados coletados no sistema real. Além disso, é considerada a mesma topologia de microrrede e divisão dos consumidores conforme projeto de PD.

No trabalho é utilizada a técnica de corte de carga implementada em um modelo PLIM, considerando a utilização desse na microrrede ilhada em estudo. Na literatura, nenhum dos trabalhos pesquisados apresenta detalhadamente uma modelagem dos indicadores brasileiros de qualidade do serviço, quando da execução de corte de carga. De modo complementar, comparado com os trabalhos antecessores em que o autor da presente dissertação colaborou (Roesler (2018), Roesler *et al.* (2019), Perez *et al.* (2021)), a presente dissertação propõe uma formulação em PLIM que leva em consideração indicadores definidos no PRODIST para o corte de carga, explica detalhadamente o modelo proposto, além de apresentar restrições reformuladas para o cálculo dos indicadores e restrições de corte.

A solução proposta, contudo, possui limitações em relação a: (i) não considerar a operação conectada da microrrede; (ii) não considerar no corte de carga possíveis violações nos limites de frequência, como nos trabalhos de Brolin (2010) e Nascimento (2016), e tensão, como no trabalho de Nascimento (2016). Além disso, não são consideradas perdas nos condutores da microrrede no modelo.

No processo iterativo de solução proposto, é aplicada a técnica de horizonte móvel (horizonte rolante), de forma a reduzir o esforço computacional exigido. Comenta-se que o emprego de horizonte móvel é também alinhado à estrutura do projeto de PD que a dissertação está inserida. Para o planejamento são utilizados dados estáticos de demandas dos consumidores e gerações fotovoltaicas, disponibilizados para todo o horizonte de análise. Estes dados têm por base o histórico de medições reais realizadas na rede de Faxinal do Céu, no caso da demanda, e medições obtidas em um sistema fotovoltaico do Lactec, no caso da geração. Deste modo, para a análise do modelo PLIM proposto não foi necessária a utilização de modelos de previsão, os quais fazem parte do projeto de PD supracitado.

1.3 ESTRUTURAÇÃO DO TRABALHO

A dissertação é estruturada da seguinte forma: No Capítulo 1 é realizada uma contextualização do cenário que a dissertação está inserida, apresentando também o objetivo geral, os objetivos específicos e as limitações da dissertação. No Capítulo 2 são apresentados os conceitos de base relacionados com o trabalho. Além disso, é apresentada um levantamento bibliográfico, com o intuito de situar o trabalho na temática abordada. No Capítulo 3 é apresentada a metodologia de solução proposta, trazendo a explicação do funcionamento e comunicação iterativa com o modelo PLIM. Também é apresentado o modelo PLIM proposto, com a explicação detalhada da

função objetivo e das restrições elaboradas. Já no Capítulo 4 são apresentados os resultados dos experimentos propostos, evidenciando os dados utilizados e as premissas de cada experimento. Também são evidenciados testes de escalabilidade da abordagem proposta. Como fechamento do capítulo, são apresentadas discussões sobre os resultados dos experimentos e do teste de escalabilidade. Por fim, no Capítulo 5 é apresentada a conclusão da dissertação e as sugestões para futuros desenvolvimentos.

2 CONCEITOS DE BASE E REVISÃO DA LITERATURA

Nesta seção são apresentados os conhecimentos de base pertencentes às áreas que abrangem o trabalho desenvolvido e trabalhos correlatos presentes na literatura. A seção começa com a apresentação da geração distribuída, mostrando as características, as principais tecnologias renováveis e os desafios dessa aplicação. A seção segue com a apresentação de um elemento auxiliar à geração renovável, o Sistema de Armazenamento de Energia (SAE), mostrando algumas tecnologias de elementos armazenadores, dando foco em tecnologias de baterias. Após esse tema, é apresentado o conceito de microrrede, sendo ele uma das soluções para possíveis problemas inerentes à geração distribuída. São apresentados os níveis hierárquicos de controle da microrrede, dando foco no nível terciário, onde são comentadas técnicas de aprimoramento da operação da microrrede. Finalizando os conhecimentos de base, são apresentados os indicadores de qualidade do serviço de distribuição, contidos no PRODIST, da ANEEL (ANEEL, 2021).

Após a revisão dos conhecimentos de base da temática, é apresentada uma pesquisa sistemática de artigos relacionados com a solução proposta. Além disso, também são apresentados artigos precursores da presente dissertação. A apresentação desses artigos tem como intuito justificar a contribuição da dissertação.

2.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A geração distribuída consiste na instalação de fontes geradoras de energia, podendo elas serem renováveis ou não, ao longo do sistema de distribuição de energia (ACKERMANN *et al.*, 2001). Também é definida como geração distribuída a fonte de energia conectada na instalação elétrica da unidade consumidora, sendo essa conexão feita após o medidor de energia (ACKERMANN *et al.*, 2001). Na primeira definição é dito que a geração distribuída está situada no lado da concessionária; na segunda, a aplicação da geração está situada no lado da demanda.

A geração distribuída pode ser utilizada em diversas aplicações, dentre elas: (i) o aumento da confiabilidade do fornecimento de energia; (ii) o acesso de energia elétrica em lugares remotos; (iii) a redução do trajeto elétrico percorrido por grandes montantes de carga; e, (iv) a melhora da qualidade de energia elétrica (EL-KHATTAM; SALAMA, 2004). No primeiro exemplo de aplicação, o sistema de geração é utilizado para fornecer energia aos consumidores em períodos onde há interrupção do fornecimento de energia pela rede. No segundo exemplo o

gerador é utilizado para fornecer energia para redes ou equipamentos isolados do sistema elétrico interligado, ou seja, cargas que estão impossibilitadas de receber energia das grandes centrais geradoras. Já no terceiro exemplo de aplicação o sistema de geração é alocado nas proximidades de centros de carga com alto consumo de energia, com o intuito de reduzir perdas no sistema elétrico. Por fim, no quarto exemplo de aplicação, a geração distribuída é utilizada para melhorar a qualidade da energia elétrica no ponto ou trecho no qual ela é instalada.

O sistema de geração distribuída, segundo El-Khattam e Salama (2004), pode ser classificado pela duração do fornecimento de potência ativa ou reativa, pela potência ativa instalada, pelo tipo da energia fornecida (contínua ou alternada) e pela tecnologia das fontes de energia aplicadas no sistema. Dentre elas, a mais comumente usada é a classificação pela potência instalada do sistema de geração distribuída. Nessa classificação, sistemas com potência instalada até 5 kW são classificados como micro geração, entre 5 kW e 5 MW pequena geração, entre 5 MW e 50 MW média geração e entre 50 MW e 300 MW são classificados como grande geração (EL-KHATTAM; SALAMA, 2004).

Entretanto, para a ANEEL o sistema de geração distribuída, para o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) (ANEEL, 2018), pode ser classificado como microgeração e minigeração. Para SCEE, um sistema classificado como microgeração deve ter potência instalada igual ou inferior a 75 kW. Já para o sistema ser classificado como minigeração ele deve ter potência instalada superior a 75 kW e inferior ou igual a 5 MW. Já para classificação geral de geração distribuída no Brasil, de acordo com CDs (2004), dos sistemas que produzem energia elétrica ao longo do sistema de distribuição, os que não são enquadrados como geração distribuída são as fontes hidrelétricas com capacidade instalada superior a 30 MW e empreendimentos termoelétricos, que não utilizam biomassa ou resíduos de processo, com eficiência energética inferior a 75%. Na sequência são apresentadas as fontes de energia renováveis, abordando as características das tecnologias de algumas dessas fontes.

2.1.1 Fontes renováveis

Os geradores que utilizam recursos renováveis para a geração de energia são considerados fontes renováveis de energia. Comparado com os geradores convencionais, as fontes renováveis proporcionam uma menor poluição do meio ambiente para a geração da energia. Dentre as tecnologias de geração distribuída renováveis, estão a geração eólica e a geração fotovoltaica. Uma breve apresentação dessas duas tecnologias é realizada na sequência.

Segundo ANEEL (2005), a energia cinética das massas de ar em movimento é denominada energia eólica. Essa energia cinética pode ser convertida em energia elétrica através de turbinas eólicas. As turbinas eólicas são compostas por pás e rotor, responsáveis pela captação da energia cinética das massas de ar, sistema de transmissão, responsável por adequar e acoplar as hélices ao gerador, e o gerador elétrico, responsável por converter a energia rotacional em energia elétrica. Além desses elementos, as turbinas eólicas são compostas também por sensor de vento e controlador de giro, para orientar as pás na direção das massas de ar, sistema de freio, utilizado para reduzir a velocidade do rotor e sistema de controle, utilizado para manter o funcionamento desejado do gerador. Finalmente, esses elementos são, respectivamente, comportados e sustentados pela nacele e pela torre.

Segundo ANEEL (2005), os efeitos da incidência da radiação solar em determinados materiais semicondutores ocasionam a conversão da energia solar em energia elétrica. Um deles é o efeito fotovoltaico, que consiste na conversão dos fótons da luz solar em energia elétrica, sendo as células solares os dispositivos utilizados para essa conversão. Para ser utilizado como geração distribuída, essas células fotovoltaicas são arranjadas em módulos, por meio de conexões série e paralelo, com o intuito de aumentar a tensão e a corrente do arranjo. Caso uma maior energia de geração seja necessária, esses módulos são arranjados com outros, também por conexões série e paralelo, formando assim os Painéis Fotovoltaicos (PV) (BERNARDON *et al.*, 2015).

A quantidade de potência gerada por um PV depende de diversos fatores do ambiente, sendo a irradiância solar e a temperatura os principais fatores. Por isso, os ensaios para a obtenção das curvas características desse equipamento devem ser conduzidos em um ambiente controlado, dessa forma, proporcionando que o ensaio seja realizado em condições padrão de teste, do inglês *Standard Test Conditions* (BERNARDON *et al.*, 2015). Para estimar a potência gerada pelo PV, pode ser utilizado o método de Osterwald (OSTERWALD, 1986), sendo ele um método simples comparado aos demais métodos presentes na literatura (BERNARDON *et al.*, 2015). A Equação 1 mostra o cálculo da potência máxima gerada pelo PV a partir desse método, calculada em um determinado instante.

$$P_{Máx} = P_{STC} \cdot \frac{G_i}{G_{STC}} \cdot [1 - \gamma \cdot (T_i - T_{STC})] \quad (1)$$

Nessa equação, as parcelas $P_{STC}(W)$, $G_{STC}(W/m^2)$ e $T_{STC}(^{\circ}C)$ são, respectivamente, a potência máxima, a radiação global e a temperatura na condição padrão de teste. Já as parcelas $G_i(W/m^2)$ e $T_i(^{\circ}C)$ são, respectivamente, a radiação global e a temperatura no instante analisado.

Por fim, a parcela γ representa o fator da correção da temperatura, podendo variar entre -0,005 a -0,003 $^{\circ}C^{-1}$ (BERNARDON *et al.*, 2015).

Na questão de impactos socioambientais dessas tecnologias, as torres de geração eólica contribuem para a poluição visual e sonora (ANEEL, 2005), além de ocuparem um grande espaço físico. Isso faz com que essas torres sejam normalmente instaladas longe de centros urbanos. O impacto socioambiental do PV é referente à necessidade de ocupação de grandes extensões de área para a geração de uma grande quantidade de energia (ANEEL, 2005). No entanto, devido à característica modular, o PV pode ser utilizado dentro de grandes centros urbanos, já que os painéis podem ser colocados nos telhados de residências e estabelecimentos. Além disso, a característica modular dessa tecnologia possibilita uma flexibilidade em projetos de pequeno e médio porte.

A geração distribuída pode, contudo, ocasionar problemas na rede principal de distribuição se não for devidamente controlada. Dentre esses problemas estão o impacto no nível de tensão e na frequência, fluxo reverso e na segurança da rede de distribuição (PEPERMANS *et al.*, 2005). O primeiro dos problemas citados é referente à piora da qualidade de energia da rede. Esse problema pode ser evitado coordenando a geração de energia da fonte distribuída com a demanda da rede principal. O segundo problema é referente às inconveniências causadas pelo fluxo reverso. Esse fluxo reverso pode descoordenar o sistema de proteção da concessionária e aumentar as perdas nos condutores da rede¹. O terceiro problema está relacionado com a eletrificação de trechos da rede quando essa se encontrar em falta. Isso pode representar um perigo para os funcionários de manutenção da concessionária além de proporcionar um atendimento inadequado para cargas próximas à geração distribuída. Esses problemas podem ser contornados com a aplicação de um sistema de comunicação, para a coordenação das fontes, um sistema de controle, para introduzir estratégias de operações das fontes distribuídas e um sistema de proteção, para evitar o ilhamento não intencional do sistema, por exemplo (MARIAM *et al.*, 2016).

Na sequência é apresentado o SAE e algumas tecnologias de elementos armazenadores que podem compor esse sistema. Esses elementos podem ser considerados fontes fornecedoras de energia, armazenando energia em determinados horários e fornecendo em horários oportunos. Além disso, o SAE também é considerado um elemento auxiliar para a geração renovável, tornando esse tipo de fonte geradora “despachável”. Após isso, será apresentado o conceito

¹ Despacho de geração excedente na rede da concessionária, sendo a corrente despachada maior que a corrente projetada para os condutores

de microrrede, sendo essa uma abordagem utilizada para contornar os problemas da geração distribuída e integrar as fontes de energia com o SAE.

2.2 SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Ao ser aplicado junto com fontes de energias renováveis, o SAE pode proporcionar para o sistema de geração uma redução da flutuação de potência, despacho flexível (ou estratégico) e, como já mencionado, tornar despacháveis sistemas de geração que utilizam fontes renováveis de energia. A energia armazenada nos elementos do SAE pode ser estabelecida de forma química, eletroquímica, mecânica, elétrica ou térmica. Na sequência são apresentadas algumas tecnologias de elementos armazenadores utilizados no SAE e suas características.

2.2.1 Baterias

As baterias são enquadradas na tecnologia de armazenamento de energia na forma eletroquímica. Elas são formadas por conexões série e paralelo de células, de forma que a tensão, corrente e capacidade sejam adequadas para a aplicação desejada (AMROUCHE *et al.*, 2016). Dentre as características desses elementos armazenadores, estão a alta eficiência de carga e descarga, baixa autodescarga e elevado ciclo de vida (AMROUCHE *et al.*, 2016). A Tabela 1 (pág. 30) e a Tabela 2 (pág. 31) apresentam valores técnicos de diferentes tecnologias de baterias. Como esclarecimento, a autodescarga consiste na perda de energia armazenada no elemento com o passar do tempo e o ciclo de vida consiste na quantidade de vezes que o elemento pode realizar um ciclo de carga e descarga. Dentre as tecnologias de baterias estão as baterias de íons de lítio, chumbo-ácido e as de fluxo-redox.

As baterias de íons de lítio são compostas por eletrólito e dois eletrodos, sendo o eletrodo positivo composto por óxidos metálicos de lítio, e o negativo formado por um eletrodo de carbono (AMROUCHE *et al.*, 2016). O eletrólito é composto por sal de lítio dissolvido em uma solução de carbono orgânico (AMROUCHE *et al.*, 2016). A eficiência dessas baterias é bastante afetada pela temperatura (PALIZBAN; KAUHANIEMI, 2016), logo, com o intuito de reduzir esse efeito, o ambiente em que elas são armazenadas geralmente é climatizado. Além disso, essa tecnologia de bateria apresenta um alto custo comparado com as demais tecnologias de bateria, no entanto, por ter um ciclo de vida relativamente elevado, e apresentar um valor baixo de custo por ciclo utilizado (AMROUCHE *et al.*, 2016), ela é muito atrativa para a aplicação em

projetos de sistemas de geração de energia. Dentre as demais vantagens dessa tecnologia estão a alta profundidade de descarga e alta densidade de potência e energia. Como esclarecimento, a profundidade de descarga é o percentual de energia descarregada em comparação com a energia nominal; a densidade de potência é igual à razão entre a potência nominal e a massa do equipamento (W/kg); a densidade de energia é igual à razão entre a energia nominal e a massa do equipamento (Wh/kg).

As baterias de chumbo-ácido configuram uma das tecnologias mais utilizadas para auxiliar fontes renováveis, devido à sua vedação, seu fácil transporte e por ser a solução mais barata nesse tipo de aplicação (AMROUCHE *et al.*, 2016). Entretanto, essa tecnologia, comparada com as demais, é muito afetada pela temperatura e tem a possibilidade de liberar gases tóxicos, necessitando de um sistema de ventilação no local onde elas são instaladas. Além dessas desvantagens, essa tecnologia de bateria possui uma baixa profundidade de descarga, baixo ciclo de vida e exige muita manutenção, comparada com as demais tecnologias de bateria (AMROUCHE *et al.*, 2016).

As baterias de fluxo, as quais utilizam a tecnologia redox, são compostas por tanques, onde são armazenados, separadamente, o eletrólito positivo e o eletrólito negativo, e por uma célula, na qual ocorre a reação eletroquímica. As dimensões físicas e a quantidade de tanques de eletrólito definem a capacidade energética da bateria. Já as dimensões físicas e a quantidade de células arranjadas determinam a potência máxima da bateria. Ou seja, diferente das demais tecnologias, a capacidade e a potência máxima das baterias de fluxo podem ser projetadas separadamente, trazendo flexibilidade em projetos de SAE. Dentre as várias vantagens dessa tecnologia estão o elevado ciclo de vida, não utilização de elementos nocivos ao meio-ambiente e baixo custo de manutenção (REKIOUA; MATAGNE, 2012).

2.2.2 Outras tecnologias

Além das baterias, diversas outras tecnologias para o armazenamento de energia podem ser utilizadas no sistema elétrico. Essas tecnologias possuem características distintas, sendo cada uma ideal para algum tipo de aplicação. Na sequência são apresentadas duas tecnologias que armazenam energia de forma diferente das baterias, a tecnologia Flywheels e os supercapacitores.

A tecnologia Flywheels armazena energia mecânica cinética, através da rotação das Flywheels, e disponibiliza energia elétrica através do acoplamento desses elementos a um gerador de energia, feito através de um rotor compartilhado. O fornecimento de energia por dispositivos

que utilizam essa tecnologia, causa uma frenagem nas Flywheels (AMROUCHE *et al.*, 2016). Assim, é determinado uma velocidade de rotação máxima, indicando a energia nominal do dispositivo, e uma velocidade de rotação mínima, indicando a energia mínima do dispositivo (AMROUCHE *et al.*, 2016). Das vantagens dessa tecnologia estão: a alta velocidade de resposta, elevada potência instantânea, baixo custo de manutenção, ciclo de vida relativamente longo e, ser uma tecnologia não agressora ao meio-ambiente (MOUSAVI *et al.*, 2017). No entanto, essa tecnologia possui alto custo de operação e aquisição, carência de normas para operação e proteção e falta de dados de operação (MOUSAVI *et al.*, 2017). Valores técnicos das características da tecnologia Flywheels podem ser observadas na Tabela 1 e na Tabela 2.

Também conhecidos como supercapacitores ou ultracapacitores (PALIZBAN; KAUHANIEMI, 2016), os capacitores de dupla camada são uma tecnologia que armazena a energia na forma elétrica. De modo relativo, eles possuem uma alta densidade de potência e uma alta densidade de energia (PALIZBAN; KAUHANIEMI, 2016). São bastante utilizados em sistemas de geração eólica para auxiliar na redução de grandes flutuações de potências, sendo essas flutuações características das fontes eólicas (AMROUCHE *et al.*, 2016). No entanto, a autodescarga dessa tecnologia tende a ser muito alta (PALIZBAN; KAUHANIEMI, 2016).

Com o intuito de fornecer um comparativo, a Tabela 1 e a Tabela 2 mostram alguns valores práticos de algumas das tecnologias de armazenamento de energia disponíveis. Nessas tabelas, as siglas VRFB e SCES correspondem às baterias fluxo de tecnologia redox e supercapacitores, respectivamente.

Tabela 1 – Características técnicas de algumas tecnologias de armazenamento de energia.

Tecnologia	Custo médio (euro/kWh)	Eficiência	Densidade de potência (W/kg)	Densidade de energia (Wh/kg)
Íons de lítio	546	0,85-0,95	50-2000	150-350
Chumbo-ácido	437	0,70-0,90	75-300	30-50
VRFB	307	0,65-0,85	166	10-35
Flywheel	4791	0,93-0,95	1000	5-100
SCES	765	0,85-0,95	800-23500	2,5-50

Fonte: Zakeri e Syri (2015).

2.3 MICRORREDE

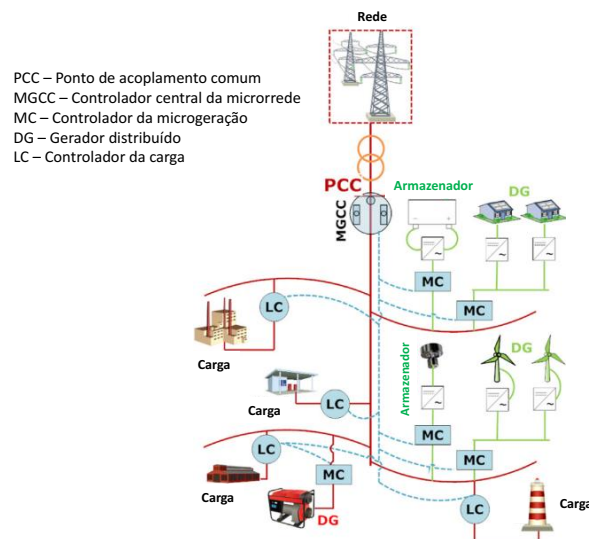
As microrredes são, em sua maioria, redes de distribuição de baixa tensão que englobam geradores distribuídos, SAE, e cargas controláveis (TSIKALAKIS; HATZIARGYRIOU, 2011). Além desses elementos, as microrredes também possuem sistemas próprios de controle, proteção,

Tabela 2 – Outras características técnicas de algumas tecnologias de armazenamento de energia.

Tecnologia	Autodescarga armazenamento	Vida útil (anos)	Ciclos
Íons de lítio	0,1%-0,3%	5-15	1500-4500
Chumbo-ácido	0,1%-0,3%	5-15	2000-4500
VRFB	Pequena	5-10	10000-13000
Flywheel	100%	15-20	20000-100000
SCES	20%-40%	10-20	> 100000

Fonte: Zakeri e Syri (2015).

comunicação, atuação, condicionamento e monitoração. A Figura 1 mostra um exemplo de arquitetura de microrrede. Nela são ilustrados alguns dos elementos citados, como as cargas, geradores e armazenadores distribuídos, os controladores de carga e geração locais, a central de gerenciamento, o transformador e o ponto de acoplamento entre a microrrede e o sistema principal de distribuição.

Figura 1 – Exemplo de uma arquitetura de uma microrrede.

Fonte: Adaptado de Mariam *et al.* (2016)

Algumas das ações que podem ser utilizadas dentro do conceito de microrrede são as relativas à Resposta a Demanda. Essas ações se referem às mudanças na demanda dos consumidores motivadas por incentivos financeiros ou por instruções do operador da rede (FERC, 2006). Esse conjunto de ações pode ser dividido em duas categorias: baseada em incentivos e baseada na variação no tempo do preço da energia elétrica. Uma das técnicas pertencentes à primeira categoria é largamente aplicada na presente dissertação, que é a técnica do corte de carga. Essa técnica não é utilizada apenas por razões econômicas, mas também para aumentar a confiabilidade do sistema, principalmente em sistemas independentes (FERC, 2006).

No quesito de localização, as microrredes podem ser instaladas isoladas ou acopladas à rede principal de distribuição. Quando isoladas, elas devem manter no ponto de conexão das cargas tensão e frequência adequadas, não necessitando que essas estejam em fase com a rede principal. Já quando acopladas, elas podem operar conectadas ou desconectadas da rede principal. A operação conectada acontece na maior parte do tempo, mas, no caso de falta na rede principal, ela passa a operar em modo desconectado (TSIKALAKIS; HATZIARGYRIOU, 2011). O modo desconectado também é chamado de modo ilhado de operação.

Quando conectada com a rede principal a microrrede deve manter a amplitude e a fase da tensão iguais ao ponto de acoplamento, sendo essa tarefa realizada pelos níveis primário e secundário de controle. Os níveis de controle da microrrede serão apresentados na sequência dessa subseção. Na operação ilhada a preocupação com a defasagem da tensão da microrrede com a do ponto de acoplamento ocorre quando a falta na rede principal se extingue, ou seja, quando a reconexão da microrrede com a rede principal é planejada.

2.3.1 Níveis de controle

O sistema de controle da microrrede pode ser dividido em três níveis, o nível primário, o nível secundário e o nível terciário. Esses níveis têm uma hierarquia entre si, sendo nível primário, secundário e terciário a hierarquia na ordem crescente (GUERRERO *et al.*, 2011). O nível primário tem a função de manter a tensão (V) e a frequência (f) da microrrede iguais aos valores de referência. Isso é feito através do método *droop*, que relaciona a diferença entre os valores medidos e os valores referenciais de tensão e de frequência (ΔV e Δf) com a potência reativa e com a potência ativa, respectivamente, proporcionando a injeção ou absorção dessas potências pelas fontes da microrrede para o ajuste de V e f (GUERRERO *et al.*, 2011).

O controle secundário tem a função de reduzir as variações de tensão e frequência produzidas pelo controle primário (GUERRERO *et al.*, 2011). Já o controle terciário é responsável por definir o fluxo de potência entre a microrrede e a rede principal, também sendo responsável por controlar o fluxo de potência entre os elementos da microrrede (GUERRERO *et al.*, 2011). É nesse nível hierárquico de controle que o objetivo da operação da microrrede é definido. Essa definição é feita a partir da inserção de *setpoints* de potência no sistema, sendo esses *setpoints* obtidos, por exemplo, por meio de ferramentas de gerenciamento e otimização.

Dentre as possibilidades das referidas ferramentas, salienta-se a viabilidade de uso de métodos de otimização oriundos da Pesquisa Operacional. Com a utilização de um método de

Pesquisa Operacional é possível determinar a operação da microrrede de forma a otimizar a utilização dos recursos demandados. Um exemplo de método de Pesquisa Operacional é o método matemático PLIM. No caso dos problemas envolvendo microrredes, que possuem características combinatórias e apresentam uso conjunto de variáveis contínuas (*e.g.* Potência e energia) e binárias (*e.g.* Liga e desliga), o método PLIM é uma alternativa viável para a obtenção de um modelo linearizado do sistema (PARISIO *et al.*, 2014). O referido método também possibilita a prova da obtenção da solução ótima para o modelo estabelecido, se tempo computacional suficiente for disponibilizado para a convergência do método à otimalidade.

A Expressão 2 ilustra uma formulação em PLIM. Para um problema de minimização genérico, $j \in J$ está atrelado às variáveis contínuas; $i \in I$ às variáveis discretas, normalmente binárias; $k \in K$ indica o conjunto de restrições; $\{\rho\}$ pode assumir os símbolos matemáticos \leq , $=$, ou \geq . Uma explicação detalhada e aplicações do método PLIM podem ser encontradas em Magatão (2005).

$$\begin{aligned}
 \min \quad & \sum_{j \in J} c_j x_j + \sum_{i \in I} c_i y_i \\
 \text{s.t.} \quad & \sum_{j \in J} a_{kj} x_j + \sum_{i \in I} a_{ki} y_i \{\rho\} b_k \quad \forall k \in K \\
 & x_j \geq 0 \quad \forall j \in J \\
 & y_i \in Z_+ \quad \forall i \in I
 \end{aligned} \tag{2}$$

A seção 2.4 a seguir detalha questões relativas a indicadores de qualidade do serviço de distribuição de energia de modo a fornecer a base para que uma modelagem matemática PLIM possa ser desenvolvida levando em conta os referidos indicadores.

2.4 QUALIDADE DO SERVIÇO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA

Para padronizar e normalizar atividades técnicas referentes à distribuição de energia elétrica, a ANEEL elaborou os procedimentos contidos no PRODIST (ANEEL, 2017). Esses procedimentos são divididos em 11 módulos, sendo o módulo 8 utilizado para estabelecer procedimentos referentes à qualidade de energia elétrica. Na sequência, serão apresentados os temas abordados pelo módulo 8 do PRODIST.

Neste módulo, os procedimentos são divididos em três temas: Qualidade do produto, qualidade do tratamento das reclamações e qualidade do serviço (ANEEL, 2021). Todos os

procedimentos estabelecidos por esse módulo se aplicam aos consumidores conectados na rede de distribuição, centrais geradoras, sistemas isolados, distribuidoras de energia, agentes importadores e exportadores de energia, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e transmissoras detentoras de Demais Instalações de Transmissão (ANEEL, 2021).

Dos três temas contemplados pelo PRODIST, o tema referente à qualidade do produto estabelece faixas adequadas e limites dos valores, em regime permanente, dos seguintes fenômenos das grandezas elétricas: Nível de tensão, fator de potência, harmônicos, desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão e variação de frequência. Já para o regime transitório, a qualidade do produto estabelece limites para as Variações de Tensão de Curta Duração. No segundo tema mencionado, a qualidade do tratamento das reclamações, o PRODIST apresenta a metodologia aplicada para determinar os limites do indicador referente à frequência equivalente de reclamações, aplicados de acordo com as características das distribuidoras de energia.

O último dos temas citados do PRODIST é a qualidade do serviço de distribuição de energia prestado aos consumidores. Nesse tema, o PRODIST define indicadores, tanto para avaliar o desempenho das distribuidoras de energia quanto para propiciar formas de ressarcimento aos consumidores afetados por faltas de energia. Os indicadores são divididos em indicadores de qualidade individuais e coletivos. Antes da apresentação dos indicadores e das suas equações de cálculo, é importante explicar que as faltas contabilizadas por esses indicadores devem ser de longa duração (maiores que 3 minutos), que a interrupção é contabilizada a partir do momento que a tensão de fornecimento for inferior a 70% da tensão nominal e que algumas circunstâncias específicas permitem a não contabilização da falta. Essas circunstâncias podem ser consultadas no PRODIST módulo 8.

2.4.1 Indicadores individuais de qualidade

Propostos para avaliar o desempenho do serviço de distribuição de energia, os indicadores de continuidade individuais são calculados para cada consumidor e são levantados mensalmente, trimestralmente e anualmente. Além de avaliar o desempenho, os indicadores individuais também são utilizados para ressarcir os consumidores que foram afetados por faltas de energia. O critério utilizado para esse ressarcimento é a violação dos respectivos limites dos indicadores, sendo esses limites definidos pela ANEEL individualmente para cada empresa distribuidora. Esse critério é verificado mensalmente, trimestralmente e anualmente. Caso o valor do indicador seja menor que o limite estabelecido, a concessionária fica isenta de ressarcir

monetariamente o consumidor. Caso contrário, a distribuidora deverá pagar um valor proporcional à violação do indicador. Os cálculos das compensações de cada indicador e algumas considerações adicionais são apresentados após a apresentação dos indicadores individuais, realizada na sequência.

São quatro os indicadores individuais de qualidade do serviço: Duração de Interrupção, Frequência de Interrupção, Duração Máxima de Interrupção contínua e Duração de Interrupção ocorrida em Dias Críticos, todos calculados individualmente por unidade consumidora. O indicador Duração de Interrupção por Unidade Consumidora (DIC) é utilizado para contabilizar a duração total que o consumidor sofreu falta de energia, em horas. O indicador Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora (FIC) é utilizado para contabilizar a quantidade de vezes que um consumidor sofreu uma falta. O indicador Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora (DMIC) é utilizado para contabilizar a maior duração da falta de energia que o consumidor sofreu, em horas. Por fim, Duração de Interrupção Ocorrida em Dias Críticos por Unidade Consumidora (DICRI) é utilizado para contabilizar a duração total das faltas sofridas pelo consumidor em um Dia Crítico², em horas. Todos os indicadores são calculados para todos os meses, trimestres e para o ano. As Equações 3 a 6 são utilizadas para o cálculo do DIC, FIC, DMIC e DICRI, respectivamente (ANEEL, 2017).

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i) \quad (3)$$

$$FIC = n \quad (4)$$

$$DMIC = t(i) \text{ max} \quad (5)$$

$$DICRI = t_{\text{crítico}} \quad (6)$$

Nas Equações 3 a 6, i é o índice da interrupção, n é o número de interrupções sofridas pelo consumidor, $t(i)$ é a duração da interrupção i , em horas, $t(i) \text{ max}$ é a maior duração dentre as interrupções i , em horas, e $t_{\text{crítico}}$ é a duração da interrupção ocorrida em um Dia Crítico, em horas³.

² Dia em que o número de atendimentos emergenciais, para um determinado conjunto de consumidores, ultrapassa a média acrescida de três desvios padrões dos valores diários (ANEEL, 2018).

³ A notação, como também os caracteres dos índices e termos das Equações 3 a 6, não condizem com a notação utilizadas no modelo proposto, detalhado no Capítulo 3.

Para o cálculo das compensações referentes aos indicadores DIC, FIC, DMIC e DICRI são utilizadas, respectivamente, as Equações 7 a 10 (ANEEL, 2017).

$$Valor_{DIC} = \left(\frac{DIC_v}{DIC_p} - 1 \right) DIC_p \times \frac{EUSD_{\text{médio}}}{730} \times kei \quad (7)$$

$$Valor_{FIC} = \left(\frac{FIC_v}{FIC_p} - 1 \right) DIC_p \times \frac{EUSD_{\text{médio}}}{730} \times kei \quad (8)$$

$$Valor_{DMIC} = \left(\frac{DMIC_v}{DMIC_p} - 1 \right) DMIC_p \times \frac{EUSD_{\text{médio}}}{730} \times kei \quad (9)$$

$$Valor_{DICRI} = \left(\frac{DICRI_v}{DICRI_p} - 1 \right) DICRI_p \times \frac{EUSD_{\text{médio}}}{730} \times kei \quad (10)$$

Nessas Equações 7 a 10, o subíndice v indica o valor apurado de cada indicador, o subíndice p indica o valor limite de cada indicador, $EUSD_{\text{médio}}$ é o Encargo pelo Uso do Sistema de Distribuição, kei é o coeficiente de majoração e 730 é o número de horas médias de um mês. A parcela $EUSD_{\text{médio}}$ pode ser calculado pela multiplicação do Montante de Uso do Sistema de Distribuição (MUSD) pela Taxa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), sendo o MUSD o consumo médio do consumidor no período analisado, em kilowatt. Já a parcela kei tem valor igual a 15 para consumidores atendidos em Baixa Tensão, 20 para consumidores atendidos em Média Tensão e 27 para consumidores atendidos em Alta Tensão

Apenas o maior valor das compensações encontradas pelas equações 7, 8 e 9 é contabilizado. Já o valor da compensação do indicador DICRI, calculado pela Equação 10, é independente e somado ao valor do maior entre os outros três indicadores.

No modelo matemático proposto no Capítulo 3, são considerados os indicadores DIC, FIC e DMIC e a estimativa da compensação mensal desses indicadores. O indicador DICRI é desconsiderado, devido a sua origem ser atrelada à constatação de um Dia Crítico, informação que não estava acessível para uso no contexto do presente trabalho. Além disso, após definido que se trata de um Dia Crítico, a modelagem do DICRI se assemelha muito ao indicador DIC e pode ser considerada em linha de raciocínio análoga, conforme necessidade.

2.4.2 Indicadores coletivos de qualidade

Como os indicadores individuais, os indicadores de continuidade coletivos também são utilizados para avaliar o desempenho da empresa distribuidora de energia. A ANEEL também

define limites para os indicadores coletivos, no entanto, a violação desses não proporciona ressarcimento para os consumidores. Os indicadores coletivos são a Duração Equivalente por Unidade Consumidora (DEC) e a Frequência Equivalente por Unidade Consumidora (FEC). O indicador DEC é utilizado para determinar a duração média das faltas que consumidores de um determinado grupo sofreram, em horas. Já o indicador FEC é utilizado para determinar o número médio de faltas que os consumidores de um determinado grupo sofreram. Como os indicadores individuais, os indicadores coletivos são calculados para todos os meses, trimestres e para o ano. Para o cálculo do indicador DEC e FEC são utilizadas as Equações 11 e 12, respectivamente (ANEEL, 2017).

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{C_c} DIC(i)}{C_c} \quad (11)$$

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{C_c} FIC(i)}{C_c} \quad (12)$$

Nessas Equações 11 e 12, i é o índice da unidade consumidora e C_c o número total de consumidores do conjunto. Comparando com os indicadores internacionais, o DEC se assemelha ao indicador referente à duração média do sistema, do inglês *System Average Interruption Duration Index* (SAIDI), e o FEC ao indicador referente à frequência de interrupção do sistema, do inglês *System Average Interruption Frequency Index* (SAIFI) (IEEE, 2012).

A seção 2.5 a seguir toma por base o contexto de microrredes em análise, de modo a evidenciar trabalhos na temática, em particular os relacionados a microrredes ilhadas e que utilizam a técnica de corte de carga.

2.5 ARTIGOS RELACIONADOS COM O TRABALHO REALIZADO

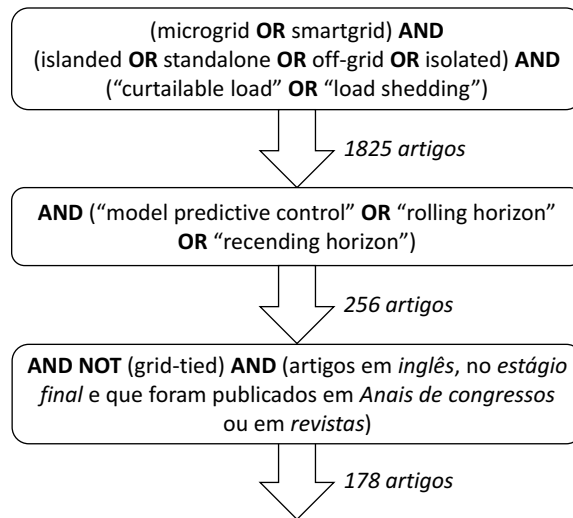
2.5.1 Busca sistemática

Nessa seção são apresentados artigos relacionados com o trabalho proposto. Esses artigos foram obtidos através de um processo de busca estruturada na base de dados de periódicos, livros e *proceedings* de conferências *Scopus*⁴. A Figura 2 mostra os termos utilizados nesse processo de busca e a quantidade de artigos obtidos em cada uma das buscas.

É possível observar na Figura 2 que na primeira busca foram encontrados 1825 artigos. Os termos utilizados nessa busca têm relação direta com as considerações feitas no trabalho

⁴ Disponível em www.scopus.com

Figura 2 – Procedimento realizado na primeira etapa da busca estruturada.

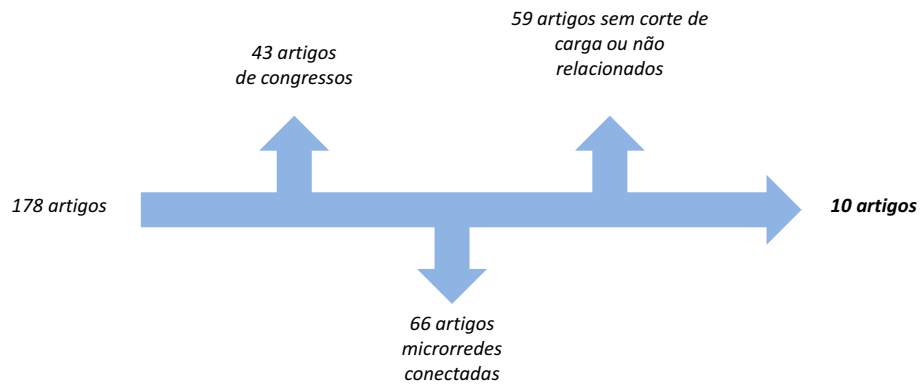


Fonte: Autoria própria.

desenvolvido, como a aplicação do conceito de microrrede em um conjunto de cargas e geradores, a operação ilhada dessa microrrede e a aplicação do método de corte de carga. No entanto, o número de artigos encontrados foi muito elevado, sendo necessário a inserção de outros termos para tornar a busca mais restritiva. Para isso, na segunda busca foram acrescentados termos relativos à horizonte móvel, pois essa técnica é utilizada na dissertação. Como complemento da segunda busca, foi utilizado o termo *Model of Predictive Control* (MPC), pois essa técnica, mesmo não tendo sido utilizada na dissertação, é aplicada no contexto de operação de microrredes. Assim, reduzindo o número de artigos para 256, porém, ainda sendo um número relativamente elevado. Por fim, como é possível observar na Figura 2, foi acrescentado um termo de exclusão referente à operação conectada da microrrede, além de restringir a busca para encontrar apenas artigos publicados em congressos ou revistas, na fase final de publicação e escritos no idioma inglês. Dessa forma, o número de artigos encontrados passou para 178. Os títulos, resumos e palavras-chave desses artigos foram analisados para determinar os artigos relacionados com o trabalho desenvolvido. O resultado dessa análise pode ser observado na Figura 3.

Na Figura 3, é possível observar que, após análise preliminar, optou-se por não considerar de modo detalhado os artigos de congressos; assim, 43 artigos foram subtraídos da seleção. Na sequência, após leitura de partes do conteúdo dos trabalhos, foram identificados 66 artigos que, de fato, tratavam apenas da operação conectada da microrrede, sendo esses também removidos. A razão de restarem trabalhos que tratam de microrredes conectadas, mesmo com a utilização *a priori* de um operador (*NOT grid-tied*), foi por existirem outros termos na

Figura 3 – Procedimento realizado na segunda etapa da busca estruturada.



Fonte: Autoria própria.

literatura que se referem à microrrede conectada com a rede de distribuição (*e.g.*, *Grid-connected microgrid*). Dos artigos remanescentes, foi constatado que 59 artigos não eram relacionados com o trabalho proposto, assim, restando 10 artigos para serem revisados. Na sequência, os objetivos, experimentos e resultados desses 10 artigos são apresentados. Após isso, a contribuição do presente trabalho é apresentada em comparação à literatura revisada.

2.5.2 Revisão de artigos relacionados

Em Marzband *et al.* (2014) foi proposto a utilização de um método heurístico chamado Algoritmo de Busca Gravitacional para atuar como gerenciador dos recursos energéticos de uma microrrede ilhada. Essa microrrede era composta por geração PV, geração eólica, microturbinas, SAE e cargas controláveis. O intuito da solução proposta nesse artigo era minimizar o custo de operação da microrrede, considerando o custo da geração, utilização do SAE, custo da venda da energia para o consumidor e custo da demanda não atendida. Os autores compararam a solução proposta com um gerenciador de recursos energéticos de microrredes convencional com algumas modificações. Foi concluído que a partir de um determinado número de iterações o método proposto proporciona soluções mais econômicas comparadas com o convencional. Os autores também compararam a solução proposta com o método de Enxame de Partículas, concluindo que o primeiro tem uma execução mais rápida que o segundo. Nesse artigo não foram consideradas técnicas de controle preditivo.

Em Minchala-Avila *et al.* (2016) foi proposto uma abordagem MPC com um modelo de Programação Não-Linear Inteira Mista aplicado em uma microrrede ilhada de média tensão. Essa microrrede é composta por geração eólica, geração PV, cargas controláveis, cargas não-

controláveis, baterias e geradores diesel. Essa solução é dividida em dois processos, o primeiro para definir a energia despachada pelas fontes, priorizando o nível de tensão da microrrede, e o segundo para determinar o gerenciamento da energia das baterias através do corte de carga, priorizando o custo operacional. Para avaliar a performance, os autores compararam a solução proposta com um controle sem realimentação, um controle sem previsão e com um controle com previsão mais simples. Eles concluíram que a solução proposta teve um melhor desempenho que as demais e ainda manteve a tensão e a frequência da microrrede em níveis adequados.

Em Wang *et al.* (2017) foi proposto uma metodologia em duas etapas para determinar a operação econômica de uma microrrede ilhada. Na primeira etapa, foi proposto um algoritmo meta-heurístico com o intuito de determinar a operação das fontes renováveis e não-renováveis e dos elementos armazenadores para todo o dia. Já na segunda etapa foi proposto um algoritmo de Programação Linear para determinar a operação em tempo real, definindo o ajuste fino da operação das baterias e a realização do corte de carga. Foi definido como objetivo da metodologia proposta a redução dos custos associados à operação da microrrede. Os autores avaliaram a solução proposta em diversos cenários, sendo esses compostos por combinações de tipos de dia (dia da semana e final de semana) com condições climáticas (dia ensolarado e dia chuvoso). Os autores também compararam a solução proposta com outros métodos meta-heurístico, concluindo que a operação mais econômica foi obtida através da aplicação da solução proposta.

Alramlawi *et al.* (2018) propuseram uma abordagem MPC e algoritmo genético para encontrar a solução econômica de uma microrrede para a operação conectada e ilhada. Essa microrrede dispunha de geradores PV, baterias e cargas controláveis. O momento e a duração da operação ilhada da microrrede foram planejados de antemão. Os autores propuseram três cenários para serem comparados entre si, sendo eles aplicados nas quatro estações do ano. O primeiro cenário não considerou o MPC e utilizou os recursos energéticos apenas na operação ilhada, o segundo não considerou o custo de utilização das baterias e o terceiro considerou a solução completa. Os autores mostraram que a solução completa apresentou a solução mais econômica para todas as estações do ano, comparado com o primeiro e segundo cenário. Nesse trabalho o custo da decisão do corte das cargas não aparentou ser competitivo com os demais custos, já que não houve corte de carga nos resultados apresentados.

Em Bui *et al.* (2018) foi proposto um modelo PLIM para determinar a operação econômica e reduzir o corte de carga de microrredes ilhadas e conectadas entre si. Cada uma das microrredes consideradas nesse trabalho possuíam fontes renováveis, gerador diesel, baterias e

cargas controláveis. O artigo apresentou uma lógica convencional de operação das microrredes ilhadas e a lógica proposta, sendo essa composta por três etapas. A primeira etapa constitui na definição da operação de cada microrrede, a segunda constitui na definição da operação de todo o sistema e a terceira constitui no replanejamento do despacho das fontes e do corte de carga de cada microrrede, utilizando como base a resposta obtida na segunda etapa. Comparando com a lógica convencional definida no artigo, os autores mostraram que a solução proposta reduziu o custo e a quantidade de carga cortada na operação ilhada diária das microrredes. No entanto, o trabalho não apresenta uma técnica para atualizar os dados ou as medições com base no atual instante da simulação.

Em Giaouris *et al.* (2018) os autores propuseram uma abordagem PLIM e MPC para determinar a operação multiobjetivo de gerenciadores de energia de uma microrrede ilhada. Nessa microrrede foram considerados diversos tipos de armazenadores de energia, gerador PV, gerador eólico, gerador diesel e cargas controláveis, além da consideração do transporte de energia e matéria entre os elementos da microrrede. Dentre os objetivos considerados estão a minimização do corte de carga, da utilização dos elementos armazenadores e a minimização dos instantes de tempo que o estado de carga das baterias permaneciam entre 20% e 30% e entre 90% e 100%. Os autores realizaram simulações com 20 gerenciadores de energia, uns não considerando o corte de carga, uns não considerando a previsão e outros considerando a solução completa. Com isso, os autores fizeram uma análise de Pareto para os 20 casos para determinar os pesos de cada termo da função objetivo. Logo, nesse trabalho os termos da função objetivo não foram normalizados na mesma unidade.

Em Li *et al.* (2019) foi utilizado um modelo PLIM considerando funções probabilísticas de geração e carga para encontrar um balanço entre confiabilidade e custo de operação de uma microrrede ilhada. Essa microrrede dispunha de SAE, geração fotovoltaica, geração eólica, microturbinas e cargas controláveis. Os autores apresentaram as variações das respostas da solução proposta para variações no nível de confiança, na flutuação da carga, na consideração do custo do SAE, na variação dos parâmetros do SAE e na discretização considerada. Por fim, os autores mostraram que a solução proposta apresentou custo e tempo de execução menores comparados com um algoritmo utilizando o método meta-heurístico Enxame de Partículas e Simulações de Monte Carlo.

Em Ott *et al.* (2019) foi proposto um modelo PLIM juntamente com a técnica de janela móvel para determinar a operação conjunta de várias microrredes conectadas entre si e ilhadas

da rede principal. Essas microrredes eram compostas por gerador PV, gerador eólico, gerador convencional, cargas controláveis e baterias. O objetivo do modelo proposto foi reduzir o custo de operação das microrredes, considerando o custo das cargas não atendidas e a possibilidade de fluxo de potência entre as microrredes. Para isso, os autores dividiram a solução em duas etapas, sendo a primeira responsável por determinar a operação econômica individual e a segunda pela operação econômica global das microrredes. A primeira etapa foi responsável por determinar a demanda não atendida e a energia não utilizada de cada microrrede. Já a segunda etapa foi responsável por determinar o fluxo de potência entre as microrredes. Os autores avaliaram a solução proposta não considerando a possibilidade de troca de energia entre as microrredes e considerando essa possibilidade. Além disso, eles propuseram um indicador de sucesso para avaliar a operação da solução. Os autores concluíram que a solução proposta obteve sucesso em aumentar o atendimento dos consumidores na ocorrência de uma falta na rede principal.

Finalizando a menção dos artigos encontrados na busca sistemática, nos trabalhos de Oboudi *et al.* (2020) e Wang e Wang (2015) foram propostas estratégias adaptativas para que microrredes contornassem a ocorrência de faltas no sistema, com o objetivo de melhorar a confiabilidade do fornecimento de energia. Em Oboudi *et al.* (2020) foi utilizado o método de Enxame de Partículas e em Wang e Wang (2015) foi utilizado Programação Não-Linear Inteira Mista e MPC para determinar os agrupamentos de cargas e fontes a serem isolados da falta. Para complementar o processo de busca, em Oboudi *et al.* (2020) foi utilizado um modelo PLIM para avaliar a qualidade do agrupamento. Nesses trabalhos os autores concluíram a eficácia das soluções na diminuição dos impactos de uma falta no quesito fornecimento de energia. No entanto, as soluções não consideraram o custo do não atendimento dos consumidores e a possibilidade de priorizar um consumidor que já havia sofrido interrupções anteriormente.

De modo complementar à busca sistemática realizada, menciona-se que em Roesler (2018), Roesler *et al.* (2019) e Perez *et al.* (2021) o autor da presente dissertação desenvolveu estudos preliminares dentro do contexto de análise em que se estudou o corte de carga para operação de uma microrrede ilhada. A seguir é apresentado um pouco do contexto desses trabalhos, como também da presente dissertação.

A realização do corte de carga considerando os indicadores brasileiros de continuidade foi uma das soluções propostas no projeto PD ANEEL de número 02866-0442/2016. Esse projeto ainda está em andamento, tendo como empresa executora o Lactec e como empresa contratante a Copel. O intuito do PD é melhorar a qualidade do serviço de distribuição de energia para

consumidores de Faxinal do Céu, município do interior do Paraná. Para isso foi proposto o conceito de microrrede englobando todas as cargas desse município, aplicando nesse conceito lógicas de controle para a operação conectada e ilhada com o sistema interligado nacional. Para a geração local que dará suporte a essa microrrede, foi definido a aquisição de PV e SAE utilizando baterias de íons de lítio, ambos instalados na subestação do município. Porém, até o momento da escrita da presente dissertação, as fontes ainda não estavam instaladas em Faxinal do Céu. Com relação aos valores de potência utilizados no trabalho, os dados históricos de demanda são baseados em medições realizadas no sistema de Faxinal do Céu. Já os dados históricos de geração fotovoltaica são baseados em medições realizadas em um sistema PV instalado no Lactec.

Relativo à operação ilhada da microrrede, a concepção da lógica de gerenciamento considerou o corte das cargas, os indicadores de qualidade do serviço e o custo do SAE. Ou seja, o custo associado ao desligamento das cargas é relativo à violação dos indicadores, já o associado ao atendimento das cargas é relativo ao custo de utilização das baterias. Estudos realizados aplicando essas considerações tiveram como consequência uma solução desenvolvida no trabalho de conclusão de curso Roesler (2018). Nesse trabalho, o autor da presente dissertação apresentou um modelo PLIM inicial para a operação ilhada da microrrede. Como resultado, o modelo proposto foi comparado com uma lógica simples de gerenciamento dos recursos energéticos. Foi concluído que o modelo proposto proporcionou uma operação mais econômica da microrrede ilhada. À época, necessidades operacionais não contempladas foram identificadas, delineando a execução de futuros desenvolvimentos.

Após isso, outro trabalho foi gerado para publicar resultados preliminares dos estudos realizados no projeto PD. Esse trabalho foi o artigo Roesler *et al.* (2019) que, no contexto de modelagem, acrescentou restrições para os indicadores coletivos e reformulou as restrições para o cálculo do DMIC. Nesse trabalho, os resultados da aplicação utilizando o modelo PLIM foram comparados com os resultados da aplicação com um algoritmo simples. Além disso, 5 cenários foram comparados entre si, sendo eles: a aplicação do algoritmo simples e custo moderado de utilização do SAE; algoritmo simples e custo alto de utilização do SAE; PLIM e custo moderado de utilização do SAE; PLIM e custo alto de utilização do SAE alto; e, um cenário sem a utilização das fontes distribuídas. Também foi concluído nesse trabalho o melhor desempenho do modelo PLIM comparado com o algoritmo simples.

Por fim, o trabalho Perez *et al.* (2021) publicou, até então, os avanços mais recentes da operação ilhada da microrrede, relativos ao projeto de PD em questão. Nesse trabalho

também apresentou-se a lógica desenvolvida para o controle conectado da microrrede. No quesito operação ilhada, foi acrescentado na abordagem a metodologia MPC, com o intuito de reduzir os erros de previsão de geração e de demanda. Além disso, foi acrescido no modelo matemático PLIM restrições para representar o barramento de Corrente Contínua (CC) da microrrede e eficiências dos equipamentos, sendo essa modelagem fundamentada em López-Salamanca *et al.* (2018). A formulação PLIM não é detalhada no referido artigo. Um dos resultados apresentados nesse trabalho foi uma simulação da operação ilhada da microrrede, analisando o custo de operação, os momentos de corte de carga e os tempos de convergência do modelo.

Com a apresentação dos artigos obtidos na busca sistemática e dos trabalhos correlatos produzidos no projeto de PD em questão, é possível situar as contribuições da presente dissertação, que são apresentadas subseção 2.5.3 a seguir.

2.5.3 Contribuição do trabalho

Como é possível observar na subseção 2.5.2, nenhum dos trabalhos obtidos na busca sistemática considerou indicadores de qualidade do serviço de distribuição de energia na tomada de decisão. Realizar essa consideração na operação ilhada de microrredes oferece uma adequação de uso dos recursos energéticos de modo alinhado às políticas regulatórias do contexto em análise.

De forma complementar, considerando os outros trabalhos produzidos no projeto de PD em desenvolvimento, no contexto de modelagem matemática, a dissertação contribui com a apresentação detalhada do modelo PLIM proposto. Outra contribuição da dissertação é a apresentação do aprimoramento das restrições utilizadas para o cálculo dos indicadores de qualidade do serviço de distribuição, tornando mais restrita a busca pela resposta ótima. Na dissertação são propostas restrições de corte com o intuito de diminuir o espaço de busca do modelo.

Esse esforço em reduzir o espaço de busca do modelo tem como objetivo atender uma das demandas do projeto de PD, que é a simulação da operação ilhada com 10 consumidores controláveis e um não controlável. Nas versões preliminares do modelo utilizadas nos trabalhos anteriores do projeto, considerando 10 consumidores, os processos de busca não encontravam nenhuma resposta factível dentro do tempo limite. Para avaliar esse cenário com um número crescente de consumidores controláveis, na presente dissertação é realizada uma análise de escalabilidade (detalhada *a posteriori* na seção 4.3).

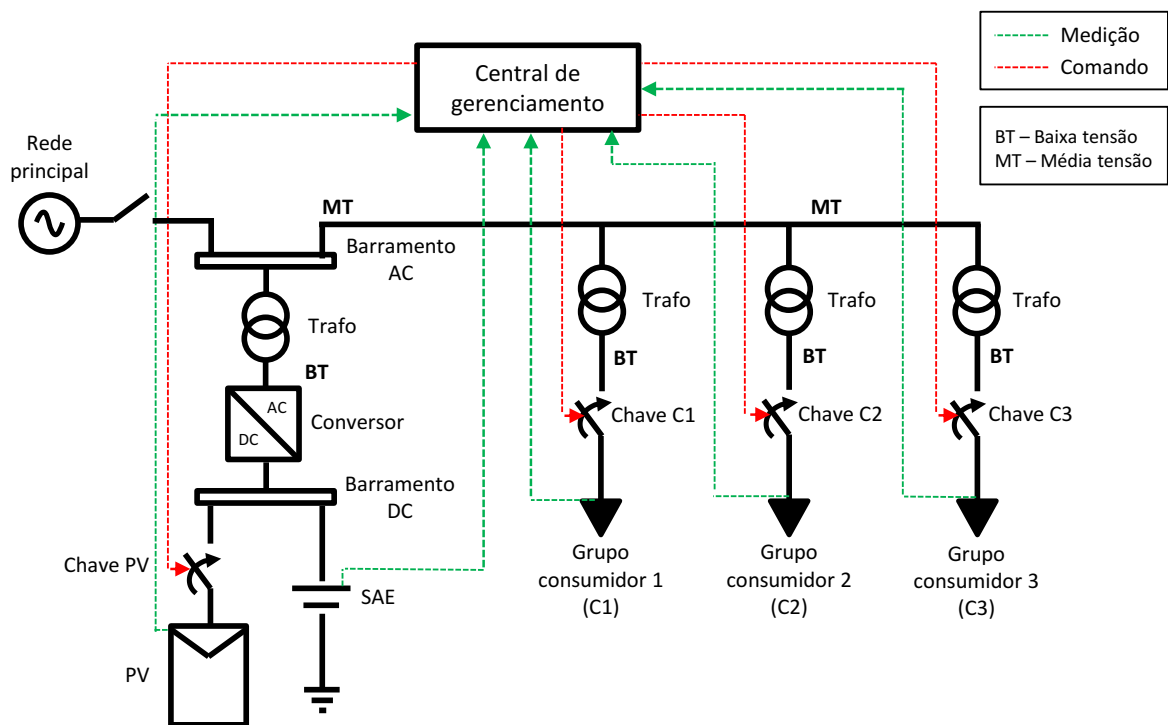
No Capítulo 3 a seguir é apresentada a metodologia de solução proposta para endereçar o problema de modelagem linear para otimizar o corte de carga de uma microrrede ilhada, considerando indicadores de qualidade de serviço (*e.g.*, DIC, FIC e DMIC).

3 MÉTODOS E MODELAGEM MATEMÁTICA

3.1 CARACTERÍSTICA DO SISTEMA MODELADO E METODOLOGIA PROPOSTA

A topologia de microrrede em análise é esquematicamente ilustrada na Figura 4. São considerados dois barramentos: o barramento Corrente Contínua (CC), ou barramento DC, e o barramento de Corrente Alternada (CA), ou barramento AC. Entre esses dois barramentos é utilizado um inversor de frequência, que atua como conversor de energia. No barramento CC são conectados o sistema PV, através de uma chave de conexão, e o SAE. Já no barramento CA são conectados os grupos consumidores e as respectivas chaves de conexão. Além dos elementos já citados, a microrrede também é composta por uma Central de gerenciamento. É possível observar na Figura 4 que esse elemento envia comandos para as chaves e recebe medições de potência dos demais elementos da microrrede.

Figura 4 – Esquemático simplificado da microrrede ilhada.



Fonte: Autoria própria.

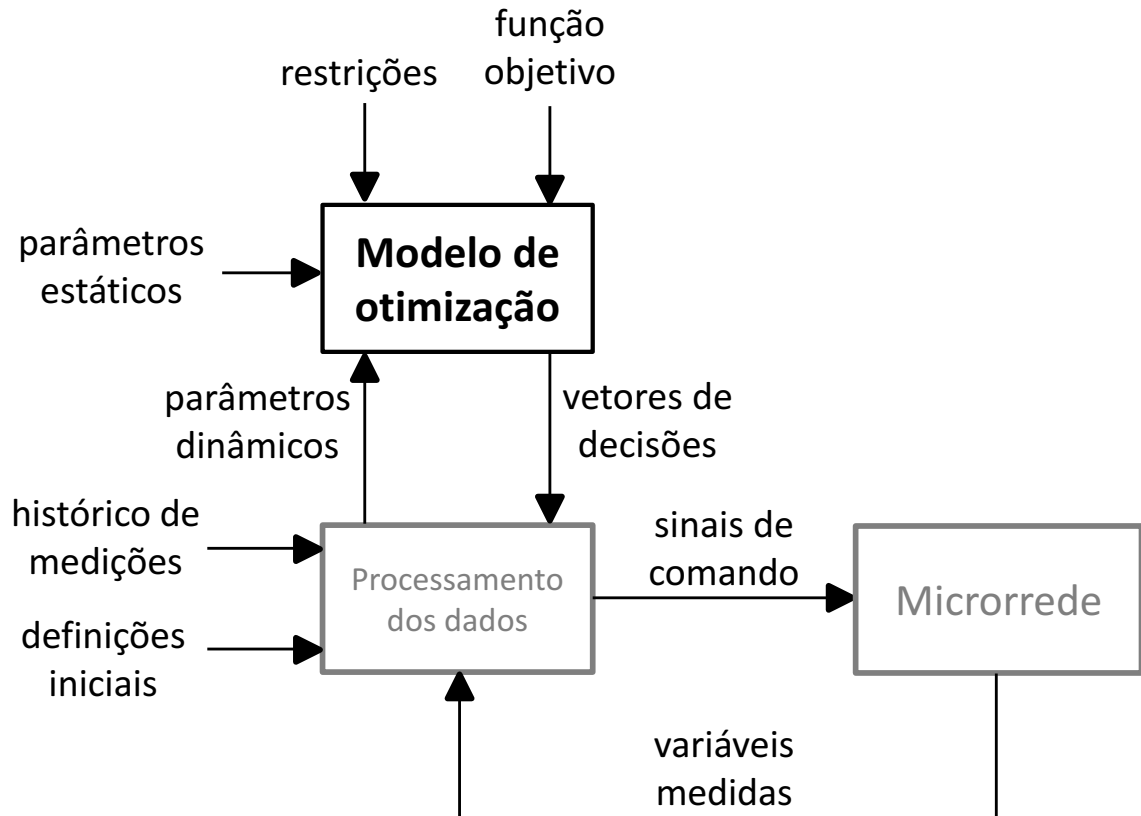
Ainda na Figura 4, é possível observar a ilustração de uma chave aberta sem a possibilidade de comutação. Essa chave é utilizada para possibilitar a conexão da microrrede com a rede principal de distribuição. No entanto, é considerado em todos os experimentos conduzidos

no trabalho que o estado dessa chave é aberto, pois o objetivo do trabalho é estudar a operação ilhada da microrrede.

A Central de gerenciamento, ilustrada na Figura 4, é o elemento responsável pela definição e envio da posição que as chaves devem permanecer nos instantes de tempo. Ou seja, é nesse elemento que estão contidos o Processamento dos dados e o Modelo de otimização em PLIM proposto. A Figura 5 ilustra, no espectro da presente dissertação, os blocos que constituem a Central de gerenciamento, ilustrando a entrada e a troca de informações entre os blocos.

O bloco Processamento dos dados recebe as definições iniciais (*e.g.* Energia inicial do SAE, limite dos indicadores e duração da falta) e o histórico de medição, comandando as ações que devem ser realizadas no bloco Microrrede (*e.g.*, abertura e fechamento de chaves). Em destaque está o Modelo de otimização, foco do presente trabalho, com suas principais entradas e a saída que auxiliará o processo de tomada de decisões comandadas pelo bloco Processamento de dados. A subseção 3.1.1 e a subseção 3.1.2 a seguir detalham o funcionamento da abordagem sintetizada na Figura 5.

Figura 5 – Esquemático do funcionamento do gerenciamento ilhado da microrrede.



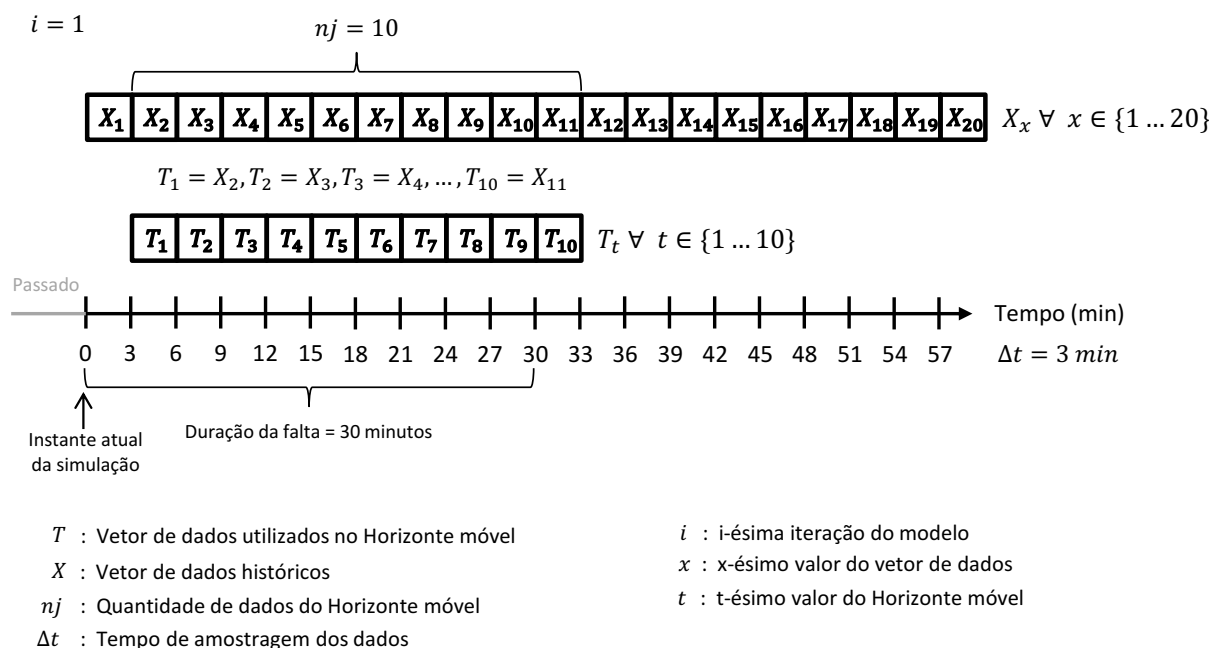
Fonte: Autoria própria.

3.1.1 Horizonte Móvel e Blocos de Processamento de Dados e Microrrede

A abordagem de solução proposta tem por base o recebimento de um histórico de medições (ou previsões de medições), as quais são utilizadas para balizar as decisões que ocorrem no momento atual. Para isso, é utilizado o conceito de horizonte móvel, o qual permite a delimitação dos dados “futuros” referentes a cada um dos instantes analisados. Esse conceito é utilizado no trabalho com o intuito de reduzir esforços computacionais. Novamente, a presente dissertação não faz uso de modelos de previsão, utilizando como alternativa históricos de medição, uma vez que o foco da dissertação é voltado ao modelo matemático, o qual pode ter suas entradas pautadas tanto em dados históricos quanto em previsões.

Com o intuito de explicar a utilização dos dados históricos e o horizonte móvel, a Figura 6 ilustra os dados utilizados na primeira iteração em um exemplo. Nesse exemplo, é considerado 1 hora de dados históricos com amostragem de 3 minutos (ou seja, há 20 conjuntos de dados obtidos em uma amostragem que ocorre a cada 3 minutos ou, simplificada, “20 dados”), a ocorrência de uma falta com duração de 30 minutos e um horizonte móvel de 30 minutos (10 dados). O valor do índice i dita o atual instante da iteração; logo, a varredura do vetor de dados históricos ocorre em função desse índice. Os dados históricos são utilizados nas simulações a partir de arquivos no formato *Comma-Separated Values* (CSV).

Figura 6 – Esquemático do funcionamento do gerenciamento ilhado da microrrede: Exemplo numérico para $i = 1$.



Fonte: Autoria própria.

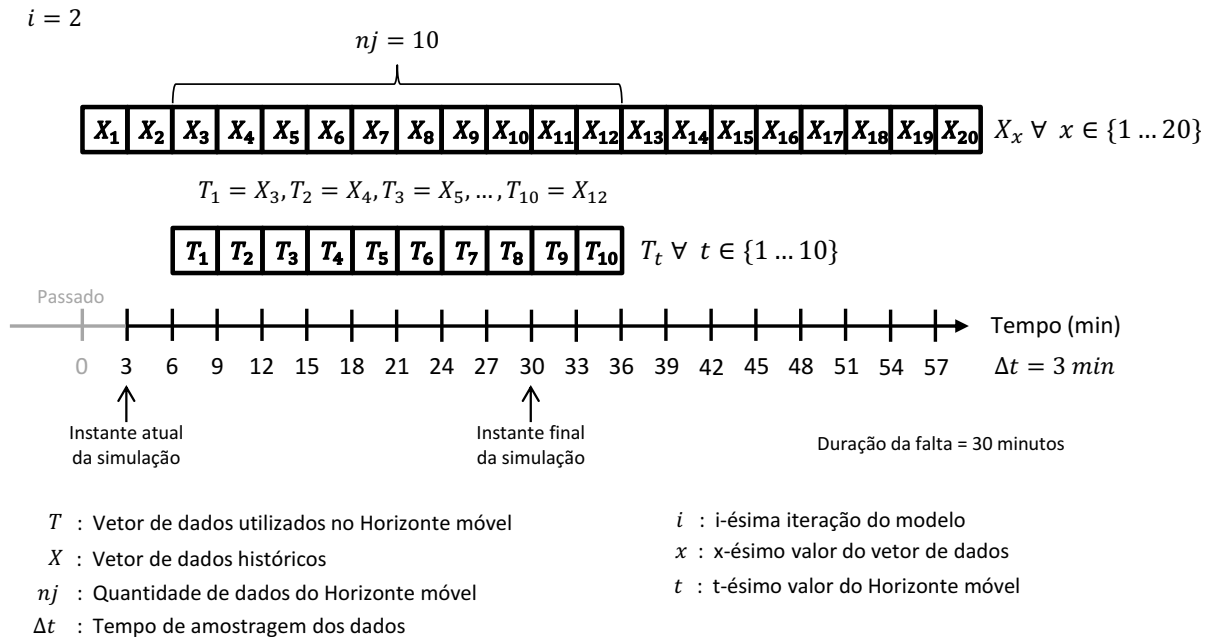
No instante que ocorre a primeira iteração (0 minutos), X_1 representa na simulação o conjunto de dados do instante presente, ou seja, ele representa o valor efetivo de demanda ou geração na microrrede. Assim, as posições X_1 dos vetores históricos de geração e demanda são enviados para o bloco microrrede. Já os valores nos instantes posteriores ($X_2 \dots X_{20}$) representam valores incertos na simulação, logo, representam dados previstos e poderiam ser oriundos de modelos de previsão. Contudo, no contexto de teste do modelo de otimização proposto, por simplicidade, modelos de previsão não fazem parte do escopo. Como no exemplo da Figura 6 é considerado um horizonte de 30 minutos, os dados que representam os 10 instantes seguintes do instante atual são enviados para o bloco Modelo de otimização. Como a posição do dado que representa o instante atual é o X_1 , os valores das posições X_2 a X_{11} do vetor de histórico de medição são armazenados no vetor do horizonte móvel.

No exemplo ilustrado na Figura 6, o processo se repete nas 9 iterações seguintes até o fim da simulação. Como complemento da explicação anterior, a Figura 7 ilustra os dados utilizados na segunda iteração do mesmo exemplo ilustrado na Figura 6. É possível observar nessa figura que na segunda iteração ($i = 2$) a posição do vetor dos dados históricos utilizado no bloco Microrrede passa a ser X_2 . Já os dados históricos utilizados no bloco Modelo de otimização são os da posição X_3 a X_{12} . Importante notar que tanto na Figura 6 quanto na Figura 7 os instantes de tempo alinhados com o lado esquerdo e direito de um dado representam, respectivamente, o instante inicial e o instante final que o respectivo dado representa. Ou seja, nesse intervalo de tempo o valor do dado é mantido constante. Além disso, o instante atual e final da simulação representados nessas figuras, representam, respectivamente, o instante em que se encontra a atual iteração do modelo e o último instante da falta simulada.

Retomando a explicação da Figura 5, o bloco Processamento dos dados tem a função de atualizar os parâmetros enviados para o modelo PLIM, enviar as decisões de abertura/fechamento ($\delta o_{c,i}$ e $\delta pv_{c,i}$) e as potências atuais de demanda ($rd_{c,i}$) e geração PV ($rp_{pv_{c,i}}$) para o bloco Microrrede e armazenar as decisões que serão tomadas nos instantes seguintes. Todos os dados enviados por esse bloco condizem com o valor do instante da atual iteração i . No bloco Processamento dos dados também é feito o processamento do vetor de decisões recebido, de forma a assumir apenas a primeira decisão obtida e descartando as demais. Além disso, esse bloco prepara as variáveis medidas ($pini_{ch}$, $pini_{dis}$ e $eini$) para serem passadas como parâmetros para o modelo de otimização, tendo os valores atualizados em cada instante i .

Já o bloco Microrrede tem como objetivo possibilitar a verificação da resposta da

Figura 7 – Esquemático do funcionamento do gerenciamento ilhado da microrrede: Exemplo numérico para $i = 2$.



Fonte: Autoria própria.

microrrede para as decisões definidas pelo bloco Modelo de otimização. Essa resposta, simulada pelo bloco Microrrede, é verificada por meio dos valores das variáveis medidas, sendo elas a potência ($pini_ch$ e $pini_dis$) e energia ($eini$) no instante que a decisão da iteração i é tomada. Ou seja, na aplicação real o bloco Microrrede será substituído pelas medições realizadas na planta real.

Nos experimentos realizados na dissertação, a ferramenta *Simulink* do *software* Matlab[®] é utilizada para exercer as funções do bloco Processamento dos dados e Microrrede.

3.1.2 Bloco Modelo de otimização e *Loop* de execução

Na Figura 5, o bloco Modelo de otimização representa o modelo PLIM aplicado nos experimentos. Para solução desse modelo é utilizado o *software open-source* GUSEK (BETTONI, 2018), que consiste em um ambiente *Windows*[®] para o desenvolvimento e solução de modelos lineares/inteiros, fazendo uso do *solver GNU Linear Programming Kit* (GLPK). Devido às características de *software* livre, foi decidido em embarcar o GUSEK no produto final do PD que a dissertação está envolvida. Por esse motivo, como também para ir de acordo com os desenvolvimentos já realizados no PD, esse *software* foi o escolhido para uso na dissertação.

São definidos parâmetros e função objetivo para o modelo com o intuito de se obter

a resposta desejada. Além disso, são utilizados nesse bloco parâmetros que são mantidos em todas iterações i (parâmetros estáticos) e parâmetros que variam o valor dependendo do valor de i (parâmetros dinâmicos).

Como saída, o bloco Modelo de otimização envia para o bloco Processamento dos dados as decisões definidas pelo modelo PLIM ($\delta_{o_c,i+1}$ e $\delta pv_{c,i+1}$), as quais estão basicamente associadas à possibilidade de corte de carga, levando-se em conta indicadores de qualidade de serviço. Essas decisões serão tomadas no instante de iteração seguinte, ou seja, $i + 1$. Nesse instante, as decisões serão implementadas no bloco Microrrede e o bloco Modelo de otimização deverá encontrar as decisões para o próximo instante.

Para um melhor entendimento do funcionamento da metodologia proposta, o Algoritmo 1 ilustra a ordem da execução realizada nas simulações.

Algoritmo 1 – Fluxo base de execução.

-
- 1: **Rotina principal()**
 - 2: "Medições de carga": Enviar as potências consideradas reais para "Proc."
 - 3: "Medições de geração": Enviar as potências consideradas previstas para "Proc."
 - 4: $i = 1$
 - 5: $\delta_{o_c,i} = 1 \rightarrow$ "Microrrede" $\forall c \in C$
 - 6: $\delta pv_i = 1 \rightarrow$ "Microrrede" $\forall c \in C$
 - 7: $rp_pv_i, rd_{c,i} \rightarrow$ "Microrrede" $\forall c \in C$
 - 8: **enquanto** $i \leq ni$ **faça**
 - 9: "Microrrede": $eini, pini_ch, pini_dis \rightarrow$ "Proc."
 - 10: $d_{c,x} \rightarrow d_{c,t} \forall x \in \{(i+1)...nj+i\}, c \in C, t \in T$
 - 11: $p_pv_x \rightarrow p_pv_t \forall x \in \{(i+1)...nj+i\}, c \in C, t \in T$
 - 12: "Proc.": Atualização de $dicp_c, ficp_c, dmicp_c, dmicmaior_c, deltap_c$ em função de $\delta_{o_c,i} \forall c \in C$
 - 13: "Proc.": Atualização de $maxdic, maxfic, maxdmic, maxzint$ em função de $\delta_{o_c,i} \forall c \in C$
 - 14: "Proc.": Atualização de $vdic_c, vfic_c, vdmic_c$ em função de $\delta_{o_c,i} \forall c \in C$
 - 15: "Proc.": Atualização de $eini, pini_ch, pini_dis$ e do $musd_c$ em função de $d_{c,t} \forall c \in C, t \in T$
 - 16: "Proc.": $d_{c,i+1}, p_pv_{i+1} \rightarrow$ "Modelo de otimização" $\forall c \in C, t \in T$
 - 17: $dicl_{im}, ficl_{im}, dmicl_{im}, p, \Delta t, fdiv, nj, nc, kei \rightarrow$ "Modelo de otimização"
 - 18: $dicp_c, ficp_c, dmicp_c, dmicmaior_c \rightarrow$ "Modelo de otimização" $\forall c \in C$
 - 19: $deltap_c, musd_c, vdic_c, vfic_c, vdmic_c \rightarrow$ "Modelo de otimização" $\forall c \in C$
 - 20: $eini, emax, emin, pini_ch, pini_dis, pmax \rightarrow$ "Modelo de otimização"
 - 21: $\eta dcac, \eta acdc, \eta pv, \eta ch, \eta dis \rightarrow$ "Modelo de otimização"
 - 22: $maxdic, maxfic, maxdmic, maxzint, maxzsae, maxinv, maxalfa \rightarrow$ "Modelo de otimização"
 - 23: "Modelo de otimização": Executar modelo PLIM
 - 24: "Modelo de otimização": $\delta_{o_c,i+1}, \delta pv_{i+1} \rightarrow$ "Proc."
 - 25: $i = i + 1$
 - 26: Esperar até o próximo instante de decisão
 - 27: $\delta_{o_c,i} \rightarrow$ "Microrrede" $\forall c \in C$
 - 28: $\delta pv_i \rightarrow$ "Microrrede"
 - 29: $rp_pv_i, rd_{c,i} \rightarrow$ "Microrrede" $\forall c \in C$
 - 30: finaliza **enquanto**
 - 31: **fim Rotina principal**
-

Fonte: Autoria própria.

No Algoritmo 1, os nomes entre aspas representam os blocos apresentados na Figura 5. Além disso, o bloco Processamento dos dados é representado no algoritmo como "Proc.". Nas

linhas 2 e 3 é realizado o carregamento das potências consideradas como reais e previstas a partir de 2 arquivos no formato CSV. Na linha 4 é estabelecido o valor da iteração inicial. Nas linhas 5 e 6 são definidos os estados iniciais das chaves. Os estados iniciais considerados de todas as chaves foram “Abertas” (binárias iguais a 1), pois é considerado que a microrrede irá desconectar os grupos consumidores e a geração PV no início da falta. Essa desconexão inicial tem duração igual ao tempo entre decisões do modelo, ou seja, Δt . Dando fim aos preparativos para o *loop* de execução, na linha 7 é realizado o envio das potências iniciais para a microrrede.

O *loop* de execução ilustrado no Algoritmo 1 é repetido uma quantidade de vezes igual ao número de iterações. Dos comandos internos do *loop*, o representado na linha 9 do algoritmo é responsável por enviar os dados de energia e potência iniciais da bateria do bloco Microrrede para o bloco Processamento dos dados. Nas linhas 10 e 11 são definidos os valores de geração e demanda previstas pertencentes ao conjunto de dados X que serão utilizados na iteração. Os valores escolhidos variam conforme o índice de iteração i aumenta, de forma que o dado correspondente ao primeiro instante analisado na iteração anterior é subtraído do conjunto, e um dado correspondente ao instante final analisado na iteração anterior acrescido de Δt é adicionado ao conjunto. Ou seja, são nessas linhas de comando que a técnica de horizonte móvel é aplicada.

Nas linhas 12 a 15 são indicados os parâmetros enviados para o bloco Modelo de otimização que são atualizados pelo bloco Processamento dos dados. Na linha 12 são atualizados os parâmetros referentes aos valores dos indicadores antecedentes à iteração. Já na linha 13 são atualizados os valores máximos que os indicadores e as compensações podem assumir na iteração. Na linha 14 são atualizados os parâmetros que indicam se os limites dos indicadores foram ultrapassados. Finalizando a atualização dos parâmetros dinâmicos, na linha 15 são atualizados os valores das potências médias, da energia inicial e das potências iniciais do SAE.

Nas linhas 16 a 22 são enviados para o Modelo de otimização os parâmetros estáticos e dinâmicos. Dentre os parâmetros estáticos, na linha 16 são enviados os parâmetros referentes às potências previstas, na linha 17 referentes ao cálculo das compensações, na linha 18 referentes aos valores passados dos indicadores. Na linha 19 são enviados parâmetros referentes ao estado das chaves dos consumidores antes da iteração (d_{icp_c}), as potências médias (m_{usd_c}) e referentes às violações dos limites dos indicadores. Ainda com relação ao envio dos parâmetros para o modelo, na linha 20 são enviados os parâmetros referentes ao SAE, na linha 21 referentes aos rendimentos e na linha 22 parâmetros referentes aos valores máximos definidos para algumas variáveis. Na linha 23 o modelo PLIM proposto é executado e na linha 24 são enviadas para

o bloco Processamento dos dados as respostas para o instante referente à iteração $i + 1$. É importante salientar que a execução do modelo de otimização não pode durar mais que Δt .

Ainda no Algoritmo 1, na linha 25 o índice da iteração é incrementado em 1 e na linha 26 é realizado uma pausa na execução até o próximo instante de decisão. A diferença de tempo entre os instantes de decisões é igual a Δt , ou seja, nessa linha a execução do algoritmo terá uma pausa de Δt subtraído do tempo de execução do modelo PLIM e subtraído também dos tempos demandados pelos comandos anteriores (da linha 1 à 25). Por exemplo, considere-se que $\Delta t = 3$ minutos, que o tempo demandado para a iteração do modelo foi de 0,5 minutos e que o tempo demandado pelos comandos foi de 0,01 minutos, logo, o tempo de espera foi igual a 2,49 minutos. Por fim, nas linhas 27 a 29 são enviadas as decisões das chaves e as potências reais dos instantes referentes à iteração i .

Na sequência (seção 3.2), o modelo PLIM proposto é apresentado, contendo a explicação da função objetivo, das restrições e dos parâmetros e variáveis utilizadas.

3.2 FORMULAÇÃO DO MODELO

3.2.1 Função Objetivo

A função objetivo do modelo, em todas as iterações i , é descrita na Equação 13. As parcelas da função objetivo são calculadas em reais (R\$), ou seja, essas parcelas estão apresentadas na mesma unidade.

$$\begin{aligned}
 \text{minimizar } z = & \underbrace{k1 \cdot \sum_{t \in T} (s_{ac_t} + s_{dc_t})}_{\text{Fator 1: Relaxar igualdades}} + \underbrace{k2 \cdot zch}_{\text{Fator 2: Custo carga}} + \underbrace{k3 \cdot zdis}_{\text{Fator 3: Custo descarga}} \\
 & + \underbrace{k4 \cdot \sum_{c \in C} zint_c}_{\text{Fator 4: Custo indicadores}} + \underbrace{k5 \cdot \sum_{c \in C} zap_c}_{\text{Fator 5: Aprimorar resposta}}
 \end{aligned} \tag{13}$$

É possível observar que a função objetivo é dividida em 5 termos ou fatores. O primeiro termo é utilizado para relaxar a restrição referente à igualdade entre geração e consumo de potência nos barramentos CA (s_{ac_t}) e CC (s_{dc_t}) da microrrede, considerando-se o horizonte móvel analisado. A obtenção dos valores das variáveis associadas a essa restrição (s_{ac_t} ; s_{dc_t}) é detalhada no decorrer da seção 3.2. O segundo e o terceiro termos são referentes ao custo da carga (zch) e descarga ($zdis$) do SAE, respectivamente. O quarto termo é referente à soma dos

custos pela violação dos indicadores de qualidade de energia de todos os grupos consumidores considerados ($zint_c$). Por fim, o quinto termo é utilizado para aprimorar a resposta encontrada no que diz respeito aos valores dos indicadores de cada grupo (zap_c). Esse termo será melhor explicado no decorrer da seção 3.2.

Na Equação 13 cada termo é multiplicado por um fator de ponderação. Os valores desses fatores são passados como parâmetros para o modelo, sendo esses valores condizentes com a seguinte condição: $k1 \gg k4 \geq k3 \geq k2 \gg k5$. Essa condição é estabelecida seguindo a seguinte lógica: O fator $k1$ precisa ser maior que os demais, já que esse fator é referente apenas às restrições de relaxação; no caso, não é desejável que as variáveis s_{ac_t} e s_{dc_t} assumam valores diferentes de zero; O fator $k5$ precisa ser menor que os demais, já que esse fator é referente às restrições de aprimoramento da resposta; O fator $k4$ é referente à falta de energia, que causa impacto financeiro e no atendimento dos consumidores, logo, precisa ser maior ou igual ao $k3$ e $k2$, que causam apenas impacto financeiro; O fator $k2$ (custo de carga) precisa ser menor ou igual ao fator $k3$ (custo de descarga), pois a carga é vantajosa em momentos de muita geração do PV, possibilitando operações futuras.

Na sequência, subseção 3.2.2 à subseção 3.2.7, são apresentadas as restrições elaboradas para o modelo matemático, as quais são geradas em todas as iterações i .

3.2.2 Restrições referentes ao cálculo dos indicadores

Nessa seção são apresentadas as restrições referentes aos cálculos dos indicadores de qualidade de energia. A Restrição 14 é utilizada para o cálculo do indicador DIC resultante da iteração de cada grupo consumidor c .

$$dic_c = dicp_c + \sum_{t \in T} \Delta t \cdot \delta_{o_{c,t}} \quad \forall c \in C \quad (14)$$

Na Restrição 14, o parâmetro $dicp_c$ é referente ao valor acumulado do indicadores antes da iteração e a variável binária $\delta_{o_{c,t}}$ representa a decisão de corte ou atendimento do consumidor, sendo o valor 0 referente ao atendimento e o valor 1 referente ao corte do consumidor¹.

Diferente de como é proposto nos trabalhos Roesler (2018) e Roesler *et al.* (2019), nos quais o indicador DIC é calculado em todos os instantes t , na Restrição 14 é proposto apenas um

¹ Notar que o índice “o” da variável $\delta_{o_{c,t}}$ vem do termo em inglês *open* (aberto), conduzindo aos significados: $open=0$ para chave fechada e, logicamente, indicando um consumidor que é atendido; e, $open=1$ para chave aberta, consumidor não atendido.

cálculo do indicador DIC para toda iteração i . Ou seja, a forma proposta reduz consideravelmente o número de restrições e variáveis para o cálculo do DIC, comparado com a forma proposta nesses trabalhos.

A Restrição 15 é utilizada para o cálculo do indicador FIC de cada grupo consumidor c .

$$fic_c = ficp_c + \sum_{t \in T} \delta fic_{c,t} \quad \forall c \in C \quad (15)$$

Da mesma forma que ocorre com a Restrição 14, a Restrição 15 calcula um único valor para o indicador FIC para cada grupo c . Comparado com os trabalhos Roesler (2018) e Roesler *et al.* (2019) o cálculo do FIC proposto necessita de um número menor de variáveis e restrições. É possível observar na Restrição 15 que o cálculo do FIC é realizado a partir da soma das variáveis binárias $\delta fic_{c,t}$. Essa variável binária indica quando o grupo consumidor c passa do estado de falta, ou estado desconectado, para o estado de atendimento, ou estado conectado. Ou seja, ela indica quando uma falta presenciada pelo grupo consumidor é finalizada.

No trabalho (ROESLER, 2018) é mostrado que a variável binária $\delta fic_{c,t}$ pode ser calculada a partir da operação lógica *AND* entre as variáveis binárias $\delta o_{c,t-1}$ e a variável $\delta o_{c,t}$ negada. Dessa forma, nesse trabalho foi utilizado uma operação de implicação entre essas variáveis binárias e foram utilizadas restrições para representar linearmente essa implicação. Essa implicação e essas restrições propostas em (ROESLER, 2018) são ilustradas na Implicação 16 e no grupo de restrições 17, respectivamente.

$$\delta fic_{c,t} = \delta o_{c,t-1} \wedge \neg \delta o_{c,t} \quad \forall c \in C, t \in T \mid t \neq 1 \quad (16)$$

$$\begin{cases} \delta fic_{c,t} \leq \delta o_{c,t-1} & \forall c \in C, t \in T \mid t \neq 1 \\ \delta fic_{c,t} \leq 1 - \delta o_{c,t} & \forall c \in C, t \in T \\ \delta fic_{c,t} \geq \delta o_{c,t-1} - \delta o_{c,t} & \forall c \in C, t \in T \mid t \neq 1 \end{cases} \quad (17)$$

É possível observar no grupo de restrições 17 que algumas das restrições não se aplicam para o tempo inicial da iteração ($t = 1$). Para esses casos, a variável $\delta o_{c,t-1}$ assume o valor do parâmetro δp_c , sendo ele o parâmetro que indica se o grupo consumidor c está no estado de falta ($\delta p_c = 1$) ou no estado de atendimento ($\delta p_c = 0$) no momento da iteração. A representação linear da estrutura utilizada pela Implicação 16 é explicada e deduzida em (MAGATÃO, 2005).

Diferentemente dos indicadores DIC e FIC, no cálculo do indicador DMIC é utilizado um grande número de restrições, que são divididas em três partes. Na primeira parte as faltas de energia estimadas que cada grupo consumidor c sofrerá são separadas. Na segunda parte é determinada a evolução em t da falta de maior duração que cada grupo c presenciara. Por fim, na terceira parte é armazenado o último valor encontrado na segunda parte do cálculo, ou seja, o valor final da falta de maior duração. Todas as restrições e implicações apresentadas na sequência referentes ao cálculo do DMIC foram utilizadas para geração de resultados em (ROESLER *et al.*, 2019), porém, não foram detalhadamente apresentadas.

Na primeira parte do cálculo do DMIC, a Restrição 18 tem a função de armazenar na variável $dmiccont_{c,t}$ a evolução das faltas de cada grupo consumidor. Como é possível observar, a Restrição 18 não se aplica para valores de t iguais a 1. Assim, para esse valor de t a variável $dmicaux_{c,t-1}$ assume o valor do parâmetro $dmicpc$, sendo ele igual à duração da falta sofrida pelo consumidor no instante de iteração.

$$dmiccont_{c,t} = dmicaux_{c,t-1} + \Delta t \quad \forall c \in C, t \in T \mid t \neq 1 \quad (18)$$

Para relacionar as variáveis responsáveis pelos cortes ou atendimentos de cada grupo c em cada um dos instantes t ($\delta_{o_{c,t}}$), é utilizada a Implicação 19. Para representar essa implicação na forma linear são utilizados o grupo de restrições 20. A explicação e a dedução matemática da representação linear utilizada para essa e outras implicações do modelo são detalhadamente apresentadas em (MAGATÃO, 2005).

$$\delta_{o_{c,t}} = 1 \rightarrow dmicaux_{c,t} = dmiccont_{c,t} \quad \forall c \in C, t \in T \quad (19)$$

$$\begin{cases} dmicaux_{c,t} - dmiccont_{c,t} \leq Uk \cdot (1 - \delta_{o_{c,t}}) \\ dmicaux_{c,t} - dmiccont_{c,t} \geq Lk \cdot (1 - \delta_{o_{c,t}}) \\ \forall c \in C, t \in T \end{cases} \quad (20)$$

No grupo de restrições é possível verificar a utilização dos parâmetros Uk e Lk . O parâmetro Uk deve ter um valor positivo suficientemente grande; o parâmetro Lk deve ter um valor negativo, com módulo suficientemente grande, por exemplo, $Lk = -Uk$. Esses parâmetros não podem ter valores exagerados, pois isso pode ocasionar um aumento no tempo de convergência do modelo (MAGATÃO, 2005). Para o caso do grupo de restrições 20 os valores de Uk e Lk são iguais a $maxdmic$ e $-maxdmic$, respectivamente. Esse parâmetro representa o

maior valor possível do indicador DMIC na iteração, considerando todos os grupos consumidores c . As restrições definidas em 20 não são suficientes para realizar a distinção das faltas, sendo necessário a Implicação 21 como complemento. Essa implicação é representada linearmente pelo grupo de restrições 22.

$$\delta o_{c,t} = 0 \rightarrow dmicaux_{c,t} = 0 \quad \forall c \in C, t \in T \quad (21)$$

$$\begin{cases} dmicaux_{c,t} \leq Uk \cdot (\delta o_{c,t}) \\ dmicaux_{c,t} \geq Lk \cdot (\delta o_{c,t}) \\ \forall c \in C, t \in T \end{cases} \quad (22)$$

Através dos grupos de restrições 20 e 22, caso a variável $\delta o_{c,t}$ seja igual a 0, a variável $dmiccont_{c,t}$ será igual a Δt e a variável $dmicaux_{c,t}$ será igual a 0. Caso contrário ($\delta o_{c,t} = 1$), a variável $dmiccont_{c,t}$ será igual ao seu valor no instante anterior e a variável $dmicaux_{c,t}$ será igual a $dmiccont_{c,t}$. Dessa forma, a evolução de cada falta presenciada pelo grupo c estará separada por valores nulos na variável $dmicaux_{c,t}$. Com isso, o primeiro passo de cálculo do indicador DMIC é finalizado. Esse passo é ilustrado na Figura 8 no fim da presente subseção (pág. 59) no intuito de melhorar o entendimento do contexto.

Na segunda parte do cálculo do DMIC, a variável $dmicaux_{c,t}$, determinada na primeira parte, é relacionada com a variável binária $\delta dmic_{c,t}$. Essa relação tem como intuito determinar a evolução em t da falta de maior duração do grupo consumidor c . O valor dessa evolução é atribuído à variável $dmicint_{c,t}$. A Equivalência 23 é utilizada para realizar a relação mencionada, sendo a representação linear dessa equivalência apresentada no grupo de restrições 24. Como para a estrutura de implicação, a representação linear utilizada para essa e outras estruturas de equivalências utilizadas são deduzidas e detalhadamente explicadas em (MAGATÃO, 2005).

$$\delta dmic_{c,t} = 1 \leftrightarrow dmicint_{c,t-1} \geq dmicaux_{c,t} \quad \forall c \in C, t \in T \mid t \neq 1 \quad (23)$$

$$\begin{cases} dmicint_{c,t-1} - dmicaux_{c,t} \leq (Uk2 + \epsilon) \cdot \delta dmic_{c,t} - \epsilon \\ dmicint_{c,t-1} - dmicaux_{c,t} \geq Lk2 \cdot (1 - \delta dmic_{c,t}) \\ \forall c \in C, t \in T \mid t \neq 1 \end{cases} \quad (24)$$

Tanto a Equivalência 23 quanto as restrições 24 não se aplicam para o instante $t = 1$. Nesse instante, a variável $dmicint_{c,t-1}$ nessa equivalência e nessas restrições é substituída pelo parâmetro $dmicmaior_c$. Esse parâmetro é referente à maior falta presenciada pelo grupo consumidor c nos instantes anteriores aos considerados na iteração. Os parâmetros $Uk2$ e $Lk2$ utilizados nas restrições 24 possuem os mesmos valores dos parâmetros Uk e Lk , ou seja, $maxdmic$ e $-maxdmic$, respectivamente. Esses valores atendem às condições de que o parâmetro $Uk2$ deve ser positivo e suficientemente grande e $Lk2$ negativo e com módulo suficientemente grande. Além desses parâmetros, as restrições apresentadas em 24 utilizam o parâmetro ϵ , sendo ele um valor suficientemente próximo de 0; é utilizado para diferenciar inequações restritas (e.g., $>$ e $<$) de inequações com condições de igualdade permitidas (e.g., \geq e \leq).

Para a representação linear da Equivalência 23 funcione como desejado, ainda é necessário determinar o valor de $dmicint_{c,t}$ para cada grupo c e instante t . Esse valor é calculado por meio da Restrição 25. Nessa restrição, a variável $dmicint_{c,t-1}$ no instante $t = 1$ também é substituída pelo parâmetro $dmicmaior_c$.

$$dmicint_{c,t} = dmicint_{c,t-1} + (1 - \delta dmic_{c,t}) \cdot \Delta t \quad \forall c \in C, t \in T \mid t \neq 1 \quad (25)$$

Com essa restrição é possível explicar o raciocínio por trás da Equivalência 23. Quando a variável $dmicaux_{c,t}$, considerando o mesmo instante t e grupo consumidor c , atingir um valor superior a $dmicint_{c,t-1}$, a variável $\delta dmic_{c,t}$ assumirá o valor 1. Com isso, a variável $dmicint_{c,t}$ terá o valor no instante t anterior incrementado em Δt . Caso ocorra o contrário, a variável $dmicint_{c,t}$ assumirá o valor do instante anterior ($dmicint_{c,t-1}$). Dessa forma, apenas quando ocorrerem faltas maiores que as até então presenciadas por c a variável $dmicint_{c,t}$ incrementará.

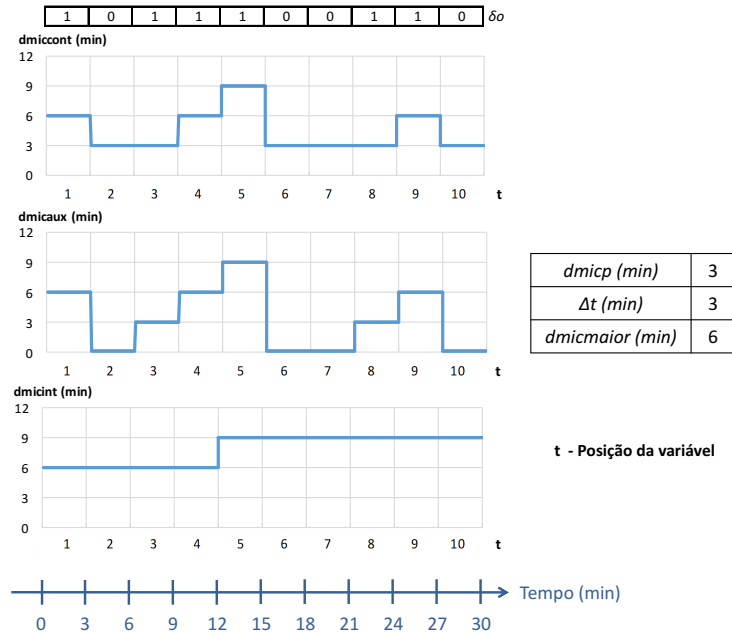
Por fim, na terceira parte do cálculo do DMIC é armazenado o último valor em t da variável $dmicint_{c,t}$. Para isso é utilizado a Restrição 26.

$$dmic_c = dmicint_{c,t} \quad \forall c \in C, t \in T \mid t = nj \quad (26)$$

A Figura 8 mostra os valores de cada uma das variáveis para o cálculo do indicador DMIC para uma resposta hipotética do modelo, considerando apenas um consumidor.

No exemplo ilustrado na Figura 8, é considerado que a microrrede se encontra em estado de falta no instante inicial da iteração (0 minutos), tendo permanecido nesse estado por 3

Figura 8 – Valores das variáveis para o cálculo do indicador DMIC considerando uma resposta hipotética do modelo.



Fonte: Autoria própria.

minutos contínuos ($dmicp = 3$). Outra consideração é que, nos instantes anteriores aos ilustrados no exemplo, a microrrede sofreu uma falta de 6 minutos, sendo essa a maior falta sofrida por esse sistema ($dmicmaior = 6$) antes do período ilustrado no exemplo.

Referente à evolução dos valores das variáveis ilustradas na Figura 8, a primeira decisão de δ_{o_1} foi igual a 1, proporcionando um valor para a variável $dmiccont_1$ quanto para a variável $dmicaux_1$ igual a $dmicp$ acrescido de 3 minutos. Como o valor de $dmicaux_1$ não superou o valor de $dmicmaior$, a variável $dmicint_1$ assumiu o valor de $dmicmaior$ sem incremento de Δ_t ($dmicint_1 = 6$ minutos). Já a segunda decisão de δ_{o_2} foi igual a 0, fazendo com que as variáveis $dmiccont_2$ e $dmicaux_2$ assumissem os valores Δ_t e 0, respectivamente. Na terceira decisão o valor de δ_{o_3} volta a ser igual a 1, fazendo com que a variável $dmicaux_3$ seja igual a 3 minutos. Com relação à variável $dmicint_t$, apenas 12 minutos após o início da iteração ($t = 5$) essa variável sofre um incremento, pois, o valor da variável $dmicaux_5$ (no caso, igual a 9 minutos) nesse instante se torna maior que o valor da variável $dmicint_4$ (no caso, 6 minutos). Desse modo, como ilustrado na Figura 8, os valores da variável $dmicint_t$ para $t > 5$ assumem o valor da falta de 9 minutos, sendo o valor de $dmicint_{10}$ utilizado como o valor do DMIC resultante das decisões do modelo matemático.

3.2.3 Restrições referentes às compensações dos indicadores

Para o cálculo das compensações dos indicadores, é necessário primeiramente verificar se o limite de cada indicador do grupo consumidor c é superior ao limite definido para o indicador. Como mencionado na subseção 2.4.1, caso o indicador seja menor que o respectivo limite a compensação associada deve ser nula. Caso contrário, ela deve ser calculada de acordo com as equações definidas no PRODIST. Por isso, são utilizadas equivalências para relacionar a condição do indicador ser maior que o limite com uma variável binária. Essas equivalências são apresentadas em (ROESLER, 2018) e em (ROESLER *et al.*, 2019), porém, não são detalhadamente explicadas. A primeira é a Equivalência 27, sendo ela utilizada para relacionar a condição do indicador DIC ($dic_c \geq diclim$) com a variável binária δc_dic_c . O conjunto de restrições para a representação linear dessa equivalência é apresentada em 28.

$$\delta c_dic_c = 1 \leftrightarrow dic_c \geq diclim \quad \forall c \in C \quad (27)$$

$$\begin{cases} dic_c - diclim \leq (U + \epsilon) \cdot \delta c_dic_c \quad \forall c \in C \\ dic_c - diclim \geq L \cdot (1 - \delta c_dic_c) \quad \forall c \in C \end{cases} \quad (28)$$

No grupo de restrições 28 aparecem três parâmetros: U , L e ϵ . Como mencionado na subseção 3.2.2, esses parâmetros devem estar condizentes com os possíveis valores das variáveis do grupo de restrições onde elas são utilizadas. A partir do grupo de restrições 28, caso o valor do indicador DIC do consumidor c seja maior que o limite estabelecido, a variável binária δc_dic_c terá valor igual a 1, caso contrário a variável binária terá valor 0.

A segunda das equivalências utilizadas para modelar a condição de valor não nula das compensações é representada na Equivalência 29. Essa equivalência representa a associação da condição $fic_c \geq ficlim$ com a variável binária δc_fic_c . A representação linear dessa equivalência é apresentada no grupo de restrições 30.

$$\delta c_fic_c = 1 \leftrightarrow fic_c \geq ficlim \quad \forall c \in C \quad (29)$$

$$\begin{cases} fic_c - ficlim \leq (U + \epsilon) \cdot \delta c_fic_c \quad \forall c \in C \\ fic_c - ficlim \geq L \cdot (1 - \delta c_fic_c) \quad \forall c \in C \end{cases} \quad (30)$$

Já a terceira e última das equivalências relacionadas com a condição de que a compensação deve ser nula caso o valor do indicador seja menor que o limite, é a representada na Equivalência 31. A representação linear dessa equivalência é representada no grupo de restrições 32.

$$\delta c_dmic_c = 1 \leftrightarrow dmic_c \geq dmicl_{lim} \quad \forall c \in C \quad (31)$$

$$\begin{cases} dmic_c - dmicl_{lim} \leq (U + \epsilon) \cdot \delta c_dmic_c & \forall c \in C \\ dmic_c - dmicl_{lim} \geq L \cdot (1 - \delta c_dmic_c) & \forall c \in C \end{cases} \quad (32)$$

Com a utilização das representações lineares das equivalências, quando um dos três indicadores de cada grupo consumidor c ultrapassar o limite associado, as respectivas variáveis binárias assumem valor igual a 1. Essas equivalências são funcionalmente utilizadas para a obtenção de resultados em (ROESLER, 2018) e em (ROESLER *et al.*, 2019), porém, a formulação matemática não é detalhadamente explicada. Além disso, comparado com os modelos utilizados nesses trabalhos, uma análise da formulação anteriormente elaborada é realizada, o que permitiu suprimir um conjunto de variáveis binárias, simplificando a formulação proposta na dissertação.

Apenas com essas equivalências, contudo, não é possível representar a condição determinada pelo PRODIST. Por isso é utilizado um conjunto de implicações para cada indicador com o intuito de associar as variáveis binárias δc_dic_c , δc_fic_c e δc_dmic_c com as variáveis contínuas $z c_dic_c$, $z c_fic_c$ e $z c_dmic_c$, respectivamente. Antes da apresentação dessas implicações é necessário a apresentação das restrições utilizadas para representar o cálculo das compensações relacionadas aos indicadores. Diferente do que foi considerado nos trabalhos (ROESLER, 2018) e em (ROESLER *et al.*, 2019), que utilizavam uma abordagem que permitia que algumas variáveis assumissem valores negativos, a representação adotada no presente trabalho é feita dividindo as equações 7 a 9 (pág. 36) em parte positiva e negativa, sendo que cada uma das partes deve assumir somente valores não negativos. Essa abordagem permite que o cálculo das compensações seja possível utilizando apenas variáveis que assumem valores não negativos. A abordagem adotada de separação do domínio da variável tende a contribuir com o processo de resolução computacional do *solver* (WOLSEY, 2020). A Restrição 33 e a Restrição 34 representam a parcela positiva ($z p_dic_c$) e negativa ($z n_dic_c$), respectivamente, da equação para o cálculo da compensação do indicador DIC.

$$zp_dic_c = \frac{dic_c \cdot kei \cdot tusd \cdot musd_c}{fdiv} \quad \forall c \in C \quad (33)$$

$$zn_dic_c = \frac{diclim \cdot kei \cdot tusd \cdot musd_c}{fdiv} \quad \forall c \in C \quad (34)$$

Comparado com a Equação 7, as restrições 33 e 34 possuem termos diferentes. O primeiro é o termo $EUSDm\u00e9dio$, que \u00e9 equivalente \u00e0 multiplica\u00e7\u00e3o dos termos $tusd \cdot musd_c$ das restri\u00e7\u00f5es. \u00c9 importante ressaltar que o valor do termo $musd_c$ representa a pot\u00eancia m\u00e9dia de cada consumidor c , calculada nos instantes de an\u00e1lise. O segundo seria o denominador da fra\u00e7\u00e3o, o valor 730, que \u00e9 equivalente ao termo $fdiv$ das restri\u00e7\u00f5es. N\u00e3o foi utilizado o valor 730 nas restri\u00e7\u00f5es, pois esse valor \u00e9 equivalente ao n\u00famero m\u00e9dio de horas de um m\u00eas. Ou seja, para representar um valor monet\u00e1rio da compensa\u00e7\u00e3o mais condizente com a janela de tempo da falta, o valor 730 \u00e9 substituído pela dura\u00e7\u00e3o m\u00e9dia das faltas presenciadas pelos consumidores da rede, sendo esse valor passado para o modelo atrav\u00e9s do par\u00e2metro $fdiv$.

A Restri\u00e7\u00e3o 35 e a Restri\u00e7\u00e3o 36 representam a parcela positiva (zp_fic_c) e negativa (zn_fic_c), respectivamente, da equa\u00e7\u00e3o para o c\u00e1lculo da compensa\u00e7\u00e3o do indicador FIC. As considera\u00e7\u00f5es feitas sobre os termos das restri\u00e7\u00f5es 33 e 34 tamb\u00e9m valem para as restri\u00e7\u00f5es do indicador FIC.

$$zp_fic_c = \frac{(fic_c/ficlim) \cdot diclim \cdot kei \cdot tusd \cdot musd_c}{fdiv} \quad \forall c \in C \quad (35)$$

$$zn_fic_c = \frac{diclim \cdot kei \cdot tusd \cdot musd_c}{fdiv} \quad \forall c \in C \quad (36)$$

A Restri\u00e7\u00e3o 37 e a Restri\u00e7\u00e3o 38 representam a parcela positiva (zp_dmic_c) e negativa (zn_dmic_c), respectivamente, da equa\u00e7\u00e3o para o c\u00e1lculo da compensa\u00e7\u00e3o do indicador DMIC. As considera\u00e7\u00f5es feitas sobre os termos das restri\u00e7\u00f5es 33 e 34 tamb\u00e9m valem para as restri\u00e7\u00f5es do indicador DMIC.

$$zp_dmic_c = \frac{dmic_c \cdot kei \cdot tusd \cdot musd_c}{fdiv} \quad \forall c \in C \quad (37)$$

$$zn_dmic_c = \frac{dmiclim \cdot kei \cdot tusd \cdot musd_c}{fdiv} \quad \forall c \in C \quad (38)$$

Com as parcelas positivas e negativas dos c\u00e1lculos das compensa\u00e7\u00f5es e as vari\u00e1veis bin\u00e1rias que indicam as transgress\u00f5es dos limites, \u00e9 poss\u00edvel calcular a valor resultante de cada

uma das compensações dos indicadores. Esses cálculos são realizados a partir de implicações que, caso a variável binária seja igual a 1, o valor resultante da compensação deverá ser igual à parcela positiva subtraída da parcela negativa e, caso contrário, o valor resultante da compensação deverá ser igual a 0. A Implicação 39, a Implicação 40 e a Implicação 41 são referentes à imposição das variáveis binárias quando essas valem 1, para o indicador DIC, FIC e DMIC, respectivamente.

$$\delta c_{dic_c} = 1 \rightarrow zc_{dic_c} = zp_{dic_c} - zn_{dic_c} \quad \forall c \in C \quad (39)$$

$$\delta c_{fic_c} = 1 \rightarrow zc_{fic_c} = zp_{fic_c} - zn_{fic_c} \quad \forall c \in C \quad (40)$$

$$\delta c_{dmic_c} = 1 \rightarrow zc_{dmic_c} = zp_{dmic_c} - zn_{dmic_c} \quad \forall c \in C \quad (41)$$

As representações lineares das implicações 39, 40 e 41 são ilustradas nos grupos de restrições 42, 43 e 44, respectivamente.

$$\begin{cases} zc_{dic_c} - zp_{dic_c} + zn_{dic_c} \leq U \cdot (1 - \delta c_{dic_c}) \quad \forall c \in C \\ zc_{dic_c} - zp_{dic_c} + zn_{dic_c} \geq L \cdot (1 - \delta c_{dic_c}) \quad \forall c \in C \end{cases} \quad (42)$$

$$\begin{cases} zc_{fic_c} - zp_{fic_c} + zn_{fic_c} \leq U \cdot (1 - \delta c_{fic_c}) \quad \forall c \in C \\ zc_{fic_c} - zp_{fic_c} + zn_{fic_c} \geq L \cdot (1 - \delta c_{fic_c}) \quad \forall c \in C \end{cases} \quad (43)$$

$$\begin{cases} zc_{dmic_c} - zp_{dmic_c} + zn_{dmic_c} \leq U \cdot (1 - \delta c_{dmic_c}) \quad \forall c \in C \\ zc_{dmic_c} - zp_{dmic_c} + zn_{dmic_c} \geq L \cdot (1 - \delta c_{dmic_c}) \quad \forall c \in C \end{cases} \quad (44)$$

A Implicação 45, a Implicação 46 e a Implicação 47 são referentes à imposição das variáveis binárias quando essas valem 0, para o indicador DIC, FIC e DMIC, respectivamente.

$$\delta c_{dic_c} = 0 \rightarrow zc_{dic_c} = 0 \quad \forall c \in C \quad (45)$$

$$\delta c_{fic_c} = 0 \rightarrow zc_{fic_c} = 0 \quad \forall c \in C \quad (46)$$

$$\delta c_{dmic_c} = 0 \rightarrow zc_{dmic_c} = 0 \quad \forall c \in C \quad (47)$$

As representações lineares das implicações 45, 46 e 47 são ilustradas nos grupos de restrições 48, 49 e 50, respectivamente.

$$\begin{cases} zc_dic_c \leq U \cdot (\delta cdic_c) \quad \forall c \in C \\ zc_dic_c \geq L \cdot (\delta cdic_c) \quad \forall c \in C \end{cases} \quad (48)$$

$$\begin{cases} zc_fic_c \leq U \cdot (\delta cfic_c) \quad \forall c \in C \\ zc_fic_c \geq L \cdot (\delta cfic_c) \quad \forall c \in C \end{cases} \quad (49)$$

$$\begin{cases} zc_dmic_c \leq U \cdot (\delta cdmic_c) \quad \forall c \in C \\ zc_dmic_c \geq L \cdot (\delta cdmic_c) \quad \forall c \in C \end{cases} \quad (50)$$

Como mencionado na subseção 2.4.1, apenas o maior valor dentre as compensações do consumidor é contabilizado, ou seja, há a necessidade de formular restrições para obter a maior dentre as compensações de cada grupo consumidor c em cada iteração. Uma forma de se obter o maior valor das compensações de cada grupo consumidor ($zint_c$) é a partir das restrições 51, 52 e 53.

$$zint_c \geq zc_dic_c \quad \forall c \in C \quad (51)$$

$$zint_c \geq zc_fic_c \quad \forall c \in C \quad (52)$$

$$zint_c \geq zc_dmic_c \quad \forall c \in C \quad (53)$$

No entanto, para que essas restrições funcionem da forma esperada, ou seja, a variável $zint_c$ assumira o valor do mínimo dos máximos entre zc_dic_c , zc_fic_c e zc_dmic_c , é necessário que o modelo convirja para a otimalidade. Essa condição é necessária, pois as restrições 51, 52 e 53 apenas garantem que o valor de $zint_c$ seja maior que as compensações dos indicadores. Ou seja, se o valor da função objetivo não for o ótimo, valores de $zint_c$ superiores à maior das compensações também satisfazem as restrições do modelo. Na subseção 3.2.7 são apresentadas restrições alternativas para o cálculo da maior das compensações. Com essas restrições, $zint_c$ assumirá o valor da maior compensação do grupo c , mesmo se não existir convergência para a otimalidade.

Na questão dos indicadores coletivos, a Restrição 54 e a Restrição 55 representam os cálculos dos indicadores DEC e FEC de todos os grupos consumidores, respectivamente.

$$declim \geq \sum_{c \in C} dic_c / nc \quad (54)$$

$$feclim \geq \sum_{c \in C} fic_c / nc \quad (55)$$

3.2.4 Restrições referentes ao balanço de potência

Considerando as características e considerações feitas na seção 3.1 para o sistema, as restrições contidas nessa subseção tem como intuito garantir o balanço de potência, ou seja, a igualdade entre a potência injetada e a potência consumida na microrrede, para todos os instantes t . Além disso, as restrições aqui apresentadas traduzem os resultados da variável binária $\delta_{o_c,t}$ em potências demandadas.

Nos trabalhos (ROESLER, 2018) e em (ROESLER *et al.*, 2019) também foram utilizadas restrições para o balanço de potência, porém, não foram considerados os barramentos CA e CC e também não foram consideradas as eficiências dos equipamentos (LÓPEZ-SALAMANCA *et al.*, 2018). Ainda, nesses trabalhos não foram considerados termos de relaxação no balanço de potência. Essa consideração é importante em termos de aplicação, pois podem ocorrer cenários que proporcionem a infactibilidade do modelo; o uso das variáveis de relaxação permite um melhor diagnóstico dos eventuais problemas (de dados) que podem levar a esta condição.

A Restrição 56 é utilizada para garantir o balanço de potência no barramento CC da microrrede. Os termos situados no lado esquerdo dessa restrição são referentes às potências injetadas na barra CC. Já os termos do lado direito da restrição são referentes às potências drenadas do barramento CC.

$$\begin{aligned} pin_dc_t + p_pv_t \cdot \eta_{pv} \cdot (1 - \delta_{pv_t}) + psae_in_t + s_dc_t = \\ pout_dc_t + psae_out_t \quad \forall t \in T \end{aligned} \quad (56)$$

Na Restrição 56 é possível observar duas variáveis referentes ao SAE, sendo elas as variáveis $psae_in_t$ e $psae_out_t$. Elas são referentes às potências providas do SAE que entram no barramento CC e às potências que saem do barramento CC e fluem para o SAE, respectivamente. Em López-Salamanca *et al.* (2018) as restrições utilizadas para o balanço de potência nos barramentos são aplicadas em uma microrrede conectada com a rede. Já nesta

dissertação essas restrições são aplicadas em uma microrrede ilhada, além de considerar a possibilidade de desconectar o pv e os consumidores.

Também é possível observar na Restrição 56 o termo referente à geração PV, p_{pv_t} , sendo ele multiplicado pela respectiva eficiência (η_{pv}) e controlado pela variável binária δ_{pv_t} que dita se essa geração está sendo considerada ou não no instante t .

Além desses, um outro termo expressa a injeção de potência no barramento CC provinda do barramento CA (pin_{dc_t}) e outro a potência enviada do barramento CC para o barramento CA ($pout_{dc_t}$). Por fim, o termo ainda não comentado da Restrição 56 é o s_{dc_t} , sendo ele referente ao relaxamento do balanço de potência no barramento CC para todo instante t .

A Restrição 57 é utilizada para determinar a demanda da microrrede nos instantes t . O termo $d_{c,t}$ é referente à potência prevista para cada grupo c nos instantes t , sendo essas potências passadas como parâmetros para o modelo. A variável binária $\delta_{o_{c,t}}$ estabelece se o grupo consumidor c será atendido em t , ou seja, nessa restrição $\delta_{o_{c,t}}$ estabelece se a potência $d_{c,t}$, para todo grupo c e instante t , será demandada ou não.

$$df_t = \sum_{c \in C} (1 - \delta_{o_{c,t}}) \cdot d_{c,t} \quad \forall t \in T \quad (57)$$

A Restrição 58 é utilizada para garantir o balanço de potência no barramento CA. Como mencionado na seção 1.2, no trabalho não são consideradas as perdas pela distribuição da energia.

$$pin_{ac_t} + s_{ac_t} = df_t + pout_{ac_t} \quad \forall t \in T \quad (58)$$

Da mesma forma que ocorre na restrição que garante o balanço de potência no barramento CC, o lado esquerdo da Restrição 58 corresponde a injeção de potência e o lado direito corresponde a potência drenada do barramento CA. Os termos pin_{ac_t} e $pout_{ac_t}$ dessa restrição representam as potências injetada e drenada pelo barramento CA, respectivamente. Já o termo s_{ac_t} corresponde à variável de relaxação do balanço de potência do barramento CA.

Relacionado com a potência efetiva convertida pelo inversor de frequência situado entre os barramentos CC e CA, as restrições 59 e 60 são utilizadas para considerar a eficiência do inversor na conversão de energia.

$$pin_{ac_t} = \eta_{dcac} \cdot pout_{dc_t} \quad \forall t \in T \quad (59)$$

$$pin_{dc_t} = \eta_{acdc} \cdot pout_{ac_t} \quad \forall t \in T \quad (60)$$

A Restrição 59 é referente à potência efetiva que flui do barramento CC para o barramento CA, e a Restrição 60 é referente à potência efetiva que flui do barramento CA para o barramento CC.

São propostas as restrições 61 a 65 para estabelecer que potências não fluam entre os barramentos em duas direções diferentes no mesmo instante t . Dentre elas, as restrições 61 e 62 são utilizadas para associar as variáveis binárias $\delta dcac$ e $\delta acdc$, com as variáveis contínuas pin_ac_t e $pout_ac_t$, respectivamente, por meio de uma estrutura do tipo *Big-M* (MAGATÃO, 2005).

$$pin_ac_t \leq maxinv \cdot \delta dcac \quad \forall t \in T \quad (61)$$

$$pout_ac_t \leq \frac{pmax \cdot \delta acdc_t}{\eta ch \cdot \eta acdc} \quad \forall t \in T \quad (62)$$

Nessas restrições, a variável binária $\delta dcac$ assume valor igual a 1 quando a potência flui do barramento CC para o barramento CA. Já a variável binária $\delta acdc$ assume valor igual a 1 quando a potência flui do barramento CA para o barramento CC.

Com a Restrição 61, quando a variável binária $\delta dcac$ for igual a 1, pin_ac_t deverá ser menor que a potência máxima do inversor. Caso contrário, pin_ac_t deverá ser menor que 0, já que o domínio dessa variável considera apenas valores positivos, ela assumirá valor igual a 0. Da mesma forma acontece com a variável $pout_ac_t$ na Restrição 62, porém, sendo essa variável ditada por $\delta acdc$ e tendo como valor limite para $\delta acdc = 1$ a potência máxima efetiva do SAE.

Já para o barramento CC, as restrições 64 e 63 são utilizadas para associar as variáveis binárias $\delta dcac$ e $\delta acdc$, com as variáveis contínuas pin_dc_t e $pout_dc_t$, respectivamente. Nessas restrições, pin_dc_t tem valor máximo igual à potência máxima efetiva do SAE, e $pout_dc_t$ tem valor máximo igual à potência máxima suportada pelo inversor.

$$pin_dc_t \leq \frac{pmax \cdot \delta acdc_t}{\eta ch} \quad \forall t \in T \quad (63)$$

$$pout_dc_t \leq maxinv \cdot \delta dcac \quad \forall t \in T \quad (64)$$

Por fim, a Restrição 65, através da soma das variáveis binárias $\delta dcac_t$ e $\delta acdc_t$, finaliza o conjunto de restrições utilizado para que potências não fluam entre os barramentos em duas direções diferentes no mesmo instante t .

$$\delta dcac_t + \delta acdc_t \leq 1 \quad \forall t \in T \quad (65)$$

3.2.5 Restrições referentes ao SAE

Nessa subseção são definidas as restrições referentes ao SAE, sendo elas responsáveis por determinar a energia armazenada nos instantes t , as potências efetivas drenadas e injetadas e as condições de carga e descarga do SAE.

A Restrição 66 é utilizada para determinar a energia armazenada no SAE nos instantes $t \neq 1$. Para o instante $t = 1$, as variáveis $psaech_{t-1}$, $psaedis_{t-1}$ e $ebat_{t-1}$ são substituídas pelos parâmetros $pini_ch$, $pini_dis$ e $eini$, respectivamente. Esses parâmetros correspondem aos valores da potência inicial de carga ($pini_ch$), potência inicial de descarga ($pini_dis$) e energia inicial do SAE ($eini$).

$$ebat_t = ebat_{t-1} + psaech_{t-1} \cdot \Delta t - psaedis_{t-1} \cdot \Delta t \quad \forall t \in T \mid t \neq 1 \quad (66)$$

Relacionado com o custo atribuído ao uso do SAE, a Restrição 67 e a Restrição 68 representam o custo pela carga e descarga do SAE, respectivamente.

$$zch = p \cdot \sum_{t \in T} psaech_t \cdot \Delta t \quad (67)$$

$$zdis = p \cdot \sum_{t \in T} psaedis_t \cdot \Delta t \quad (68)$$

De modo análogo à necessidade de uma formulação para não ocorrer fluxo simultâneo entre barramentos, no SAE há a necessidade de uma formulação para que o modelo não decida em carregar e descarregar esse equipamento em um mesmo instante t . Para isso, primeiramente, são definidas duas variáveis binárias que indicam se o SAE deve carregar (δch_t) ou descarregar (δdis_t) no instante t . Essas variáveis binárias são associadas com as respectivas potências efetivas de carga e descarga, feitas através de restrições com a estrutura *Big-M*.

As restrições 69 e 70 são utilizadas para associar a variável δdis_t com a variável $psaedis_t$ e a variável δch_t com a variáveis $psae_out_t$, respectivamente.

$$psaedis_t \leq pmax \cdot \delta dis_t \quad \forall t \in T \quad (69)$$

$$psae_out_t \leq pmax \cdot \delta ch_t \quad \forall t \in T \quad (70)$$

Através da Restrição 69, quando a variável binária δdis_t for igual a 1, $psaedist_t$ deverá ser menor ou igual a potência máxima do SAE. Caso contrário, $psaedist_t$ deverá ser menor ou igual a 0, como o domínio dessa variável considera apenas valores positivos, ela assumirá valor 0. Da mesma forma acontece com a variável $psae_out_t$, no caso da Restrição 70, porém, sendo o valor dessa variável ditada por δch_t .

A Restrição 71 estabelece que a carga e a descarga do SAE não sejam ativadas no mesmo instante t .

$$\delta ch_t + \delta dis_t \leq 1 \quad \forall t \in T \quad (71)$$

Para determinar as potências efetivas drenadas ou fornecidas pelo SAE, são utilizadas as restrições 72 e 73, respectivamente. Essas potências são determinadas através das eficiências, que são aplicadas nas parcelas de potência do SAE, do ponto de vista do barramento CC.

$$psae_in_t = \eta dis \cdot psaedist_t \quad \forall t \in T \quad (72)$$

$$psae_out_t = \frac{psaech_t}{\eta ch} \quad \forall t \in T \quad (73)$$

3.2.6 Restrições de corte

Nessa subseção são apresentadas restrições propostas para reduzirem o tempo de convergência do modelo. Essas formulações são chamadas de restrições de corte, atuando de forma a potencialmente contribuir para a redução do espaço de buscas.

As Restrições de corte 74, 75 e 76 fornecem para o modelo se os valores dos indicadores ultrapassaram o valor limite antes da ocorrência dos instantes avaliados na iteração.

$$\delta c_dic_c \geq v_dic_c \quad \forall c \in C \quad (74)$$

$$\delta c_fic_c \geq v_fic_c \quad \forall c \in C \quad (75)$$

$$\delta c_dmic_c \geq v_dmic_c \quad \forall c \in C \quad (76)$$

Nessas restrições, v_{dic_c} , v_{fic_c} e v_{dmic_c} são parâmetros passados para o modelo que, quando valem 1, indicam que o respectivo indicador já ultrapassou o valor limite estabelecido, e quando valem 0, indicam que o respectivo indicador ainda não ultrapassou o valor limite. Dessa forma, fazendo com que as variáveis que indicam essas ultrapassagens no modelo (c_{dic_c} , c_{fic_c} e c_{dmic_c}) sejam maiores ou iguais aos respectivos parâmetros; assim, essas variáveis irão necessariamente assumir os valores dos parâmetros caso esses sejam iguais a 1.

Como é possível observar na subseção 3.2.3, o cálculo do indicador DMIC é o mais complexo comparado com os cálculos dos demais indicadores, necessitando de mais variáveis para ser realizado. Analisando a evolução das variáveis contínuas para o cálculo desse indicador em t , é possível verificar uma limitação do valor de uma com relação à outra. Representando essa limitação em restrições no modelo é possível limitar o espaço de busca dessas variáveis. As Restrições de corte 77, 78 e 79 são utilizadas para representar essa limitação entre as variáveis utilizadas para o cálculo do DMIC.

$$dmiccont_{c,t} \geq dmicaux_{c,t} \quad \forall c \in C, t \in T \quad (77)$$

$$dmicint_{c,t} \geq dmicaux_{c,t} \quad \forall c \in C, t \in T \quad (78)$$

$$dmicint_{c,t-1} \leq dmicint_{c,t} \quad \forall c \in C, t \in T \mid t \neq 1 \quad (79)$$

A Restrição de corte 77 limita, para o mesmo instante t , o domínio da variável $dmicaux_{c,t}$ para valores positivos menores ou iguais a $dmiccont_{c,t}$. Da mesma forma, a Restrição de corte 78 limita o domínio da variável $dmicaux_{c,t}$ para valores positivos menores ou iguais a $dmicint_{c,t}$. Já a Restrição de corte 79 limita o domínio da variável $dmicint_{c,t}$ para valores positivos maiores ou iguais a $dmicint_{c,t-1}$.

Por fim, a Restrição de corte 80 restringe o valor da variável binária $\delta dcac_t$ de acordo com o valor do parâmetro $ilhado$, sendo esse parâmetro utilizado para indicar para o modelo que a microrrede opera em modo ilhado.

$$\delta dcac_t \geq ilhado \quad \forall t \in T \quad (80)$$

Através dessa restrição, quando o parâmetro $ilhado$ for igual a 1, a variável $\delta dcac_t$ será igual a 1, caso contrário, a variável $\delta dcac_t$ pode assumir qualquer valor do respectivo

domínio ($\{0,1\}$). É necessário explicar que, mesmo não considerando nas simulações a operação conectada, foi acrescentada no modelo a possibilidade da potência fluir do barramento CA para o barramento CC. Isso foi realizado com o intuito de proporcionar ao modelo a capacidade de, futuramente, determinar a operação da microrrede também para o modo conectado. Dessa forma, a Restrição de corte 80 para *ilhado* igual a 1 exclui do processo de busca do modelo respostas que consideram a energia fluindo do barramento CA para o CC.

3.2.7 Restrições adicionais

Nessa subseção são apresentadas restrições alternativas para o cálculo resultante da violação dos indicadores, para cada grupo consumidor c . Essas restrições têm a mesma funcionalidade das restrições 51 a 53, porém, mesmo sem a convergência do modelo para a otimalidade, garantem a atribuição da maior compensação para a variável z_{int_c} .

Primeiramente, são utilizadas equivalências para determinar qual das compensações dos indicadores é a maior, feitas para cada grupo c . Essas equivalências associam pares de variáveis binárias com as condições respectivas ao indicador. Essas condições são referentes à compensação do indicador ser maior ou igual que as demais compensações.

As equivalências 81 e 82 são referentes à associação das variáveis binárias d_{dic1_c} e d_{dic2_c} com as comparações entre a compensação do indicador DIC com as demais, respectivamente. Através da Equivalência 81, para todo c em que a compensação do DIC for maior que a do FIC, a variável binária d_{dic1_c} será igual a 1, caso contrário, será igual a 0. Na Equivalência 82, quando a compensação do DIC for maior que a do DMIC, a variável binária d_{dic2_c} será igual a 1, caso contrário, será igual a 0.

$$d_{dic1_c} = 1 \leftrightarrow z_{c_dic_c} \geq z_{c_fic_c} \quad \forall c \in C \quad (81)$$

$$d_{dic2_c} = 1 \leftrightarrow z_{c_dic_c} \geq z_{c_dmic_c} \quad \forall c \in C \quad (82)$$

A representação linear das equivalências 81 e 82 são apresentadas nos grupos de restrições 83 e 84, respectivamente.

$$\begin{cases} zc_{dic_c} - zc_{fic_c} \leq (U2 + \epsilon) \cdot d_{dic1_c} - \epsilon \\ zc_{dic_c} - zc_{fic_c} \geq L2 \cdot (1 - d_{dic1_c}) \\ \forall c \in C \end{cases} \quad (83)$$

$$\begin{cases} zc_{dic_c} - zc_{dmic_c} \leq (U2 + \epsilon) \cdot d_{dic2_c} - \epsilon \\ zc_{dic_c} - zc_{dmic_c} \geq L2 \cdot (1 - d_{dic2_c}) \\ \forall c \in C \end{cases} \quad (84)$$

Nesses grupos de restrições, os parâmetros $U2$ e $L2$ são iguais a $maxzint$ e $-maxzint$, respectivamente. O valor do parâmetro $maxzint$ é igual ao maior valor que as compensações podem assumir em decorrência das decisões do modelo.

Com relação ao indicador FIC, a Restrição 85 utiliza a seguinte premissa para determinar, através da variável d_{fic1_c} , que a compensação do FIC é maior que a do DIC: Se o valor de $d_{dic1_c} = 0$ atender o grupo de restrições 83, a compensação relativa ao DIC é menor que a relativa ao FIC, caso contrário, a restrição relativa ao DIC é maior ou igual à do FIC. Dessa forma, é possível determinar o valor de d_{fic1_c} através da representação linear da operação lógica NOT ($1 - d_{dic1_c}$).

$$d_{fic1_c} = 1 - d_{dic1_c} \quad \forall c \in C \quad (85)$$

Já para determinar se a compensação do FIC é maior que a compensação do DMIC, é utilizada a Equivalência 86, sendo a representação linear dessa equivalência apresentada pelo grupo de restrições 87.

$$d_{fic2_c} = 1 \leftrightarrow zc_{fic_c} \geq zc_{dmic_c} \quad \forall c \in C \quad (86)$$

$$\begin{cases} zc_{fic_c} - zc_{dmic_c} \leq (U2 + \epsilon) \cdot d_{fic2_c} - \epsilon \\ zc_{fic_c} - zc_{dmic_c} \geq L2 \cdot (1 - d_{fic2_c}) \\ \forall c \in C \end{cases} \quad (87)$$

Como já foram feitas as verificações entre todos os indicadores pelas equivalências, para determinar se a compensação do DMIC é maior que as demais, são realizadas operações lógicas NOT entre as variáveis binárias d_{dmic1_c} e d_{dic2_c} e entre as variáveis binárias d_{dmic2_c} e

d_{fic2_c} . As restrições 88 e 89 apresentam a representação linear dessas operações, na respectiva ordem.

$$d_{dmic1_c} = 1 - d_{dic2_c} \quad \forall c \in C \quad (88)$$

$$d_{dmic2_c} = 1 - d_{fic2_c} \quad \forall c \in C \quad (89)$$

Com cada indicador possuindo duas variáveis binárias associadas que indicam se ele é maior que os demais indicadores, é proposto uma terceira variável associada a cada indicador, indicando se esse é maior que todos os outros indicadores. Essa variável é calculada a partir da operação lógica AND entre as duas variáveis binárias do indicador que são descritas nessa subseção. A operação lógica AND entre as variáveis binárias dos indicadores DIC, FIC e DMIC são apresentadas nas restrições 90, 91 e 92.

$$d_{dic_c} = d_{dic1_c} \wedge d_{dic2_c} \quad \forall c \in C \quad (90)$$

$$d_{fic_c} = d_{fic1_c} \wedge d_{fic2_c} \quad \forall c \in C \quad (91)$$

$$d_{dmic_c} = d_{dmic1_c} \wedge d_{dmic2_c} \quad \forall c \in C \quad (92)$$

As representações lineares das operações AND dos indicadores DIC, FIC e DMIC são apresentadas nos grupos de restrições 93, 94 e 95, respectivamente.

$$\left\{ \begin{array}{l} d_{dic_c} \leq d_{dic1_c} \\ d_{dic_c} \leq d_{dic2_c} \\ d_{dic_c} \geq d_{dic1_c} + d_{dic2_c} - 1 \\ \forall c \in C \end{array} \right. \quad (93)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} d_{fic_c} \leq d_{fic1_c} \\ d_{fic_c} \leq d_{fic2_c} \\ d_{fic_c} \geq d_{fic1_c} + d_{fic2_c} - 1 \\ \forall c \in C \end{array} \right. \quad (94)$$

$$\begin{cases} d_{dmic}_c \leq d_{dmic1}_c \\ d_{dmic}_c \leq d_{dmic2}_c \\ d_{dmic}_c \geq d_{dmic1}_c + d_{dmic2}_c - 1 \\ \forall c \in C \end{cases} \quad (95)$$

Finalmente, para associar os resultados das operações lógicas AND com o valor final da compensação $zint_c$ do grupo consumidor c , são utilizadas as implicações 96, 97 e 98, para o indicador DIC, FIC e DMIC, respectivamente.

$$d_{dic}_c = 1 \rightarrow zint_c = zc_{dic}_c \quad \forall c \in C \quad (96)$$

$$d_{fic}_c = 1 \rightarrow zint_c = zc_{fic}_c \quad \forall c \in C \quad (97)$$

$$d_{dmic}_c = 1 \rightarrow zint_c = zc_{dmic}_c \quad \forall c \in C \quad (98)$$

A Implicação 96 estabelece que o valor de $zint_c$ deve ser igual à compensação do DIC (zc_{dic}_c), caso $d_{dic}_c = 1$. Da mesma forma, a Implicação 97 estabelece $zint_c = zc_{fic}_c$, caso $d_{fic}_c = 1$, e a Implicação 98 estabelece $zint_c = zc_{dmic}_c$, caso $d_{dmic}_c = 1$.

Para representar linearmente as implicações 96, 97 e 98, são utilizados os grupos de restrições 99, 100 e 101, respectivamente.

$$\begin{cases} zint_c - zc_{dic}_c \leq U2 \cdot (1 - d_{dic}_c) \\ zint_c - zc_{dic}_c \geq L2 \cdot (1 - d_{dic}_c) \\ \forall c \in C \end{cases} \quad (99)$$

$$\begin{cases} zint_c - zc_{fic}_c \leq U2 \cdot (1 - d_{fic}_c) \\ zint_c - zc_{fic}_c \geq L2 \cdot (1 - d_{fic}_c) \\ \forall c \in C \end{cases} \quad (100)$$

$$\begin{cases} zint_c - zc_{dmic}_c \leq U2 \cdot (1 - d_{dmic}_c) \\ zint_c - zc_{dmic}_c \geq L2 \cdot (1 - d_{dmic}_c) \\ \forall c \in C \end{cases} \quad (101)$$

Desta forma, a presente dissertação propõe a função objetivo representada na Equação 13 e estabelece as Restrições indicadas em 14 a 101 para a representação do problema em análise. Na sequência, o Capítulo 4 apresenta e discute os principais resultados obtidos.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Com o intuito de estudar as funcionalidades do modelo em diferentes cenários são propostos três experimentos denominados, respectivamente: Experimento 1, Experimento 2 e Experimento 3. As configurações dos experimentos e resultados são apresentados na seção 4.1 e na seção 4.2.

O Experimento 1 visa analisar a operação padrão do modelo, considerando o custo de carga e o da descarga do SAE; valores realísticos de custos são adotados neste contexto. O Experimento 2 visa analisar a operação do modelo desconsiderando o custo de recarga do SAE. O intuito dessa análise é verificar se o modelo de otimização, considerando as definições do respectivo experimento, é capaz de proporcionar ao SAE um maior tempo de operação, visto que o equipamento tenderá a carregar em mais instantes, estando habilitado a suprir demandas dos consumidores. Caso confirmada, essa seria uma funcionalidade (ou política de operação) útil para o modelo, pois as faltas de energia, considerando o cenário real, podem ter uma duração maior que a prevista, sendo necessário que o SAE opere por mais tempo.

Tanto no Experimento 1 como também no Experimento 2 os custos relativos à decisão de corte e atendimento dos grupos são equiparados. Essa equiparação ocorre devido aos valores considerados para esses custos e devido às demandas consideradas¹. Porém, no Experimento 3, é considerado o custo devido à violação dos indicadores de qualidade muito maior que o custo pela descarga do SAE. Com isso, objetiva-se evidenciar os efeitos de um custo baixo de utilização do SAE, em comparação com os demais experimentos, nos indicadores de qualidade de energia.

De modo complementar aos Experimentos 1 a 3, a seção 4.3 traz uma análise de escalabilidade com objetivo de proporcionar uma avaliação do desempenho computacional do modelo com o aumento no número de grupos consumidores. Uma discussão dos resultados obtidos é apresentada na seção 4.4.

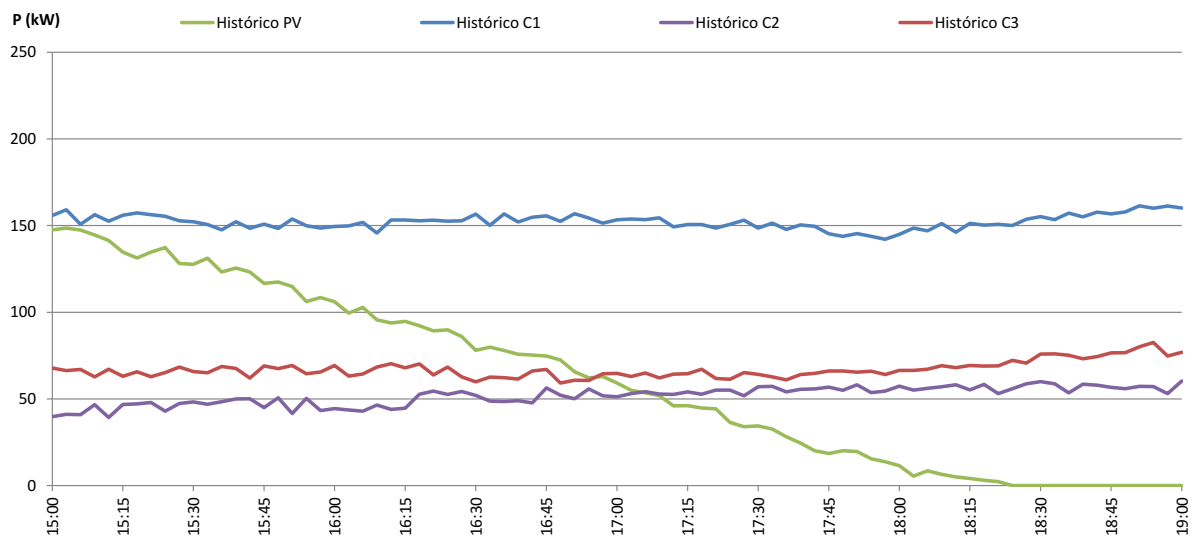
4.1 CONFIGURAÇÕES INICIAIS

A Figura 9 ilustra os dados históricos de demanda e de geração fotovoltaica utilizados nos experimentos. Nessa figura, os dados são utilizados para representar as potências previstas

¹ Conforme detalhado *a priori* na subseção 3.2.3 e na subseção 3.2.5, os consumidores podem apresentar demandas distintas (parâmetros de entrada) e os custos de atendimento são, de modo simplificado, proporcionais às demandas.

de geração (Histórico PV) e demandas dos consumidores (Histórico C1, Histórico C2 e Histórico C3). É considerada a ocorrência de uma falta nas duas primeiras horas do intervalo de tempo ilustrado na figura. Ou seja, os dados históricos de demanda contidos nesse intervalo de tempo (15h00 às 17h00) seriam a potência consumida pelas cargas caso não houvesse essa falta considerada. Já os dados ilustrados na Figura 9 que representam as duas últimas horas (17h00 às 19h00) são referentes aos dados adicionais necessários para a última iteração do modelo. A quantidade de dados adicionais deve ser igual ao tamanho do horizonte móvel, sendo ele igual a 2 horas.

Figura 9 – Curvas de demandas e geração PV utilizadas nos experimentos.

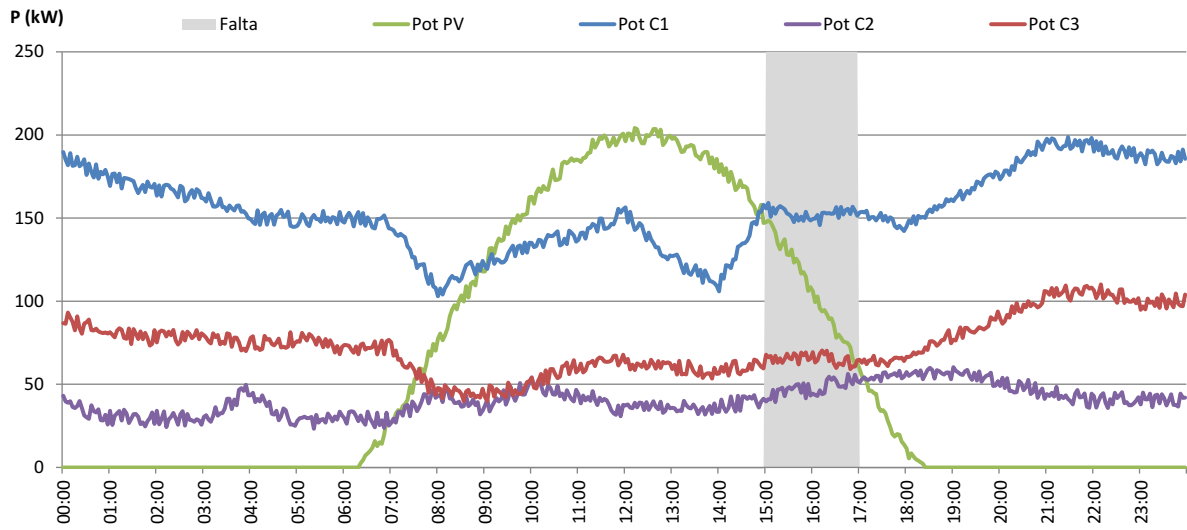


Fonte: Autoria própria.

Para situar a falta considerada em um período de 24 horas e para fornecer uma noção do impacto dos resultados apresentados nessa seção, a Figura 10 ilustra dados históricos de potências em todo o dia em que a falta considerada ocorre. A barra cinza na figura representa o intervalo em que a falta considerada ocorre. Importante salientar que uma das características do problema abordado nessa dissertação, refere-se à capacidade energética do SAE não ser suficiente para atender todos os consumidores durante todo o período de falta, ou seja, o período em que a microrrede permanece ilhada. Como mencionado anteriormente, é adotado um horizonte móvel de 2 horas, tamanho este que é coincidente com a duração da falta considerada. Essa coincidência é feita para fornecer ao modelo matemático uma boa orientação do comportamento “futuro” das potências. Importante esclarecer também que é considerado uma falta de 2 horas no estudo, pois essa foi a duração média das faltas observadas em um determinado ano no sistema de Faxinal do Céu. Ressalta-se que diferentes durações de falta (parâmetro de entrada) poderiam ser

consideradas na modelagem matemática.

Figura 10 – Demandas e geração PV respectivas ao dia em que a falta considerada ocorreu.



Fonte: Autoria própria.

A Tabela 3 mostra os valores dos parâmetros utilizados nos experimentos. É possível observar que a unidade dos parâmetros relacionados com energia estão em kilowatt minuto. A utilização dessa unidade não convencional foi uma alternativa para deixar a unidade aderente aos demais parâmetros do problema.

Tabela 3 – Valores dos parâmetros utilizados nos experimentos.

Parâmetro	Valor	Unidade
DIC_{lim}	1,86	min
FIC_{lim}	1,28	—
$DMIC_{lim}$	1,01	min
$TUSD$	0,2	R\$ /kW
p	0,05	R\$ /kWmin
Δt	3	min
f_{div}	120	—
$janela$	120	min
C	3	—
DEC_{lim}	960	min
FEC_{lim}	10	—
kei	15	—
INV_{max}	450	kW
$E_{bat_{ini}}$	26400	kWmin
$E_{bat_{max}}$	33000	kWmin
$E_{bat_{min}}$	6600	kWmin
$P_{bat_{max}}$	250	kW
η_{DCAC}	0,98	—
η_{ACDC}	0,98	—
η_{PV}	0,95	—
η_{carga}	0,92	—
$\eta_{descarga}$	0,92	—

Fonte: Autoria própria.

Também é possível observar na Tabela 3 que os valores dos limites dos indicadores são baixos com relação ao intervalo entre decisões (Δt). Isso se deve à conversão do limite mensal dos indicadores definido pela ANEEL para um limite referente ao tempo da falta. O cálculo desses limites retificados para o período analisado pode ser representado pela Equação 102 a seguir.

$$IND_{lim} = \frac{IND_{ANEEL} \cdot janela \cdot \Delta t}{720} \quad (102)$$

O termo IND_{ANEEL} corresponde ao valor do limite de cada indicador definido pela ANEEL para um mês. São adotados no estudo os valores 11,16; 7,67; e 6,08 para os indicadores DIC, FIC e DMIC, respectivamente. O termo IND_{lim} corresponde ao valor limite do indicador definido para o período da falta considerada, ou seja, 2 horas (tamanho da janela). Já o valor “720” na Equação 102 corresponde, de modo simplificado, ao valor médio de horas de um mês.

Os valores adotados para os fatores de ponderação da função objetivo, Equação 13, em cada experimento podem ser visualizados na Tabela 4. Cada um dos valores apresentados na tabela tem como objetivo possibilitar a visualização das características (políticas de operação) mencionadas de cada experimento.

Tabela 4 – Valores dos fatores de ponderação utilizados em cada experimento.

Experimento	k1	k2	k3	k4	k5
1	1000	1	1	1	0,01
2	1000	0	1	1	0,01
3	1000	0	1	10	0,01

Fonte: Autoria própria.

Como é possível observar na Tabela 4, os fatores de ponderação $k1$, $k3$ e $k5$ são iguais em todos os experimentos. Esses fatores correspondem, respectivamente, à parcela de relaxação do balanço de potência, ao custo pela descarga do SAE e à parcela de aprimoramento da solução. A parcela da função objetivo respectiva à $k1$ é utilizada apenas para evitar infactibilidades de solução do modelo, como mencionado na subseção 3.2.1. Por isso, é adotado o valor 1000 para esse fator de ponderação em todos os experimentos, sendo esse valor suficiente para atender o propósito da respectiva parcela. Já a parcela respectiva ao fator $k5$ deve ter uma pequena influência no processo de busca, pois ela tem o propósito de diferenciação entre respostas similares do espaço de busca. Dessa forma, o valor 0,01 adotado para esse fator em todos os experimentos realiza o propósito mencionado. De modo complementar, é adotado o valor 1 para o fator $k3$ com o intuito de manter a proporcionalidade do custo de descarga com o corte de

carga nos Experimentos 1 e 2, como também para fazer o custo do corte de carga ser 10 vezes maior que o custo de descarga do SAE, no Experimento 3.

Já os fatores k_2 e k_4 , como é possível observar na Tabela 4, tiveram uma combinação de valores distintos em cada experimento. Esses fatores correspondem, respectivamente, ao custo pelo carregamento do SAE e ao custo pelo corte dos grupos consumidores. No Experimento 1 tanto esses fatores quanto o fator k_3 são iguais a 1, pois o intuito desse experimento é analisar a operação da microrrede considerando o menor custo. Já no Experimento 2 é considerado o fator k_2 igual a 0, assim, proporcionando uma análise da operação da microrrede em que o custo pelo carregamento do SAE não é considerado. Por fim, no Experimento 3 os fatores k_3 e k_4 são iguais a 1 e 10, respectivamente, com o intuito de proporcionar uma análise da operação da microrrede em que o SAE tem uma maior atuação no atendimento dos grupos consumidores. Na seção 4.4 são discutidas questões relativas aos custos da função objetivo.

Uma consideração feita em todos os experimentos é estabelecer uma condição inicial para o PV e os consumidores. Para fins de inicialização, numa hipótese conservadora do ponto de vista de disponibilidade energética no cenário real, considera-se no momento inicial ($i = 0$) que os grupos consumidores estão desconectados da microrrede e a geração PV também está desconectada da microrrede. Trata-se de existir uma decisão fixa que possibilite ao modelo matemático obter uma resposta factível para $i + 1$.

Vale ressaltar que a análise realizada representa uma condição de falta em uma microrrede ilhada, na qual os recursos energéticos, oriundos de um SAE e de um PV, são utilizados de modo a buscar uma solução de consenso, já que esses recursos são insuficientes para o pleno atendimento a todos os consumidores.

Nas iterações do modelo de otimização proposto é considerado um *Gap* de integralidade igual a 0,3% com o intuito de evitar questões relativas à degenerescência numérica (WOLSEY, 2020). Para os Experimentos 1 a 3, o modelo matemático gerado apresenta 4249 restrições, 1286 variáveis contínuas e 926 variáveis binárias. A simulação realizada em cada experimento foi conduzida em um computador com processador Intel® Core™ i5-2400, com frequência de *clock* igual a 3,1 GHz e memória RAM de 20 GB. Os experimentos foram conduzidos nessa máquina através de uma conexão *Virtual Private Network* (VPN). No entanto, o desempenho do computador comandado de modo remoto não teve redução aparente devido à VPN.

4.2 RESULTADOS

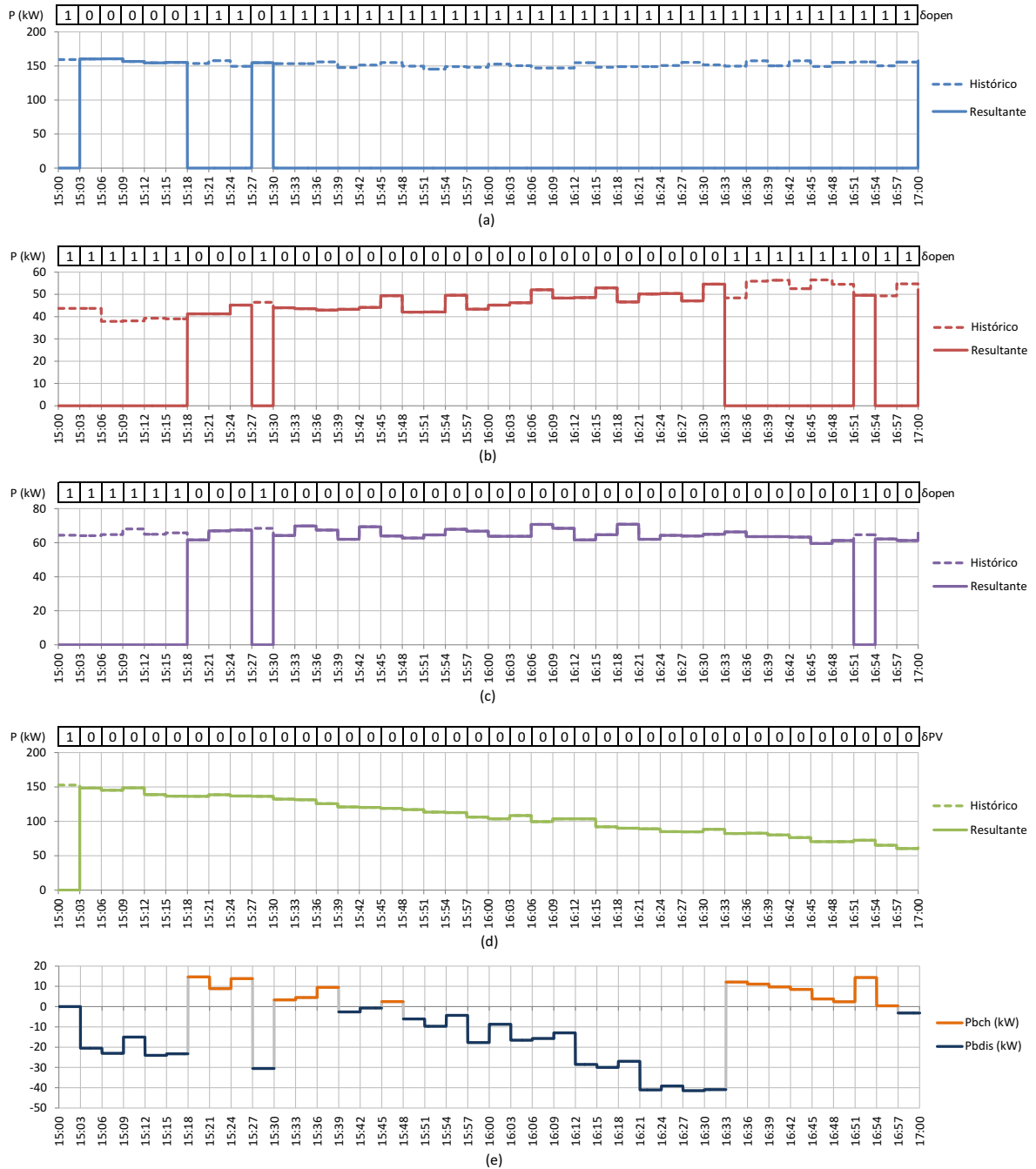
Nas Figuras 11, 12 e 13 são apresentados os resultados obtidos nos Experimentos 1, 2 e 3, respectivamente. Essas figuras mostram as decisões definidas para cada instante, as curvas históricas de potência (curvas tracejadas), as curvas de potência resultantes das decisões do modelo (curvas contínuas). Nessas figuras, as curvas respectivas aos índices (a), (b) e (c) são referentes aos grupos consumidores 1, 2 e 3, respectivamente. Já as curvas respectivas aos índices (d) e (e) são referentes às potências do PV e às potências de carga e descarga do SAE. Nas figuras, os símbolos usados para potência de carga (P_{bch}) e descarga (P_{bdis}) são relacionados com as variáveis do modelo relativos ao SAE da seguinte forma: $P_{bch} = p_{saech}$; $P_{bdis} = -p_{saedis}$.

É necessário esclarecer que os grupos consumidores considerados nos experimentos são constituídos por um determinado número de consumidores, podendo esse número estar na ordem de dezenas ou centenas de consumidores. Ainda, é considerado nos experimentos que as decisões de corte ou atendimento definidas para cada grupo são replicadas para cada consumidor pertencente ao grupo. Isso foi realizado com o intuito de reduzir o esforço computacional, pois a definição da mesma decisão para vários consumidores reduz o espaço de busca do modelo matemático.

Excetuando o instante inicial, no qual as decisões são fixadas em 1 de antemão, é observado que em todos os instantes dos experimentos pelo menos um grupo consumidor está sendo atendido. Além disso, é observado também que em todos os experimentos e instantes de decisão a utilização do PV é vantajosa, pois, desconsiderando a primeira decisão fixada, em todos os instantes foi decidida a utilização do PV ($\delta_{pv} = 0$).

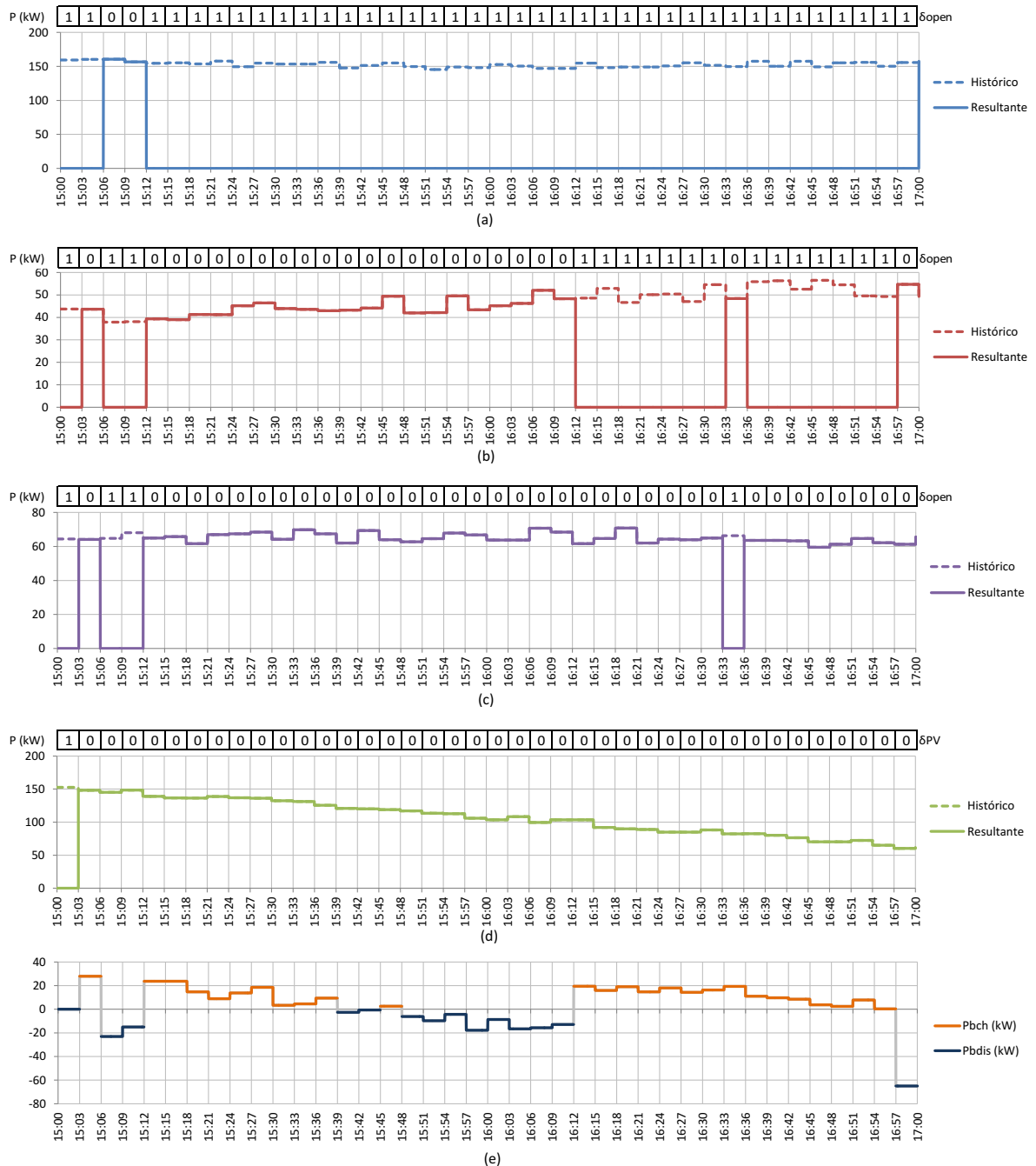
Comparando as demandas resultantes provenientes do Experimento 1 e do Experimento 2, nota-se que no Experimento 1 houve mais atendimentos do grupo 1 comparado com o Experimento 2. Isso ocorre porque no Experimento 1 tanto a carga quanto a descarga são consideradas no custo de utilização do SAE. Ou seja, surgem com maior frequência no Experimento 1 instantes em que o custo de carga do SAE e atendimento dos grupos 2 e 3 com a energia restante do PV é maior que o custo da descarga do SAE para auxiliar a geração PV no atendimento do grupo 1, comparando com o resultado do Experimento 2.

Figura 11 – Potências referentes ao Experimento 1, com representação das demandas dos grupos consumidores 1 (a), 2 (b) e 3 (c), da geração fotovoltaica (d) e das potências de carga e descarga do SAE (e).



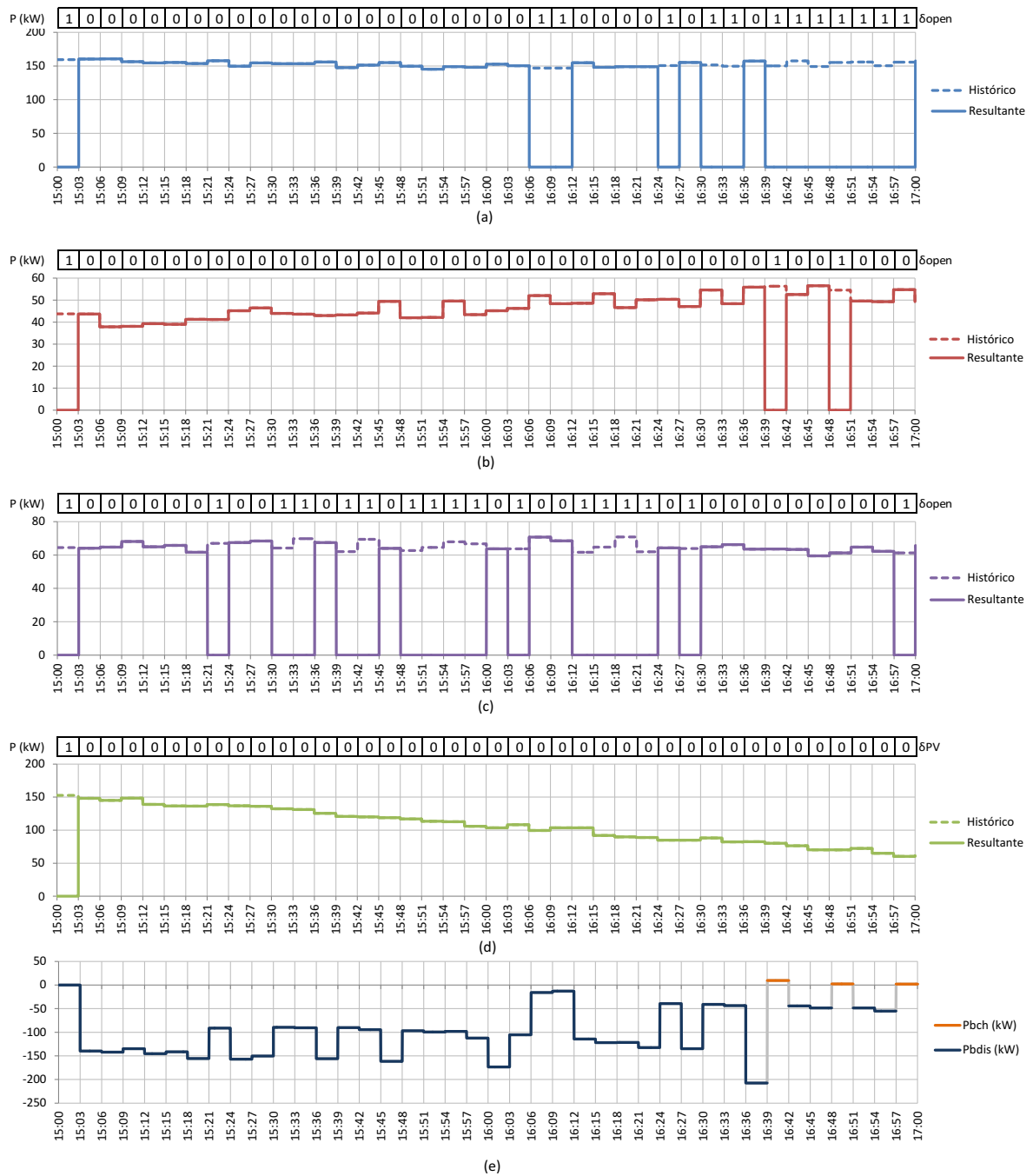
Fonte: Autoria própria.

Figura 12 – Potências referentes ao Experimento 2, com representação das demandas dos grupos consumidores 1 (a), 2 (b) e 3 (c), da geração fotovoltaica (d) e das potências de carga e descarga do SAE (e).



Fonte: Autoria própria.

Figura 13 – Potências referentes ao Experimento 3, com representação das demandas dos grupos consumidores 1 (a), 2 (b) e 3 (c), da geração fotovoltaica (d) e das potências de carga e descarga do SAE (e).



Fonte: Autoria própria.

Outra verificação observada entre os experimentos 1 e 2 é a diferença entre o atendimento do grupo 2 após às 16:12. Isso acontece, pois, após esse horário, a geração PV se torna menor que a demanda do grupo 2 e 3. Como no Experimento 1 o custo pela carga é considerado e no Experimento 2 não, o primeiro opta majoritariamente por instantes de descarga e o segundo por instantes de carga do SAE. Da mesma forma, o Experimento 3 tem uma mudança de comportamento após às 16:12, observada pela variação entre o atendimento dos grupos.

Ainda referente às Figuras 11, 12 e 13, como esperado, observa-se que no Experimento 3 houve um maior atendimento dos consumidores comparado com os demais experimentos. No entanto, são observados muitos desligamentos nesse experimento comparado com os demais.

Para verificar o impacto que as decisões provocam nos indicadores de qualidade, a Tabela 5 mostra os valores dos indicadores dos grupos consumidores em cada experimento.

Tabela 5 – Resultado dos indicadores em cada experimento.

Indicador	Experimento	Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3
DIC (h)	1	1,70	0,75	0,40
	2	1,90	0,85	0,20
	3	0,65	0,15	0,85
FIC	1	3	4	3
	2	2	4	3
	3	5	3	9
DMIC (h)	1	1,50	0,30	0,30
	2	1,80	0,35	0,10
	3	0,35	0,05	0,20

Fonte: Autoria própria.

A partir dos resultados apresentados na Tabela 5, é possível calcular a diferença entre os somatórios dos valores de DIC resultantes dos experimentos 1 e 2, sendo essa diferença igual a 0,1 horas (6 minutos). Ou seja, em termos de disponibilidade de energia, é possível afirmar que no Experimento 1 o atendimento dos grupos é ligeiramente maior que no Experimento 2. Levando em consideração os outros indicadores, o Experimento 2 proporcionou um menor FIC para o grupo 1 e um menor DMIC para o grupo 3.

Já o Experimento 3 apresentou um conjunto de valores de indicadores distintos comparados com os valores obtidos nos demais experimentos, conforme Tabela 5. É possível observar também que a prioridade no atendimento do grupo 1 é maior no Experimento 3, pois os valores dos indicadores DIC e DMIC desse experimento foram menores em comparação com os proporcionados pelos demais experimentos, considerando o grupo 1 em questão. No Experimento 3 o custo atrelado ao corte dos consumidores é muito superior ao custo referente ao uso do SAE.

A Tabela 6 ilustra os valores resultantes de cada termo da função objetivo para cada

um dos experimentos. Com o intuito de realizar comparações entre os termos obtidos nos experimentos, considera-se que os valores ilustrados na Tabela 6 são calculados por meio dos fatores de ponderação do Experimento 1, ou seja, $k_1 = 1000$, $k_2 = 1$, $k_3 = 1$, $k_4 = 1$ e $k_5 = 0,01$. Ressalta-se que foi adotado os fatores de ponderação do Experimento 1 apenas no intuito de fornecer uma base de comparação entre os experimentos.

Tabela 6 – Valores das parcelas da função objetivo do modelo obtidos em cada experimento.

Experimento	Relaxação (R\$) Fator 1	Carga (R\$) Fator 2	Descarga (R\$) Fator 3	Maior (R\$) Fator 4	Soma (R\$) Fator 5	z (R\$)
1	0,00	45,41	46,71	469,95	8,76	570,83
2	0,00	92,08	19,65	503,30	9,57	624,59
3	0,00	4,70	480,76	230,65	3,69	719,80

Fonte: Autoria própria.

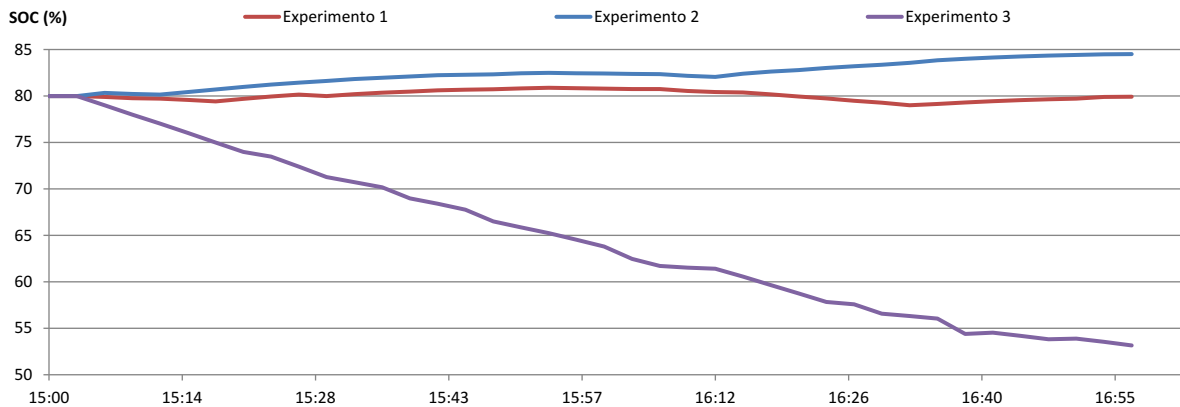
Na Tabela 6 é possível observar cada um dos fatores que compõem a função objetivo. O Fator 1 é referente ao custo atribuído ao valor das variáveis de relaxação. Como já mencionado, essa relaxação é proposta nas restrições de balanço de potência, na premissa de que essas restrições podem não ser atendidas na aplicação real. Em todos os experimentos esse fator apresentou o valor nulo, ou seja, nos experimentos o modelo conseguiu balancear geração e demanda.

Já o segundo e o terceiro fatores são referentes ao custo da carga e da descarga do SAE, respectivamente. Como apresentado na seção anterior, esses fatores são calculados através da multiplicação do montante de energia carregado ou descarregado pelo SAE pelo preço de utilização do SAE. O quarto fator, chamado de “Maior” na Tabela 6, é referente ao custo pela violação dos indicadores. Também mencionado anteriormente, esse fator é composto pela soma das maiores compensações dos indicadores de cada grupo consumidor. O último termo da função objetivo, chamado de “Soma”, é referente à soma de todas as compensações dos consumidores, utilizada para auxiliar na diferenciação das respostas e para reduzir o valor dos indicadores de forma geral.

É possível observar na Tabela 6 que os fatores 2 e 3 da função objetivo do Experimento 1 são parecidos, ou seja, houve um equilíbrio entre carga e descarga. Para auxiliar a visualização desse equilíbrio entre carga e descarga, a Figura 14 mostra a evolução da energia armazenada no SAE em todos os experimentos. Além do equilíbrio entre carga e descarga no Experimento 1 mencionado anteriormente, é possível observar na figura que no Experimento 2 a energia carregada é maior e no Experimento 3 a energia descarregada é maior.

Referente à semelhança dos fatores 2 e 3 no Experimento 1, a consideração do custo da

Figura 14 – Evolução da energia do SAE durante o período de falta observado nos experimentos.



Fonte: Autoria própria.

recarga e descarga no modelo matemático, que é particular desse experimento, não garante o equilíbrio desses fatores. Na seção 4.4 é apresentada uma explicação para a semelhança entre o custo da carga e descarga no Experimento 1. Já nos demais experimentos os fatores 2 e 3 da função objetivo apresentam diferenciação, principalmente no Experimento 3. No Experimento 2 essa diferenciação é explicada pela não consideração do Fator 2, fato atrelado ao valor zero atribuído à ponderação correspondente. Já no Experimento 3, a diferença é explicada pela consideração do Fator 4 como prioridade, também realizada através do respectivo fator de ponderação.

É possível observar na Tabela 6 que no Experimento 3, mesmo considerando um fator de ponderação nulo para a parcela da função objetivo relativa à carga, o custo pela carga da bateria é muito baixo. Isso se deve à priorização no atendimento dos grupos consumidores, proporcionado pelo fator de ponderação k_4 considerado (Tabela 4), o que acarretou um maior número de instantes de descarga a instantes de carga. Outra observação é que a diferença entre os valores finais da função objetivo de cada experimento (z) não é muito elevada. Essa observação reforça a constatação de que, para os dados de entrada considerados no estudo, os custos atrelados ao corte e atendimento estão equiparados. Essa equiparação não foi gerada intencionalmente pelo autor da presente dissertação.

Na questão do custo computacional, a Tabela 7 mostra valores estatísticos referentes aos tempos de convergência das iterações do modelo proposto nos experimentos. É possível observar pelos valores contidos na tabela que nenhuma duração de iteração ultrapassou o tempo máximo disponibilizado para cada iteração (3 minutos).

É possível observar na Tabela 7 que todas as iterações do Experimento 1 tiveram uma

Tabela 7 – Valores estatísticos para análise do tempo de convergência das iterações do modelo.

Tempo (s)	Experimento 1	Experimento 2	Experimento 3
Média	4,26	17,68	32,07
Mediana	2,57	7,04	26,52
Desvio Padrão	4,26	25,53	20,13
Mínimo	0,68	0,84	1,47
Máximo	18,44	102,11	82,15

Fonte: Autoria própria.

duração relativamente baixa, se comparadas com o tempo máximo. Já no Experimento 2 uma ou mais iterações do modelo apresentaram uma maior demora na convergência, visto que a duração máxima é de 102,11 segundos. Comparado com os valores dos demais experimentos, a duração das iterações do Experimento 3 tiveram, pela observação da média e mediana, valores mais elevados. Esse resultado pode ser explicado pelo aumento da similaridade entre as respostas, que acaba tendendo a ser mais custoso computacionalmente para o *solver* provar a otimalidade da resposta encontrada. Essa similaridade significa que um maior número de respostas do espaço de busca ficam mais próximas da resposta ótima.

Como já mencionado na seção 3.1, é utilizado um modelo elétrico de bateria do *Simulink* para simular a resposta do SAE para a operação do modelo proposto na aplicação real. Um aspecto de interesse é verificar a diferença entre a potência encontrada no modelo de otimização proposto e a potência estimada pelo modelo matemático de bateria do *Simulink*. Relacionado com esse aspecto, a Tabela 8 ilustra os valores estatísticos da diferença entre as potências previstas pelos modelos. Todos os valores apresentados na tabela estão representados em função da potência máxima do SAE.

Tabela 8 – Valores estatísticos para análise da diferença entre as potências dos modelos.

ΔP	Experimento 1	Experimento 2	Experimento 3
Média	3,48%	3,42%	6,51%
Mediana	2,98%	2,84%	6,35%
Desvio Padrão	2,34%	2,34%	3,35%
Mínimo	0,13%	0,01%	0,13%
Máximo	8,73%	9,01%	14,17%

Fonte: Autoria própria.

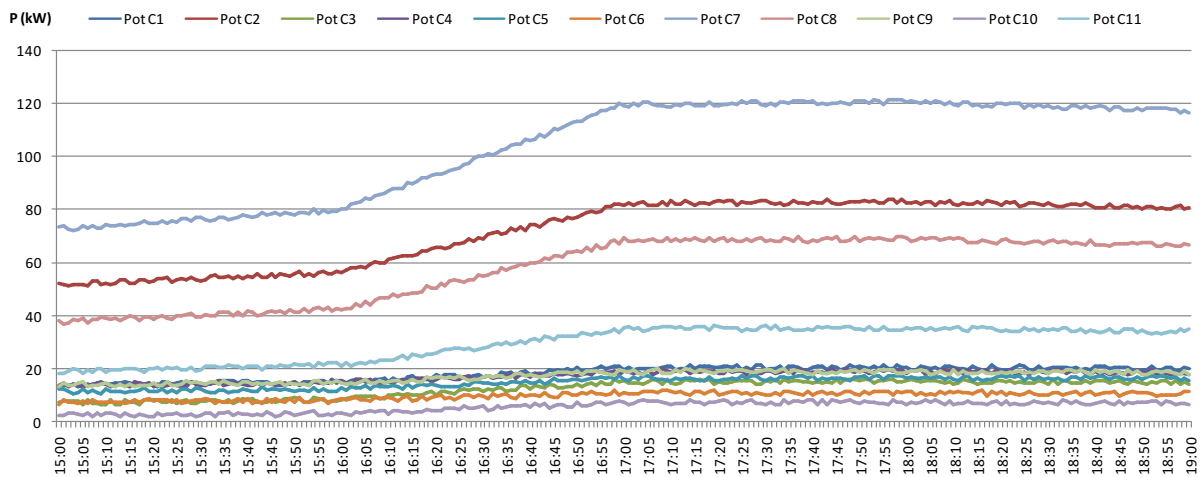
A princípio os valores apresentados na Tabela 8 mostram que os valores de potência assumidos pelo modelo de otimização não diferem muito de valores de potência calculados por um algoritmo especializado desenvolvido no *Simulink*, o qual traz maior confiabilidade para estimar o valor real. Esse erro de estimativa da potência se acumula para cada instante analisado na iteração. Porém, devido à estratégia de horizonte móvel, é possível fornecer a cada instante o valor mais recente do estado de carga do SAE. Ou seja, os erros proporcionados pela atual

representação do SAE no modelo proposto são minimizados com a utilização do conceito de horizonte móvel.

4.3 ANÁLISE DE ESCALABILIDADE DO MODELO PROPOSTO

A análise de escalabilidade proposta no presente trabalho tem como objetivo proporcionar uma avaliação do desempenho do modelo aplicado em uma microrrede com um maior número de grupos consumidores. Para esse teste são considerados 11 grupos consumidores, sendo 10 deles controláveis e 1 não controlável que deverá sempre ser atendido. A geração PV e os parâmetros utilizados nesse teste são os mesmos utilizados nos experimentos com 3 consumidores. Já as demandas dos consumidores são diferentes das utilizadas na seção 4.2. A Figura 15 ilustra as curvas de demanda de cada grupo consumidor utilizadas na análise de escalabilidade. É possível observar na figura que apenas uma curva representa a demanda do consumidor, não existindo distinção entre a demanda assumida pelo modelo e assumida como real. É realizada essa consideração como forma de simplificação, já que o ponto de interesse é o desempenho computacional do modelo proposto.

Figura 15 – Ilustração da demanda dos grupos consumidores na análise de escalabilidade.



Fonte: Autoria própria.

A primeira verificação é relacionada com o acréscimo no número de variáveis e no número de restrições com a inserção de mais grupos consumidores no problema. O número de restrições passou de 4249 para 7260, o número de variáveis contínuas passou de 1286 para 1957 e o número de variáveis binárias passou de 926 para 1553.

A Tabela 9 mostra os valores de *Gap* de integralidade (*Gap*), limite superior (resposta

factível encontrada, LS) e de limite inferior (valor apresentado pelo *solver* com as condições de integralidade das variáveis relaxada, LI), obtidos considerando diversos valores de tempo limite de execução. O valor do Gap pode ser obtido por: $Gap = (LS - LI)/LS \cdot 100\%$. Para fins de estimativa da carga computacional, na Tabela 9 observam-se os resultados apenas para a iteração inicial do modelo matemático. O horizonte móvel utilizado foi de 2 horas.

Tabela 9 – Resultados da análise de escalabilidade (horizonte móvel de 2 horas).

Tempo limite (s)	Gap (%)	Limite Superior (R\$)	Limite Inferior (R\$)
180	—	—	—
600	12,0%	704,16	619,71
1800	9,2%	682,43	619,83
3600	5,7%	657,54	619,89
7200	5,6%	656,67	619,95
14400	5,4%	655,48	620,01

Fonte: Autoria própria.

É possível observar na Tabela 9 que o modelo não convergiu à otimalidade ($Gap = 0\%$) para nenhum dos tempos limites considerados para a iteração. Percebe-se também que para o tempo limite de 180 segundos o modelo não encontrou nenhuma resposta factível. Com relação à convergência da resposta, constata-se que não há um impacto significativo na obtenção da resposta ótima pela disponibilização de tempos limite acima de 3600 segundos. Essa constatação é pautada na pequena diferença entre os valores de LS e LI nos três maiores tempos limite na Tabela 9.

Para avaliar a convergência do modelo matemático no processo iterativo de resolução (iterações ao longo do horizonte móvel) é também conduzida uma simulação considerando os 11 consumidores, horizonte móvel de 2 horas e um tempo limite de convergência de 600 segundos. Nesse experimento, quando na iteração nenhuma resposta factível é encontrada, assume-se para a presente iteração a última resposta encontrada na iteração factível anterior. A Tabela 10 ilustra alguns valores estatísticos a partir do Gap encontrado ao longo de 40 iterações, evidenciando grandes oscilações de valores de Gap em relação ao valor médio.

Tabela 10 – Estatísticas do Gap das iterações considerando tempo limite de 600 segundos.

Gap	Valor
Média	16,3%
Mediana	0,8%
Desvio Padrão	35,2%
Mínimo	0,0%
Máximo	100,0%

Fonte: Autoria própria.

De modo complementar ao observado na Tabela 9 e na Tabela 10 o experimento

sintetizado na Tabela 11 tem por objetivo evidenciar o impacto do tamanho do horizonte móvel na convergência do modelo matemático. A Tabela 11 ilustra os valores de *Gap*, limite superior (*LS*) e limite inferior (*LI*) para uma iteração considerando um horizonte de 30 minutos (ou 10 conjuntos de dados). Verifica-se nessa tabela que os valores dos limites diferem dos encontrados na Tabela 9. Isso se deve à diferença, entre as simulações, no intervalo de tempo em que é calculado o custo da operação da microrrede, sendo esse intervalo definido pelo tamanho do horizonte móvel.

Tabela 11 – Resultados da análise de escalabilidade (horizonte móvel de 30 minutos).

Tempo limite (s)	<i>Gap</i> (%)	Limite Superior (R\$)	Limite Inferior (R\$)
180	—	—	—
600	1,6%	125,83	123,83
1800	1,4%	125,73	123,92
3600	0,9%	125,23	124,04
7200	0,6%	124,86	124,10

Fonte: Autoria própria.

É possível verificar por meio dos valores na Tabela 11 que houve uma maior convergência com a redução do tamanho do horizonte móvel, quantificada por menores valores de *Gap*. É necessário esclarecer que a redução do tamanho do horizonte acarreta também a redução do intervalo de tempo avaliado no modelo matemático. Ou seja, é esperado que no processo iterativo o modelo tenha uma “menor orientação” para a tomada de decisão em comparação direta ao caso com uma janela móvel de maior tamanho. Nos casos testados, em particular, as janelas móveis consideradas foram de, respectivamente, 120 min (Tabela 9) e 30 min (Tabela 11).

A análise dos resultados sintetizados na Tabela 9, na Tabela 10 e na Tabela 11 evidencia que os valores dos parâmetros utilizados no modelo matemático impactam no esforço computacional, em particular o tamanho do horizonte móvel considerado. Dessa forma, novas restrições de corte ou um método alternativo de solução são necessários para que o modelo, para a configuração considerada, convirja para otimalidade em um tempo computacional desejado (ou esperado), na medida que o número de consumidores é elevado. Há de se ressaltar, contudo, que o fato do modelo encontrar soluções factíveis, embora não ótimas, em cada interação não inviabiliza a adoção da estratégia de solução proposta.

4.4 DISCUSSÕES DOS RESULTADOS

Os resultados obtidos por meio dos Experimentos 1 a 3 evidenciaram a possibilidade do modelo alterar o comportamento da microrrede ilhada para diferentes cenários. Os valores dos

fatores de ponderação considerados no Experimento 1 proporcionaram uma operação balanceada da microrrede, isto é, com equilíbrio observado na quantidade de cargas e descargas realizadas. Era esperado que nesse experimento a descarga do SAE fosse maior que a carga, pois a descarga se torna mais vantajosa economicamente que a carga, já que a descarga está associada ao atendimento do consumidor. No entanto, os valores de energia carregada e a descarregada foram similares, conforme Tabela 6.

Um dos possíveis fatores que causaram a semelhança entre a energia carregada e descarregada do SAE no Experimento 1, está atrelado aos dados históricos e parâmetros de entrada utilizados. Para explicar o porquê dessa hipótese, supõem-se a utilização de dados históricos com geração PV maior que a soma das demandas ocorrendo na maioria dos instantes averiguados. A utilização desses dados faria com que o modelo matemático carregasse mais o SAE, pois em mais instantes a carga desse equipamento proporcionaria o equilíbrio entre geração e demanda. Agora, supondo-se a utilização de dados históricos com geração PV menor que a soma das demandas ocorrendo na maioria dos instantes averiguados tem-se: nesse caso, a utilização desses dados faria com que o modelo matemático descarregasse mais o SAE, pois em mais instantes a descarga desse equipamento proporcionaria o equilíbrio entre geração e demanda. No entanto, os parâmetros, para ambas as suposições, precisariam ser adequados para a operação que o modelo matemático tenderia a executar. Logo, de forma não intencional, os parâmetros de entrada e dados históricos, para as considerações feitas no Experimento 1, proporcionaram o equilíbrio entre energia carregada e descarrega do SAE e, conseqüentemente, equilíbrio entre os fatores 2 e 3 da função objetivo.

Já o Experimento 2 mostrou uma operação visando o atendimento dos consumidores e carregamento do SAE. Foi possível observar no Experimento 2 que o modelo teve uma tendência a atender apenas os grupos consumidores que totalizavam uma demanda inferior à geração fotovoltaica, utilizando a geração excedente para carregar o SAE. Dessa forma, o nível de energia armazenada no SAE no final da falta foi superior ao nível de energia no início da falta, conforme indicado na Figura 14. Esse resultado evidencia que , com a diminuição do respectivo custo na função objetivo, de fato a recarga tende a ser mais presente. Outro resultado esperado era o prolongamento do uso do SAE, já que esse teria mais energia disponível pela recarga. No entanto, como nesse experimento foram considerados muitos instantes com geração PV e uma energia inicial do SAE relativamente elevada, não foi possível observar o prolongamento do uso do SAE.

No Experimento 3 foram definidos fatores de ponderação que proporcionassem uma

utilização elevada da energia do SAE para atender os grupos consumidores. Os resultados mostraram que o Experimento 3 atingiu o objetivo de proporcionar um maior atendimento aos grupos consumidores comparado com os demais experimentos. No entanto, os valores do indicador FIC dos grupos 1 e 3 no Experimento 3 foram os dois maiores dentre os obtidos nos experimentos (Tabela 5). No quesito financeiro esses dois valores do indicador FIC não têm uma influência significativa na função objetivo, porém, no quesito referente ao “conforto/comodidade” esses valores podem causar insatisfação dos grupos consumidores pela interrupção do serviço de distribuição de energia.

Em relação à análise de Escalabilidade do Modelo apresentada na seção 4.3, evidencia-se a dificuldade de convergência à otimalidade da resposta, se considerado um maior número de consumidores envolvidos. O modelo matemático proposto apresenta sensíveis melhorias de desempenho computacional em relação a versões anteriores, *e.g.* Roesler *et al.* (2019), mas a questão de carga computacional configura ainda uma vertente de análise. A observação da Tabela 9 evidencia, em especial, a dificuldade de aprimoramento do limite inferior da resposta, fato que contribui para a relativa pouca evolução do *Gap* de integralidade na Tabela 9. Trabalhos futuros na temática são desejáveis. De modo preliminar, indica-se que uma solução alternativa pode ser pautada na redução do horizonte móvel considerado: conforme evidenciado na Tabela 11 a redução do referido horizonte contribui para a convergência do modelo matemático.

O Capítulo 5 a seguir sumariza as principais conclusões acerca do trabalho e destaca frentes para futuros desenvolvimentos.

5 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

O trabalho apresenta o desenvolvimento de um modelo PLIM, aplicado de forma conjunta com um conceito de horizonte móvel, para auxiliar a operação ilhada de microrredes, conforme ilustrado na Figura 4 (pág. 46) e na Figura 5 (pág. 47). Foi realizada a apresentação da lógica envolvida no uso do horizonte móvel e o desenvolvimento do modelo matemático (Capítulo 3).

Três experimentos foram propostos no Capítulo 4 para mostrar a funcionalidade do modelo para atender diversas condições da microrrede ilhada. Essas funcionalidades, ou políticas de operação, foram estudadas por meio da alteração dos fatores de ponderação do modelo matemático, presentes na função objetivo (Equação 13, página 53). Os experimentos (seção 4.2) evidenciaram que o operador do sistema pode realizar alterações desses fatores, dependendo da situação. Por exemplo, em uma operação ilhada ocorrida em horários com muita geração PV e alto nível de energia armazenada no SAE (*e.g.*, acima de 80%), o operador poderá definir fatores de ponderação semelhantes aos utilizados no Experimento 1.

Caso a falta de energia tenha uma duração maior que a prevista e o SAE esteja com baixa carga (*e.g.*, abaixo de 20%), ou que a previsão de geração PV indique uma queda futura, o operador poderá definir fatores de ponderação semelhantes aos adotados no Experimento 2. Esse prolongamento do uso do SAE pode ser observado na Figura 14 (pág. 87), onde é ilustrado que, para o Experimento 2, o SAE recarrega mais do que descarrega durante a falta analisada.

Agora, se os indicadores dos grupos consumidores estiverem próximos aos limiares permissíveis (*e.g.*, próximos a *declim* e *feclim*), o operador poderá utilizar os fatores adotados no Experimento 3 para aumentar a participação do SAE no atendimento aos consumidores, como ilustrado na Figura 13 (pág. 84). Deste modo, o modelo proposto é capaz de fornecer soluções aderentes às ponderações escolhidas.

Também foi apresentado no trabalho um teste de escalabilidade com o objetivo de mostrar a capacidade da metodologia, a qual é centrada em um modelo matemático em PLIM, em considerar mais grupos consumidores. A partir dos resultados desse teste foi possível concluir que a modelagem matemática proposta, mesmo acrescida de restrições de cortes válidos, não obteve sucesso para obtenção de respostas ótimas em tempo hábil considerando 10 consumidores controláveis e 1 não controlável (seção 4.3). A carga computacional, contudo, diminuiu com a redução do horizonte móvel adotado, conforme evidenciado na comparação entre a Tabela 9

e a Tabela 11. Há de se ressaltar que os experimentos computacionais foram conduzidos em um *solver* livre (BETTONI, 2018), com um desempenho computacional limitado em relação a *solvers* no estado da arte (*e.g.*, CPLEX e Gurobi). Assim, no contexto de implementação proposto, são demandados mais esforços para aumentar a escalabilidade da solução. Tanto as alternativas para a escalabilidade como o aumento da aderência da solução com o escopo do projeto PD são abordados nos trabalhos futuros apresentados na sequência.

Deste modo, a presente dissertação propôs uma solução otimizada para melhorar o aproveitamento de recursos alocados em uma microrrede, levando em conta o custo de utilização do SAE, as possibilidades de corte de carga e os indicadores do PRODIST. Conforme evidenciado no Capítulo 4, a solução otimizada pode prover ganhos operacionais para o sistema analisado. Ressalta-se que os desenvolvimentos realizados e resultados obtidos mostram-se alinhados ao objetivo geral e específicos pautados na seção 1.1. Em vista dos problemas energéticos enfrentados pelo Brasil e da busca pela melhora da qualidade da distribuição de energia (apresentados no Capítulo 1), o presente trabalho apresenta uma contribuição para aprimorar o uso de uma microrrede de acordo com critérios condizentes com o cenário brasileiro.

5.1 TRABALHOS FUTUROS

O estudo realizado evidenciou diversos pontos a serem considerados para aprimorar a solução. Ou seja, esses pontos são de importância para o desenvolvimento da solução do projeto PD que a presente dissertação se remete. De acordo com o que foi exposto *a priori*, trabalhos futuros estão relacionados a: Redução de esforços computacionais, com o objetivo de considerar mais consumidores na abordagem de solução (vide seção 4.3); Aumentar a qualidade da resposta estimada por meio de modelos de previsão e modelos elétricos, tanto para os equipamentos quando para o sistema de distribuição; Além disso, questões que afetam o conforto dos grupos consumidores também devem ser estudadas. Assim, sugerem-se as seguintes atividades como trabalhos futuros:

- Implementar um modelo de previsão de geração e de demanda na abordagem de solução;
- Estudar formas de aumentar o intervalo entre cortes de carga consecutivos, com o intuito de proporcionar maior comodidade aos consumidores;
- Estudar a aplicação de uma metodologia utilizando uma heurística juntamente com o

modelo PLIM, de modo a tornar mais rápida a obtenção da operação da microrrede considerando 10 grupos consumidores controláveis;

- Propor modificações na formulação desenvolvida de modo a poder também contemplar a operação conectada da microrrede;
- Realizar a plena integração da abordagem de solução proposta com modelos de previsão em desenvolvimento dentro do escopo do projeto de PD.

REFERÊNCIAS

ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. Distributed power generation in a deregulated market environment. **Electric Power Systems Research**, v. 57, p. 195–204, 2001.

ALRAMLAWI, M.; GABASH, A.; MOHAGHEGHI, E.; LI, P. Optimal operation of hybrid pv-battery system considering grid scheduled blackouts and battery lifetime. **Solar Energy**, v. 161, p. 125–137, 2018.

AMROUCHE, S. O.; REKIOUA, D.; REKIOUA, T.; BACHA, S. Overview of energy storage in renewable energy systems. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 41, p. 20914–20927, 2016.

ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA –. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. Brasília, Brasil, 2005. 243 p.

ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA –. **RESOLUÇÃO NORMATIVA No. 482**. 2012. Acesso em: 18 ago 2021. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>.

ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA –. **RESOLUÇÃO NORMATIVA No. 687**. 2015. Acesso em: 11 ago 2022. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>.

ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA –. **Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica - Temas para Investimentos em P&D**. 2016. Acesso em: 18 ago 2021. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/programa-de-p-d>.

ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA –. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**. 2017. Acesso em: 18 ago 2021. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/prodist>.

ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA –. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – Módulo 1 – Introdução – Revisão 10**. 2018. Acesso em: 06 nov 2021. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/modulo-1>.

ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA –. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – Módulo 8 –**

Qualidade da Energia Elétrica – Revisão 12. 2021. Acesso em: 18 ago 2021. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/modulo-8>.

BERNARDON, D. P.; PFISTER, L. L.; CANHA, L. N.; MELLO, A. P. C. de; R., Abaide A. da; SPERANDIO, M.; GARCIA, V. J.; RAMOS, M. J. S. **Sistemas de distribuição no contexto das redes elétricas inteligentes: uma abordagem para reconfiguração de redes.** Santa Maria, RS, Brasil: [s.n.], 2015. 163 p.

BETTONI, L. **GUSEK (GLPK Under Scite Extended Kit) - Version 4.65.** 2018. Acesso em: 18 ago 2021. Disponível em: <http://gusek.sourceforge.net>.

BROLIN, L. C. **Análise de planos de corte de carga através de métodos diretos.** 2010. Tese de Mestrado — Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, São Carlos, 2010.

BUI, V.; HUSSAIN, A.; KIN, H. A strategy for flexible frequency operation of stand-alone multimicrogrids. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 9, p. 1636–1647, 2018.

CDS, CÂMARA DOS DEPUTADOS. **DECRETO Nº 5.163, DE 30 DE JULHO DE 2004.** 2004. Acesso em: 12 jun 2022. Disponível em: <https://www2.camara.leg.br/legin/fed/decret/2004/decreto-5163-30-julho-2004-533148-norma-actualizada-pe.pdf>.

EL-KHATTAM, W.; SALAMA, M. M. A. Distributed generation technologies, definitions and benefits. **Electric Power Systems Research**, v. 71, p. 119–128, 2004.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Estudos de Planejamento Energético - Um olhar sobre a expansão da matriz elétrica no contexto da atual escassez hídrica.** 2021. Apresentação em audiência pública. Acesso em: 18 ago 2021. Disponível em: <https://www2.camara.leg.br/atividade-legislativa/comissoes/comissoes-permanentes/cme/apresentacoes-em-eventos/apresentacoes-em-eventos-2021/15-06-2021-audiencia-publica-sobre-a-crise-hidrica>.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Relatório Síntese do Balanço Energético Nacional – BEN 2021.** 2021. Acesso em: 18 ago 2021. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2021>.

FERC, Federal Energy Regulatory Commission. **Assessment of Demand Response & Advanced Metering.** 2006. Acesso em: 18 ago 2021. Disponível em: https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-04/demand-response_4.pdf.

GIAOURIS, D.; PAPADOPOULOS, A. I.; PATSIOS, C.; WALKER, S.; ZIOGOU, C.; TAYLOR, P.; VOUTETAKIS, S.; PAPADOPOULOS, S.; SEFERLIS, P. A systems approach for management of microgrids considering multiple energy carriers, stochastic loads, forecasting and demand side response. **Applied Energy**, v. 226, p. 546–559, 2018.

GUERRERO, J. M.; VASQUEZ, J. C.; MATAS, J.; VICUNA, L. G. de; CASTILLA, M. Hierarchical control of droop-controlled ac and dc microgrids—a general approach toward standardization. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 58, p. 158–172, 2011.

IEEE. **IEEE Std 1366-2012 Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices**. 2012.

LI, Y.; YANG, Z.; LI, G.; ZHAO, D.; TIAN, W. Optimal scheduling of an isolated microgrid with battery storage considering load and renewable generation uncertainties. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 66, p. 1565–1575, 2019.

LÓPEZ-SALAMANCA, H. L.; ARRUDA, L.; MAGATÃO, L.; NORMEY-RICO, J. Optimization of grid-tied microgrids under binomial differentiated tariff and net metering policies: a brazilian case study. **Journal of Control, Automation and Electrical Systems**, v. 29, p. 731–741, 2018.

MAGATÃO, L. **Mixed Integer Linear Programming and Constraint Logic Programming: Towards a Unified Modeling Framework**. 2005. Tese de Doutorado — Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, Brasil, 2005.

MARIAM, L.; BASU, M.; CONLON, M. F. Microgrid: Architecture, policy and future trends. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 64, p. 477–489, 2016.

MARZBAND, M.; GHADIMI, M.; SUMPER, A.; DOMÍNGUEZ-GARCÍA, J. L. Experimental validation of a real-time energy management system using multi-period gravitational search algorithm for microgrids in islanded mode. **Applied Energy**, v. 128, p. 164–174, 2014.

MINCHALA-AVILA, L. I.; ÑÓN, L. Garza-Casta; ZHANG, Y.; HÉCTOR, J. A. F. Optimal energy management for stable operation of an islanded microgrid. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, v. 12, p. 1361–1370, 2016.

MOUSAVI, G. S. M.; FARAJI, F.; MAJAZI, A.; AL-HADDAD, K. A comprehensive review of flywheel energy storage system technology. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 67, p. 477–490, 2017.

NASCIMENTO, B. de N. **Uma proposta de metodologia de corte de carga em microrredes ilhadas**. 2016. Tese de Mestrado — Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2016.

OBOUDI, M. H.; HOOSHMAND, R.; RAHIMI, S. Stochastic operation framework of microgrid under uncertainties of load, generation, and contingency. **Journal of Energy Engineering**, v. 146, 2020.

OSTERWALD, C. R. Translation of device performance measurements to reference conditions. **Solar Cells**, p. 269–279, 1986.

OTT, M.; ALMUHAINI, M.; KHALID, M. A milp-based restoration technique for multi-microgrid distribution systems. **IEEE Access**, v. 7, p. 136801–136811, 2019.

PALIZBAN, O.; KAUHANIEMI, K. Energy storage systems in modern grids—matrix of technologies and applications. **Journal of Energy Storage**, v. 6, p. 248–259, 2016.

PARISIO, A.; RIKOS, E.; GLIELMO, L. A model predictive control approach to microgrid operation optimization. **IEEE Transactions on Control Systems Technology**, v. 22, p. 1813–1827, 2014.

PEPERMANS, G.; DRIESEN, J.; HAESELDONCKX, D.; BELMANS, R.; D’HAESELEER, W. Distributed generation: definition, benefits and issues. **Energy Policy**, v. 33, p. 787–798, 2005.

PEREZ, F.; LÓPEZ-SALAMANCA, H. L.; MEDEIROS, L. de; FUCHS, L.; ROESLER, P. H.; PEDRETTI, A. Optimal operation of an urban microgrid using model predictive control considering power quality improvements. **Brazilian Archives of Biology and Technology - 75 years Special Edition**, v. 64, 2021.

REKIOUA, D.; MATAGNE, E. **Optimization of Photovoltaic Power Systems: Modelization, simulation and control**. [S.l.]: Springer-Verlag London, 2012. 284 p.

ROESLER, P. H. **Estudo da Aplicação de Gerenciamento de Carga em Microrredes Ilhadas**. 2018. Trabalho de Conclusão de Curso — Universidade Federal do Paraná, Curitiba, Brasil, 2018.

ROESLER, Pedro H.; LÓPEZ-SALAMANCA, Henry L.; MEDEIROS, Lucio de; PEDRETTI, André; TORTELLI, Odilon L. Load management optimization for islanded microgrids under brazilian regulatory normative. *In: 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)*. [S.l.: s.n.], 2019. p. 1–6.

TSIKALAKIS, A. G.; HATZIARGYRIOU, N. D. Centralized control for optimizing microgrids operation. *In: 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*. [S.l.: s.n.], 2011. p. 1–8.

WANG, F.; ZHOU, L.; REN, H.; LIU, X. Search improvement process-chaotic optimization-particle swarm optimization-elite retention strategy and improved combined cooling-heating-power strategy based two-time scale multi-objective optimization model for stand-alone microgrid operation. **Energies**, v. 10, 2017.

WANG, Z.; WANG, J. Self-healing resilient distribution systems based on sectionalization into microgrids. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 30, p. 3139–3149, 2015.

WOLSEY, L. A. **Integer Programming**. New York, USA: Wiley, 2020.

ZAKERI, B.; SYRI, S. Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 42, p. 569–596, 2015.