

UNIVERSIDADE ESTADUAL DO OESTE DO PARANÁ

CAMPUS DE FOZ DO IGUAÇU

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA E COMPUTAÇÃO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**GERENCIAMENTO CENTRALIZADO DE
MICRORREDES DE ENERGIA ELÉTRICA COM
OPERAÇÃO EM MODO ILHADO**

ANDRÉ DA SILVA BARBOSA

FOZ DO IGUAÇU

2019

André da Silva Barbosa

**Gerenciamento centralizado de microrredes de energia
elétrica com operação em modo ilhado**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e Computação. Área de concentração: Sistemas Dinâmicos e Energéticos.

Orientador: Adriano Batista de Almeida

Foz do Iguaçu
2019

Ficha de identificação da obra elaborada através do Formulário de Geração Automática do Sistema de Bibliotecas da Unioeste.

Barbosa, André da

Gerenciamento centralizado de microrredes de energia elétrica com operação em modo ilhado / André da Barbosa; orientador(a), Adriano Batista de Almeida, 2019.

83 f.

Dissertação (mestrado), Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Centro de Engenharias e Ciências Exatas, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação, 2019.

1. Microrredes de energia elétrica. 2. Gerenciamento centralizado. 3. Modo ilhado. I. Almeida, Adriano Batista de. II. Título.

Gerenciamento centralizado de microrredes de energia elétrica com operação em modo ilhado

André da Silva Barbosa

Esta Dissertação de Mestrado foi apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação e aprovada pela Banca Examinadora:

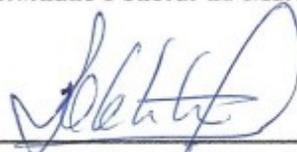
Data da defesa pública: 13/12/2019.



Prof. Dr. **Adriano Batista de Almeida** - (Orientador)
Universidade Estadual do Oeste do Paraná - UNIOESTE



Prof. Dr. **Denisson Queiroz Oliveira**
Universidade Federal do Maranhão - UFMA



Prof. Dr. **Roberto Cayetano Lotero**
Universidade Estadual do Oeste do Paraná - UNIOESTE

Resumo

A utilização de microrredes de energia elétrica para a integração de geração distribuída, sistemas de armazenamento de energia e cargas como uma única unidade trouxe benefícios com relação ao seu gerenciamento do ponto de vista das redes de distribuição e são partes essenciais dos novos sistemas inteligentes de energia elétrica. Em uma microrrede (MR) é necessário dispor de um sistema gerenciador para coordenar a operação de seus componentes, estando a MR conectada ou desconectada da rede principal. No modo desconectado o gerenciador da MR deve estabelecer os *setpoints* de operação dos Recursos Energéticos Distribuídos (RED) de forma a atender restrições operacionais, como despacho econômico, utilização de fontes renováveis e priorização de cargas. A resolução de um modelo matemático com utilização de programação linear inteira mista busca atender a estas restrições no gerenciamento ótimo de uma MR. Entretanto, configurações complexas de MR, com inserção de muitos REDs e cargas, podem impactar no tempo necessário para solucionar este problema de otimização. Este trabalho propõe um Gerenciador Centralizado de Microrrede (GCMR) em tempo real com a utilização de modelagem linear inteira mista para resolver o problema de gerenciamento de energia e cargas. Para atender aos requisitos de tempo de resposta de sua execução, o conceito de Intervalos Dinâmicos é aplicado ao modelo matemático, reduzindo o tamanho dos conjuntos de dados para a resolução do modelo e consequentemente o custo computacional. Adicionalmente, é apresentado no modelo um método de priorização de cargas com base em definição de classes e penalidades. Estas penalidades estão relacionadas às classes das cargas e são aplicadas quando há a necessidade de corte visando o atendimento de classes mais prioritárias. Dentre os cenários possíveis para realização dos testes, estes tiveram foco nos casos em que a geração de energia pelos REDs é menor que a demanda das cargas existentes, em que busca-se avaliar a resposta do gerenciador frente às questões de priorização de cargas e também a utilização dos Intervalos Dinâmicos (ID). Os resultados apresentados demonstram um ganho expressivo no custo computacional do modelo com utilização de ID e com resultados muito próximos na questão da priorização e corte de cargas.

Palavras-chave: Microrredes de Energia Elétrica, Resposta a Demanda, Gerenciamento Centralizado, Geração Distribuída.

Abstract

The use of electric power microgrids for the integration of distributed generation, energy storage systems and loads as a single unit has brought several benefits with respect to their management from the point of view of distribution networks and are essential parts of the new intelligent electric power systems. In a Microgrid (MG) it is necessary to have a management system to coordinate the operation of its components, with the MG running in grid-connected or islanded mode. In the islanded mode the MG management system must provide the set points for the Distributed Energy Resources (DER) in order to meet operational constraints, such as economic dispatch, use of renewable sources and load prioritization. The resolution of a mathematical model with the use of mixed integer linear programming seeks to meet these constraints in the optimal management of a MG. However, complex MG configurations, with the insertion of many DERs and loads, may impact the time required to solve this optimization problem. This work proposes a real-time Microgrid Central Controller (MGCC) with the use of mixed integer linear modeling to solve the energy and load management problem. To meet the response time requirements of its execution, the concept of Dynamic Intervals (DI) is applied to the mathematical model, reducing the size of data sets in the model for resolution and consequently the computational cost. Additionally, the model presents a load prioritization method based on the definition of classes and penalties. These penalties are related to the classes of loads and are applied when there is a need for shedding, seeking to supply energy to the most priority classes. Among the possible scenarios used in the tests, some had focus on cases in which the power generation by the DERs is lower than the demand of the existing loads, in which case the tests seeks to evaluate the MGCC response to the issues of load prioritization and also the use of DI. The results presented shows an expressive gain in the computational cost of the model resolution with the use of DI aligned with results that has very close values concerned with the load prioritization and shedding.

Keywords: Microgrids, Load Shedding, Centralized Management, Distributed Generation.

Agradecimentos

Agradeço pela colaboração direta a este trabalho a todos os professores do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação da UNIOESTE-FOZ, pelos conhecimentos repassados nas disciplinas e pelas conversas de corredor, sempre dispostos a auxiliar e tirar dúvidas. Em especial, gostaria de agradecer ao meu orientador Adriano Batista de Almeida, por ter aceitado direcionar este trabalho e principalmente pela disponibilidade para todas as atividades que realizamos em conjunto, das disciplinas às orientações.

Agradeço ao Parque Tecnológico de Itaipu (PTI) pelo apoio e incentivo para iniciar os estudos de mestrado. Ao meu gestor no PTI no início dos estudos, Rodrigo Bueno Otto, por flexibilizar minha jornada de trabalho para realizar as atividades relacionadas ao mestrado.

À minha família, Daiane e Mateus, que por existirem e estarem juntos nesta caminhada são motivos de inspiração para tudo o que eu faço.

E aos demais amigos e colegas de trabalho que, de alguma forma, participaram no desenvolvimento deste trabalho.

Sumário

Lista de Figuras	xi
Lista de Tabelas	xiii
Lista de Símbolos	xv
Lista de Siglas e Abreviaturas	xvii
1 Introdução	1
1.1 Justificativa	3
1.2 Objetivo	3
1.2.1 Objetivos Específicos	4
1.3 Estrutura do Trabalho	4
2 Gerenciamento de Microrredes de Energia Elétrica	5
2.1 Introdução	5
2.2 Microrredes de Energia Elétrica	5
2.3 Arquitetura e composição de microrredes	7
2.3.1 Recursos Energéticos Distribuídos	8
2.3.2 Comunicação de Dados	15
2.3.3 Cargas	17
2.4 Modos de Operação	17
2.4.1 Modo conectado	18
2.4.2 Modo ilhado	18
2.5 Tipos de Gerenciamento de Microrredes	19
2.5.1 Gerenciamento Centralizado	19
2.5.2 Gerenciamento Distribuído	20
2.6 Gerenciamento Centralizado de Microrredes	21
2.7 Conclusão	24
3 Formulação da Proposta	27
3.1 Introdução	27

3.2	Modelagem Matemática	28
3.3	Gerenciador Centralizado da Microrrede	36
3.3.1	Módulo de Leitura e Elaboração do Modelo	37
3.3.2	Módulo de Execução	41
3.3.3	Módulo de Saída	41
3.3.4	Gerenciamento em Tempo Real	41
3.4	Conclusão	44
4	Testes e Resultados	45
4.1	Introdução	45
4.2	Microrrede de Referência	45
4.3	Avaliação do Método de Intervalos Dinâmicos	46
4.3.1	Interrupção ocorrida às 16:00 horas	48
4.3.2	Interrupção ocorrida às 01:00 hora	53
4.3.3	Interrupção ocorrida às 10:00 horas	57
4.3.4	Análise dos Cenários Avaliados	58
4.4	Gerenciamento da MR com priorização das cargas	62
4.4.1	Caso 1 - Gerenciamento da MR com demanda acima da geração	63
4.4.2	Análise do Tempo de Execução	67
4.5	Conclusão	71
5	Conclusão	73
	Referências Bibliográficas	77
A	Diagrama de Classes do GCMR	81
B	Código-Fonte GCMR	83

Lista de Figuras

Figura 2.1:	Esquema geral de uma MR.	7
Figura 2.2:	Esquema geral de tipos de microrredes.	7
Figura 2.3:	Relação entre custos com combustível e geração em um gerador diesel. . .	10
Figura 2.4:	Fases de operação de um gerador diesel.	11
Figura 2.5:	Microrrede de referência.	22
Figura 2.6:	EMS com utilização de δt distintos para previsão de cargas/renováveis e UC.	24
Figura 3.1:	$PotenciaGeradaExcesso_t$: Potência Gerada em Excesso em um período t	35
Figura 3.2:	$PotenciaNaoSupridaCargasDesp_t^{DL} (P_t^{UP})$: Potência não suprida.	36
Figura 3.3:	GCMR proposto.	37
Figura 3.4:	Sequência de criação dos intervalos utilizados para resolução do modelo matemático.	39
Figura 3.5:	Intervalos gerados para duração de interrupção de 25 minutos.	40
Figura 3.6:	Intervalos gerados para duração de interrupção de 75 minutos.	40
Figura 3.7:	Intervalos gerados para duração de interrupção de 190 minutos.	40
Figura 3.8:	Fluxo de execução do GCMR proposto.	42
Figura 3.9:	Diagrama de sequência do GCMR proposto.	43
Figura 4.1:	Microrrede de referência.	45
Figura 4.2:	Resultado da execução do C1 - Desconexão às 16:00 horas.	49
Figura 4.3:	Comportamento do Estado de Carga do SAE - Desconexão às 16:00 horas.	49
Figura 4.4:	Resultado da execução do C2 - Desconexão às 16:00 horas.	50
Figura 4.5:	Comportamento do Estado de Carga do SAE - Desconexão às 16:00 horas.	50
Figura 4.6:	Resultado da execução do C3 - Desconexão às 16:00 horas.	51
Figura 4.7:	Comportamento do Estado de Carga do SAE - Desconexão às 16:00 horas.	51
Figura 4.8:	Resultado da execução do C4 - Desconexão às 16:00 horas.	52
Figura 4.9:	Comportamento do Estado de Carga do SAE - Desconexão às 16:00 horas.	52
Figura 4.10:	Resultado da execução do C1 - Desconexão às 01:00 hora.	53
Figura 4.11:	Comportamento do Estado de Carga do SAE - Desconexão às 01:00 hora.	54
Figura 4.12:	Resultado da execução do C2 - Desconexão às 01:00 hora.	54
Figura 4.13:	Comportamento do Estado de Carga do SAE - Desconexão às 01:00 hora.	55

Figura 4.14: Resultado da execução do C3 - Desconexão às 01:00 hora.	55
Figura 4.15: Comportamento do Estado de Carga do SAE - Desconexão às 01:00 hora.	56
Figura 4.16: Resultado da execução do C4 - Desconexão às 01:00 hora.	56
Figura 4.17: Comportamento do Estado de Carga do SAE - Desconexão às 01:00 hora.	57
Figura 4.18: Resultado da execução do C1 - Desconexão às 10:00 horas.	58
Figura 4.19: Comportamento do Estado de Carga do SAE - Desconexão às 10:00 horas.	59
Figura 4.20: Resultado da execução do C2 - Desconexão às 10:00 horas.	59
Figura 4.21: Comportamento do Estado de Carga do SAE - Desconexão às 10:00 horas.	60
Figura 4.22: Resultado da execução do C3 - Desconexão às 10:00 horas.	60
Figura 4.23: Comportamento do Estado de Carga do SAE - Desconexão às 10:00 horas.	61
Figura 4.24: Resultado da execução do C4 - Desconexão às 10:00 horas.	61
Figura 4.25: Comportamento do Estado de Carga do SAE - Desconexão às 10:00 horas.	62
Figura 4.26: Resultado da execução do Caso 1 sem priorização	64
Figura 4.27: Comportamento do Estado de Carga do SAE - Caso 1 sem priorização	65
Figura 4.28: Resultado da execução do Caso 1 com priorização	65
Figura 4.29: Comportamento do Estado de Carga do SAE - Caso 1 com priorização	66
Figura 4.30: Comparação entre casos executados	70
Figura A.1: Diagrama de classes do GCMR proposto.	81

Lista de Tabelas

Tabela 2.1:	Comparativo das tecnologias aplicadas nos SAEs.	13
Tabela 2.2:	Lista de tecnologias de comunicação de dados utilizadas em MR.	16
Tabela 3.1:	Comparação entre os conjuntos gerados com e sem períodos dinâmicos. . .	40
Tabela 4.1:	Parâmetros dos REDs da MR.	46
Tabela 4.2:	Valor de penalidade para as classes de cargas.	46
Tabela 4.3:	Configuração utilizada para os intervalos dinâmicos.	47
Tabela 4.4:	Comparação entre os casos executados - Desconexão às 16:00 horas. . . .	48
Tabela 4.5:	Comparação entre os casos executados - Desconexão às 01:00 hora.	53
Tabela 4.6:	Comparação entre os casos executados - Desconexão às 10:00 horas. . . .	58
Tabela 4.7:	Resultados no gerenciamento com e sem priorização de cargas	63
Tabela 4.8:	Resultados no gerenciamento com e sem priorização de cargas - Baixa in- serção de renováveis	67
Tabela 4.9:	Resultados do desempenho computacional para interrupção às 01:00 hora com duração de 320 minutos.	68
Tabela 4.10:	Resultados do desempenho computacional para interrupção às 10:00 horas com duração de 320 minutos.	68
Tabela 4.11:	Resultados do desempenho computacional para interrupção às 16:00 horas com duração de 320 minutos.	69
Tabela 4.12:	Resultados do desempenho computacional para interrupção às 10:00 horas com duração de 640 minutos.	69
Tabela 4.13:	Resultados do desempenho computacional para cenários sem e com priori- zação de cargas.	70

Lista de Símbolos

MW	<i>Megawatt</i>
MWh	<i>Megawatt-hora</i>
KW	<i>Kilowatt</i>
KWh	<i>Kilowatt-hora</i>
ms	<i>milisegundo</i>
MB	<i>Megabyte</i>
GB	<i>Gigabyte</i>
TB	<i>Terabyte</i>
$kbps$	<i>kilobits per second</i>
$Mbps$	<i>Megabits per second</i>
$Gbps$	<i>Gigabits per second</i>
δt	Período de discretização dos dados
C_t^{GD}	refere-se ao custo de operação dos geradores à diesel no período
P_t^X	potência consumida/fornecida no período t , onde $X \in \{WT; PV; B, d; B, c; UP\}$
PE_t^{ER}	refere-se à energia gerada em excesso pelas fontes renováveis, compostas pela fonte eólica e fotovoltaica, no período t
π_t^X	refere-se ao custo da energia consumida/gerada no período t pelo elemento $X \in \{WT; PV; B, d; B, c\}$
α_t^{UP}	refere-se à penalidade (\$ / kWh) aplicada ao não atendimento às cargas em um período t
β_t^{ER}	refere-se à penalidade aplicada (\$ / kWh) para a não utilização do excesso de energia das fontes renováveis no período t
UP	<i>Unsiplied Power</i>
WT	<i>Wind Turbine</i>
PV	<i>Photovoltaic</i>
B, d	Descarregamento da bateria
B, c	Carregamento da bateria

Lista de Siglas e Abreviaturas

API	<i>Application Programming Interface</i>
CPU	<i>Central Processing Unit</i>
DNP3	<i>Distributed Network Protocol 3</i>
EMS	<i>Energy Management Systems</i>
EPS	<i>Electrical Power Systems</i>
GAMS	<i>General Algebraic Modeling System</i>
GCMR	Gerenciador Centralizado de Microrrede
HTTP	<i>Hypertext Transfer Protocol</i>
ID	Intervalos Dinâmicos
IF	Intervalos Fixos
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
IED	<i>Intelligent Electronic Device</i>
IoT	<i>Internet of Things</i>
MGCC	<i>Microgrid Central Controller</i>
MILP	<i>Mixed Integer Linear Programming</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
MR	Microrrede de Energia Elétrica
MTBF	<i>Mean Time Between Failure</i>
PCC	Ponto de Conexão Comum
PGE	Potência Gerada em Excesso
PMS	<i>Power Management Strategy</i>
PNS	Potência Não Suprida
PV	<i>Photovoltaic</i>
RAM	<i>Random Access Memory</i>
RED	Recurso Energético Distribuído
SAE	Sistemas de Armazenamento de Energia
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SoC	<i>State of Charge</i>
SG	<i>Smart Grids</i>
TPP	Total de Potência Produzida
UC	<i>Unit Commitment</i>
UNIOESTE	Universidade Estadual do Oeste do Paraná

Capítulo 1

Introdução

As microrredes de energia elétrica (MR) podem ser definidas como uma versão reduzida do sistema elétrico de potência tradicional, tanto na capacidade de seus recursos energéticos e cargas quanto na abrangência geográfica, com os elementos de geração, transmissão e consumo estão agrupados em uma distância menor, se comparado ao modelo tradicional. A evolução das MR tem ocorrido em virtude do surgimento ou evolução de tecnologias, equipamentos e modos de controle, que permitem, por exemplo, a inclusão de elementos de geração na rede de distribuição, chamada geração distribuída, utilizando insumos como diesel ou biogás e fontes intermitentes como solar e eólica (Lasseter, 2002; Lasseter & Piagi, 2007; Guerrero, Chandorkar, Lee & Loh, 2007).

Duas formas distintas de operação podem ser identificadas nas MR de energia elétrica: conectada à rede elétrica através de um ponto de conexão comum, permitindo o fluxo de potência entre os recursos energéticos distribuídos (RED) internos a MR e o sistema elétrico de potência, ou desconectada, em que a MR não possui um ponto de conexão com o sistema elétrico de potência, não havendo fluxo de potência através do ponto de conexão. Cada um destes modos demanda uma forma de gestão e operação distinta, uma vez que as características de funcionamento de cada um impactam nas variáveis que devem ser observadas e controladas, a fim de manter a MR em funcionamento de acordo com os requisitos necessários. (Lasseter & Piagi, 2007; Hossain, Kabalci, Bayaindir & Perez, 2014).

A desconexão da MR de energia elétrica da rede principal pode derivar de falhas ocorridas nesta última ou ocorrer de forma programada, fazendo com que o controlador central desconecte a MR do sistema para garantir níveis de qualidade, segurança ou atender uma manutenção programada. O ilhamento da MR também pode ocorrer por projeto, no caso da sua concepção não envolver a previsão de conexão com o sistema, ocasionada por motivos de localização geográfica ou impossibilidade de conexão com a rede principal.

Considerando-se o modo de operação desconectado da rede, ou ilhado, a capacidade de fornecimento de energia elétrica pelos elementos de geração pode não ser suficiente para atender à demanda das cargas existentes (Oliveira, Zambroni de Souza, Santos, Almeida & Lopes, 2017). Dentro deste cenário, algumas técnicas de gerenciamento energético podem ser empregadas, como corte de carga e resposta da demanda (Katiraei, Iravani, Hatziargyriou & Dimeas,

2008). O modo ilhado introduz dificuldades no gerenciamento da MR, pois, além do fornecimento de energia elétrica não ser suficiente para atender a demanda por um determinado período de tempo, alguns de seus REDs, como os geradores diesel, possuem tempo de resposta elevado com relação a eventos que envolvem qualidade de energia. O tempo de resposta destes geradores pode variar de 10 a 200 segundos, que apresenta-se lento para o atendimento a cargas mais sensíveis (Lasseter, 2002; Venkataramanan & Illindala, 2002).

Para realizar o gerenciamento adequado dos REDs existentes em uma MR, é importante considerar um novo cenário com relação aos fluxos de potência e de comunicação de dados em que, com os equipamentos e tecnologias atuais de eletrônica de potência e comunicação, se fazem bidirecionais. Este novo cenário permite o desenvolvimento de novos sistemas inteligentes que trabalham com uma quantidade maior de informações provenientes da MR, conseguindo reduzir o tempo de atendimento com relação às necessidades dos REDs. Alguns dos novos equipamentos disponíveis que permitem essa evolução no tráfego de informações e de energia elétrica são os *smart meters*, *smart sensors* e dispositivos *Internet of Things (IoT)* (Mariam, Basu & Conlon, 2016; Wang, Mao & Nelms, 2013).

Os sistemas de gestão de MR, também chamados de *Energy Management Systems (EMS)*, podem possuir arquiteturas distintas de controle, sendo a mais aplicada a arquitetura centralizada, em que um controlador único recebe informações *online* sobre todo o sistema e possui toda a lógica para realizar as ações de gerenciamento. Outra arquitetura utilizada é a distribuída, cuja as ações de controle são realizadas pelos próprios elementos que compõem a MR e executadas localmente. Uma terceira abordagem pode ser definida como híbrida ou hierárquica, em que geralmente um controle local é realizado, porém um elemento de um nível maior da hierarquia pode determinar ações com maior prioridade de execução e também definir *setpoints* de operação. (Rocabert, Luna & Blaabjerg, 2012; Eddy, Member & Gooi, 2015).

Considerando o modo de gerenciamento de uma MR através de uma arquitetura centralizada através de um EMS, um ponto essencial ao seu funcionamento é a utilização de rede de comunicação para realizar a integração entre os REDs (Kabalci, 2016; Emmanuel & Rayudu, 2016). Essa rede de comunicação se faz necessária porque na arquitetura centralizada, o EMS depende de informações coletadas de forma *online* dentro de intervalos pré-definidos, que buscam atender aos requisitos dos modelos e algoritmos aplicados. No modo de operação conectado a rede principal, o EMS poderá utilizar a rede de comunicação para obter informações sobre preços da energia e também intercâmbio de potência. No modo ilhado, essa rede de comunicação deve ser utilizada para manter o funcionamento da MR de forma autônoma (Su & Wang, 2012).

1.1 Justificativa

Dados os benefícios descritos na utilização do conceito de MR para a integração entre REDs e cargas como uma entidade única, este trabalho abordará o gerenciamento considerando-se a operação de uma MR em regime permanente e em modo ilhado. Ressalta-se o problema de gerenciamento em modo ilhado, pois não é possível contar com o fornecimento de energia da rede principal, ocasionando a necessidade da atuação de um EMS para coordenar geração e demanda dentro de limites operacionais estabelecidos.

A operação em modo ilhado de uma MR pode também ser apontado como um de seus principais benefícios, pois permite que o atendimento as cargas seja possível de forma independente à rede principal, seja em casos programados ou não programados. É esta operação em modo ilhado que beneficiará os consumidores com relação à confiabilidade e economia no fornecimento de energia (Parhizi, Lotfi, Khodaei & Bahramirad, 2015).

Além do fornecimento de energia de forma econômica e confiável, a operação em modo ilhado para desconexões não programadas da rede principal coloca em destaque o problema de não se conhecer de forma precisa o tempo de duração desta desconexão, que geralmente depende do motivo que a ocasionou. Dado este desconhecimento, é possível adotar algumas estratégias do ponto de vista do gerenciamento da demanda. Este trabalho considerará o fornecimento de energia com base em diferentes níveis de priorização das cargas e também em uma estimativa do tempo de duração da desconexão.

Logo, o desenvolvimento do EMS para a operação de uma MR em modo ilhado traz alguns desafios com relação a otimização da geração, atendimento à demanda de forma priorizada, despacho econômico, utilização eficiente das fontes renováveis e sistemas de armazenamento de energia de forma *online*, considerando a duração total de ilhamento da MR previamente definida. Dentro desse cenário será almejado responder o seguinte questionamento: como realizar o gerenciamento ótimo em tempo real de uma MR operando em modo ilhado com gerenciamento da demanda através de priorização de cargas?

Dentre as alternativas para responder a este questionamento, este trabalho considerará como hipótese a utilização de um modelo centralizado de gerenciamento, com comunicação de dados constante com os geradores distribuídos, cargas e sistemas de armazenamento de energia, maximizando o atendimento das cargas prioritárias dentro do período estimado, com a utilização eficiente dos recursos renováveis e minimização dos custos operacionais.

1.2 Objetivo

O objetivo principal do trabalho é propor um modelo que permita realizar o gerenciamento dos recursos energéticos de uma MR de energia elétrica no regime permanente e no modo ilhado

com a utilização de um sistema centralizado em tempo real.

1.2.1 Objetivos Específicos

Para alcançar o objetivo proposto, foram definidos os seguintes objetivos específicos:

- Identificar a composição e funcionamento das MR de energia elétrica;
- Estudar as formas de gerenciamento de MR de energia elétrica;
- Propor um modelo matemático para realizar o gerenciamento energético de uma MR de energia elétrica com operação em modo ilhado;
- Implementar um gerenciador centralizado em tempo real para operação de uma MR;
- Avaliar a aplicabilidade do gerenciador implementado com base em testes considerando distintos cenários de operação de uma MR.

1.3 Estrutura do Trabalho

Esta dissertação está dividida em cinco capítulos, além das referências e apêndices incluídas ao final do documento.

- O Capítulo 1 apresenta brevemente o problema de pesquisa, justificativa e os objetivos específicos definidos para este trabalho;
- O Capítulo 2 apresenta os tópicos relacionados às MR de energia elétrica, envolvendo as arquiteturas existentes e seus componentes principais, seus modos de gerenciamento e características envolvidas na operação eficiente de seus recursos, formando uma base teórica para este trabalho;
- No Capítulo 3 é apresentado o modelo matemático desenvolvido para representar uma MR e seus elementos, como cargas e recursos energéticos distribuídos. Também será apresentada a arquitetura e principais diagramas que representam o algoritmo elaborado para a operação de uma MR de forma a alcançar os objetivos definidos: garantir o maior atendimento possível às cargas prioritárias e minimizar seus custos de operação;
- O Capítulo 4 contém as informações relacionadas à elaboração dos cenários utilizados para a avaliação do algoritmo elaborado, a aplicação do algoritmo a estes cenários e os resultados obtidos;
- No Capítulo 5 será apresentada a conclusão deste trabalho, com a discussão sobre os resultados obtidos com relação ao algoritmo apresentado, sugestão de trabalhos futuros e considerações finais do autor sobre o trabalho.

Capítulo 2

Gerenciamento de Microrredes de Energia Elétrica

2.1 Introdução

Para apresentar a proposta deste trabalho e seus resultados é necessário introduzir os conceitos que fundamentarão o entendimento sobre o objeto desta pesquisa e também o trabalho realizado.

Neste capítulo são apresentados os conceitos de MR de energia elétrica, abrangendo sua definição, arquiteturas existentes e seus componentes, métodos de gerenciamento utilizados, abordando as arquiteturas centralizada, distribuída e híbrida.

Os dois principais modos de operação de MR são abordados, modo conectado e ilhado. O modo ilhado é destacado por fazer parte do escopo do trabalho, sendo assim apresentados os principais métodos para a gerenciamento de uma MR neste modo de operação.

Ao final do capítulo, alguns trabalhos recentes com o tópico de gerenciamento de MR em modo ilhado são descritos com o objetivo de apresentar alguns resultados obtidos e os principais desafios identificados para realizar este tipo de gerenciamento, que possui características distintas em comparação à operação de uma MR de forma conectada à rede principal.

2.2 Microrredes de Energia Elétrica

O aumento da utilização de geração distribuída interconectada com a rede de distribuição, bem como sua evolução em termos tecnológicos, tem possibilitado o arranjo de MR de energia elétrica ([Hatzigiorgiou, Asano, Iravani & Marnay, 2007](#)). Uma definição clássica para MR de energia elétrica é aquele que a considera como um agrupamento de cargas e dispositivos de microgeração que, do ponto de vista da rede de distribuição, opera como um sistema único em uma área geograficamente localizada, podendo ser tratada como uma única carga controlada. Do ponto de vista, esse mesmo agrupamento atua como um sistema de potência em tamanho

reduzido, possuindo requisitos específicos à sua operação, em que a confiabilidade, qualidade de fornecimento, resiliência e disponibilidade devem ser tratados através de seu controlador central (Lasseter, 2002; Guerrero et al., 2007).

Estes dispositivos de microgeração são também conhecidos como REDs e podem reduzir de forma significativa as emissões de carbono, por utilizarem fontes renováveis como insumos na geração de energia. Sua presença também contribui para o incremento na qualidade de energia e confiabilidade da rede elétrica, melhorando o fornecimento de energia aos usuários. Outros benefícios também podem ser apontados, como redução nas perdas ocorridas no sistema de transmissão (Hatziargyriou et al., 2007).

Considerando-se as fontes de microgeração utilizadas nas MR, inicialmente aquelas baseadas em combustíveis fósseis foram utilizadas em maior escala, em virtude serem despacháveis. Com a evolução das fontes renováveis e dispositivos de armazenamento de energia, a integração destas tecnologias tornou-se prioridade (Olivares, Mehrizi-Sani, Etemadi, Cañizares, Iravani, Kazerani, Hajimiragha, Gomis-Bellmunt, Saeedifard, Palma-Behnke, Jiménez-Estévez & Hatziargyriou, 2014).

Para que a integração dos REDs ocorra de forma adequada, alguns desafios técnicos devem ser superados, incluindo: programação e despacho das unidades de geração, operação econômica da MR, controle da demanda, ajustes nos esquemas de proteção e alterações na rede de distribuição para permitir um fluxo bidirecional de energia (Olivares et al., 2014).

Os desafios que envolvem o gerenciamento dos dispositivos de microgeração motivam o desenvolvimento de novos métodos e técnicas. Tradicionalmente, o controle do fornecimento de energia elétrica aos usuários é de responsabilidade das distribuidoras, porém essa responsabilidade pode ser compartilhada com a implantação de MR. Para isso, as MR necessitam possuir um *energy management system* (EMS), que será responsável, entre outras coisas, por realizar o gerenciamento energético da MR e a integração com o SEP. Este gerenciamento também deverá levar em consideração os possíveis modos de operação de uma MR: conectada e ilhada. D (Lasseter & Piagi, 2006; Hatziargyriou et al., 2007).

Em geral, a MR pode apresentar diversas configurações, a depender da quantidade e tipo de cargas, REDs e Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE). Uma visão genérica de MR, com os componentes internamente interconectados em rede e um Ponto de Conexão Comum (PCC) com a rede elétrica da distribuidora, pode ser visualizada na Figura 2.1.

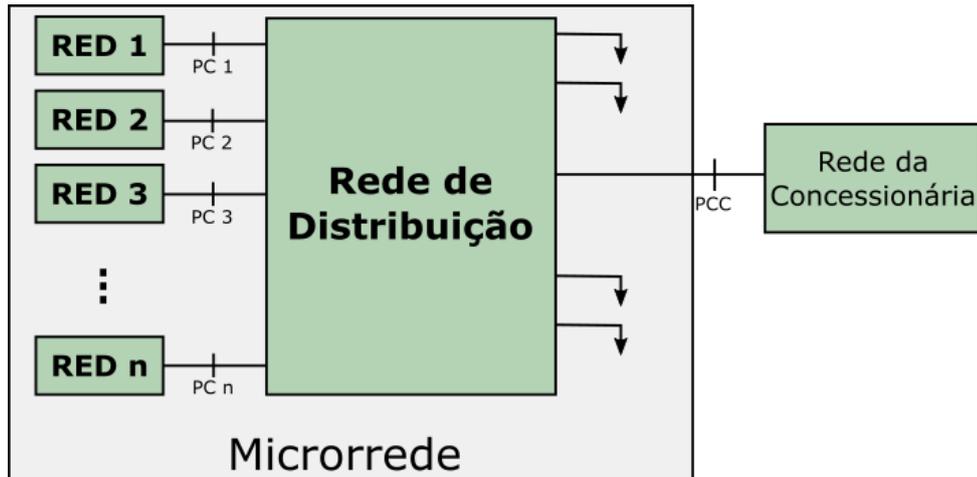


Figura 2.1: Esquema geral de uma MR.

Fonte: (Olivares et al., 2014)

2.3 Arquitetura e composição de microrredes

Dadas os conceitos e características das MR apresentadas previamente, estas podem ser conectadas com a rede de distribuição, também chamada de *Area Electric Power System (Area EPS)*, através de algumas formas de PCC, conforme apresentadas na 2.2.

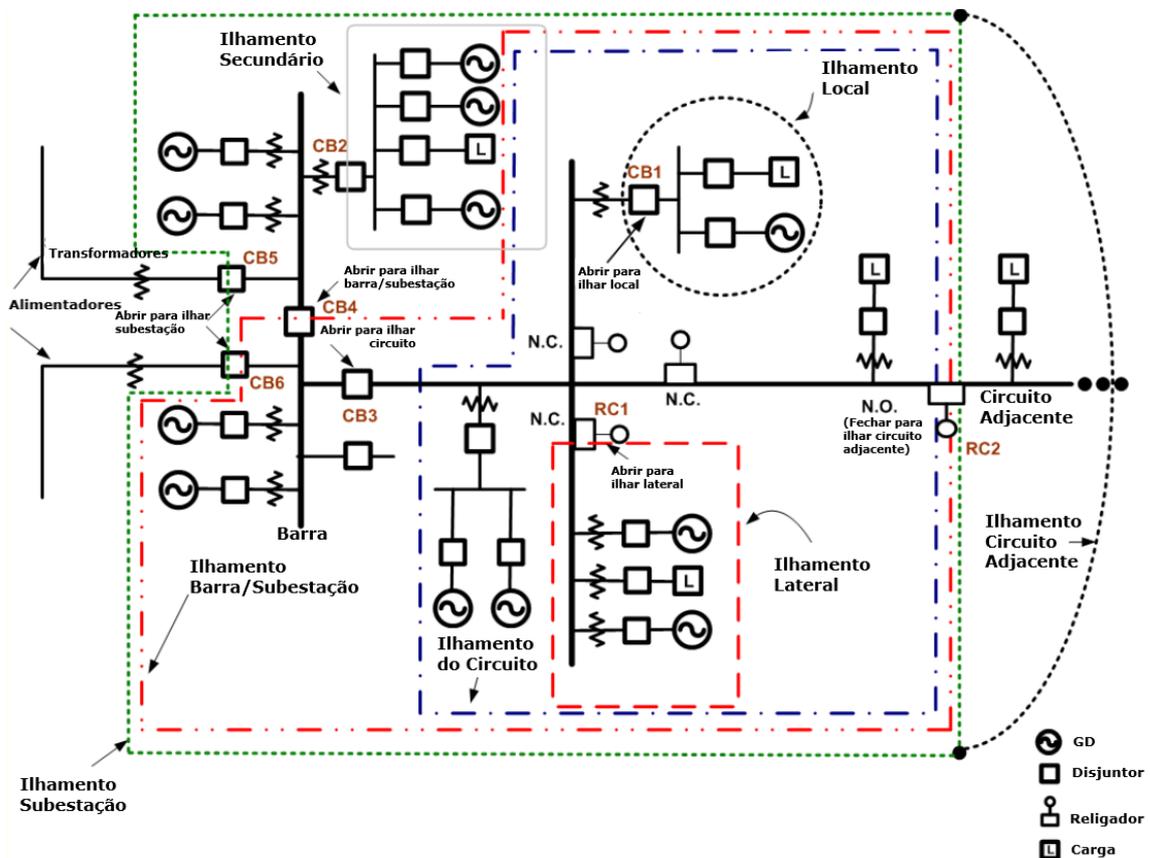


Figura 2.2: Esquema geral de tipos de microrredes.

Fonte: (IEEE, 2018)

A Figura 2.2 apresenta também os modos de desconexão que ocasionarão no ilhamento da MR para cada tipo de PCC apresentado na norma IEEE 1547-2011, sendo:

- Ilhamento local: cenário onde a MR normalmente é composta por um consumidor único, que contém geração distribuída e cargas locais. Os REDs servem as cargas internas da MR quando há uma desconexão da rede de distribuição;
- Ilhamento secundário: aqui um conjunto de MR encontra-se conectado no lado secundário do transformador em uma rede de distribuição. No caso de ilhamento, os REDs existentes no circuito ilhado deverão suprir as necessidades das cargas que, neste caso, poderão pertencer a múltiplos usuários;
- Ilhamento lateral: o ilhamento ocorre com as MR atendidas a partir de uma barra lateral em um circuito de distribuição. Aqui, como no ilhamento secundário, os REDs disponíveis nas MR são responsáveis por abastecer o conjunto de cargas afetadas;
- Ilhamento no circuito: é composto por cargas e REDs conectadas em um circuito do sistema de distribuição. No caso de ilhamento, seja por perda de um alimentador, transformador ou barramento, os REDs podem operar para servir as cargas deste circuito;
- Ilhamento por barra na subestação: neste caso, o ilhamento é realizado com as cargas atendidas por um barramento de uma subestação, normalmente causado por perda do alimentador da subestação ou transformador. Os REDs deste barramento específico tornam-se responsáveis por alimentar as respectivas cargas;
- Ilhamento da subestação: por problemas ocorridos nos transformadores da subestação ou perda dos alimentadores, ocorre o ilhamento e as cargas da subestação são servidas pelos REDs que permaneceram conectados. Este caso pode ocorrer de forma intencional para aliviar a sobrecarga dos alimentadores e evitar um problema maior;
- Ilhamento do circuito adjacente: neste caso, as cargas de um circuito adjacente podem ser alimentadas pelos seus REDs.

As diferentes formas de ilhamento apresentadas junto à arquitetura definida da MR influenciam no modelo de gerenciamento a ser adotado para realizar o controle dos REDs. Além disso, as características técnicas e operacionais de cada RED definem os possíveis modos de operação de cada dispositivo impactando na lógica de controle, buscando o atendimento das necessidades de consumo energético local.

2.3.1 Recursos Energéticos Distribuídos

Segundo a norma IEEE 1547-2018, um RED consiste em uma fonte de energia elétrica que não se encontra diretamente ligada ao sistema de transmissão. As tecnologias mais utilizadas como REDs são:

- Geradores abastecidos por fontes não renováveis, como diesel;
- Geradores abastecidos por fontes renováveis, como vento e luz solar;
- Cargas controláveis;
- Sistemas de armazenamento de energia.

Os REDs apresentam uma mudança no modo de produção de energia elétrica, da forma tradicional com geradores de dezenas e centenas de MW para geradores em que na maioria dos casos não chegam a 1 MW de potência instalada. Estes novos geradores distribuídos encontram-se muito mais próximos aos consumidores, reduzindo também perdas ocorridas no sistema de transmissão (Parhizi et al., 2015; Lasseter & Piagi, 2006).

Uma característica importante de um RED está relacionada ao seu controle, que envolve utilizar de forma mais eficiente os insumos utilizados para a geração de energia elétrica e seu sistema de proteção, permitir o gerenciamento da potência gerada para a rede, tanto internamente como no intercâmbio com a rede principal, controlar a tensão e frequência local e garantir qualidade no fornecimento da potência injetada na rede, além de suportar o sincronismo com a rede principal (Blaabjerg, Teodorescu, Liserre & Timbus, 2006).

Do ponto de vista de gerenciamento, os REDs podem ser classificados como despacháveis ou não despacháveis. Os despacháveis podem ter seu nível de fornecimento de energia ajustado pelo EMS em qualquer momento, sendo limitados por restrições operacionais, como limites máximo e mínimo de geração, rampas de subida ou descida e custos de combustível. (Parhizi et al., 2015).

Os REDs não despacháveis não são controlados diretamente pelo EMS, uma vez que sua disponibilidade depende de fontes intermitentes, como vento ou luz solar. Entretanto, seu custo dentro do problema de gerenciamento ótimo é muito baixo ou inexistente. A característica intermitente impacta na previsão de geração e, conseqüentemente, no modelo a ser elaborado para o EMS. Por estes motivos, geralmente em MRs com utilização deste tipo de RED são utilizados SAE para aliviar este impacto de não previsibilidade de geração dos REDs não despacháveis (Parhizi et al., 2015).

Geradores diesel

O gerador a diesel constitui um importante RED dentro do projeto de uma MR por se tratar de uma tecnologia de geração que pode ter seu despacho de carga controlável, uma vez que utiliza um insumo para a geração de energia que não é intermitente, o que não ocorre com a utilização de outras tecnologias de geração a base de recursos renováveis como o vento e luz solar. Esta fato compensa seu custo de operação elevado em comparação a estes REDs baseados em fontes renováveis, pois é possível programar seu nível de geração (Olivares, Cañizares & Kazerani, 2011).

Dentre os principais custos de um gerador diesel podem ser destacados o custo do combustível e os custos de partida e desligamento. Em um modelo com o objetivo de realizar o despacho econômico de seus geradores diesel, a utilização destas variáveis torna-se importante (Han, Young & Zimmerle, 2012). Estes custos apresentados que possuem uma relação com a potência gerada no momento e podem ser expressadas por uma função quadrática, conforme ilustrada na equação 2.1, onde ϕ_i é o custo estimado do consumo de combustível para uma determinada geração β_i (Yoshikawa, Toshida, Nakajima, Harada, Tsurugai & Nakata, 1997). Entretanto, é possível linearizar o comportamento desta equação com a utilização de um modelo linear (Khodaei, 2014).

$$\phi_i = \alpha_2^i \beta_i^2 + \alpha_1^i \beta_i + \alpha_0^i \quad (2.1)$$

Os parâmetros α_2^i , α_1^i e α_0^i do gerador diesel são obtidos de experimentos ou através de especificações técnicas do fabricante. Uma curva que exhibe a relação entre custos e potência gerada para um gerador de 60 kW é apresentada na Figura 2.3.

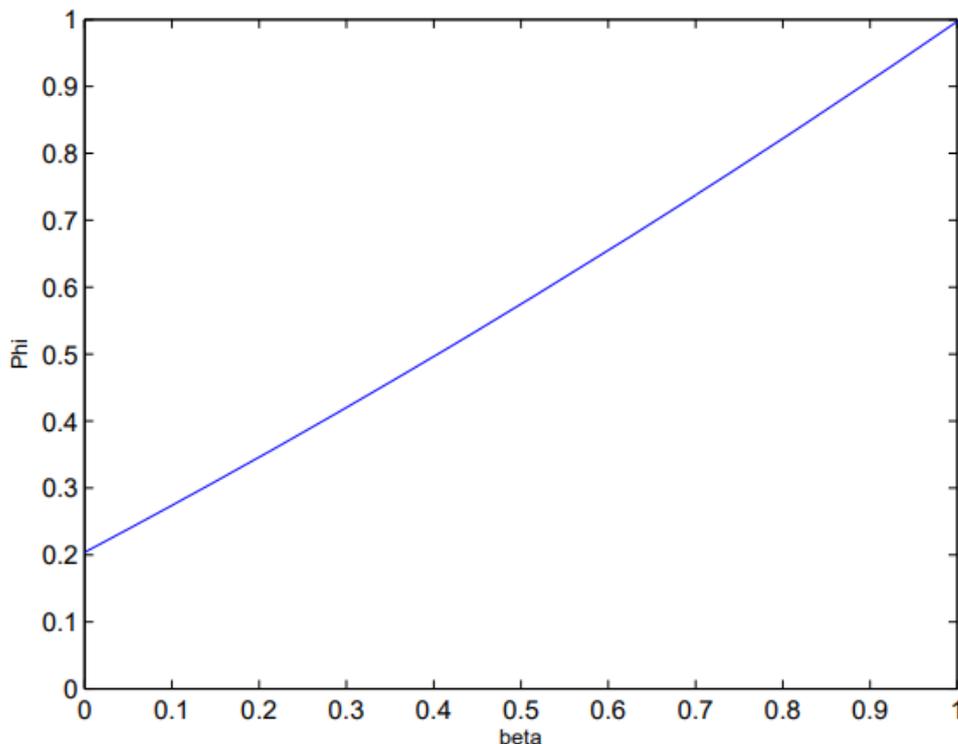


Figura 2.3: Relação entre custos com combustível e geração em um gerador diesel.

Fonte: (Han et al., 2012)

Quanto aos custos de partida e desligamento dos geradores diesel, calcula-se o custo de partida do gerador desde o momento em que este muda seu estado de desligado para ligado até a entrega efetiva de energia à rede. Inversamente, para o processo de desligamento do gerador, calcula-se desde a interrupção de fornecimento de energia à rede até o seu desligamento efetivo

(Han et al., 2012). A alteração nos níveis de fornecimento de potência durante a operação do gerador não causa impacto nos custos de inicialização e desligamento.

Os valores de partida e desligamento de um gerador são influenciados por sua capacidade de geração, pois esta capacidade influencia no tempo necessário para sincronização, desligamento e o consumo de combustível utilizado durante estes períodos. Estas variáveis estão compreendidas nos períodos apresentados na Figura 2.4, que apresenta uma linha do tempo relacionada ao processo citado, sendo o P1 para a partida e o P2 para o desligamento do gerador. Os custos relacionados à partida e desligamento de um gerador são considerados fixos neste trabalho, ao passo que o custo de operação dependerá do nível de potência do gerador no momento.



Figura 2.4: Fases de operação de um gerador diesel.

Fonte: Autor.

Para a partida de um gerador e sua posterior conexão à rede, um processo de sincronismo é necessário. O sincronismo consiste em ajustar a amplitude de tensão, frequência e ângulo da fase entre gerador e rede. Uma vez que os valores estão dentro dos limites definidos, o gerador de fato é conectado a rede e inicia o fornecimento de energia. Neste processo de sincronismo, combustível é gasto desde o início até o momento de fornecimento de energia, sendo estes custos contabilizados na partida do gerador (Han et al., 2012).

No desligamento, um processo semelhante é realizado, pois o desligamento do gerador não é imediato. O desligamento demanda um tempo de resfriamento do gerador, em que também há consumo de combustível sem o fornecimento de energia. Estes custos são contabilizados no custo de desligamento do gerador.

Geradores Fotovoltaicos

A geração fotovoltaica apresentou crescimento considerável nas últimas décadas e tem sido tema de pesquisas por seu potencial de utilização e por se tratar de uma fonte de energia limpa. Sua geração de energia depende da irradiação solar no ponto onde está instalada, sendo influenciada também por fatores como temperatura do módulo PV, temperatura ambiente e também do nível de tensão necessário na saída (Babu & Gurjar, 2014).

A volatilidade e intermitência relacionada à geração fotovoltaica traz um desafio adicional na realização do gerenciamento energético (Xinyu, 2018). Devido a este fato, é necessário

utilizar algoritmos de previsão de geração baseados em perfis históricos de geração para o local onde a MR está instalada. Uma previsão mais eficiente poderá utilizar também dados meteorológicos em tempo real.

Com relação ao controle das fontes fotovoltaicas, é comum a utilização de inversores que contém um algoritmo denominado *maximum power point tracking* (MPPT) (Wang et al., 2013), que tem por finalidade fornecer o máximo de potência possível, mesmo em condições de variação de temperatura ambiente, irradiação solar e consumo das cargas.

Também é possível operar a fonte fotovoltaica com restrições de fornecimento de energia, em que há a necessidade de se controlar o nível de geração para determinados momentos, como nos casos de consumo menor que a geração, ou operar também em modo desligado, que pode ser necessário para valores de irradiação solar abaixo de um limite estabelecido (Wang et al., 2013).

Geradores eólicos

A geração eólica apresenta uma grande participação nas tecnologias de geração com fontes renováveis e sua evolução proporciona soluções cada vez maiores e atrativas, motivadas também pelo seu custo de geração. Entretanto, sua insumo para a geração de energia apresenta comportamento intermitente e volátil, também presentes em outras formas de geração de energia renováveis (Sewwandi, Senarathna, Lakshika, Wong, Hemapala, Lucas & Porawagamage, 2017).

O gerador eólico utiliza como insumo para a geração de energia elétrica o vento. Do ponto de vista da utilização como geração distribuída, a classificação dos geradores eólicos pode ser realizada entre os que utilizam eletrônica de potência e os que não a utilizam para a sua conexão com a rede. Cada vez mais a eletrônica de potência tem sido utilizada nos geradores eólicos, o que proporciona um melhor desempenho na interligação com o sistema elétrico de potência e também no controle da turbina eólica (Blaabjerg et al., 2006).

Os geradores eólicos possuem uma potência nominal definida, mas que varia de acordo com a velocidade do vento, bem como outros parâmetros, como densidade do ar e ângulo de ajuste das pás. Existe também um limite operacional para os geradores eólicos, que determina velocidades mínima e máxima do vento suportada, ou seja, onde é possível a geração de energia elétrica. Dentro deste limite operacional, pode-se ainda operar em duas regiões distintas. A primeira compreende desde a velocidade de vento mínima de operação até a velocidade do vento onde a potência fornecida é a nominal e a segunda compreende a partir deste ponto de fornecimento nominal até um limite máximo de segurança, que significa a maior velocidade do vento para a geração de energia elétrica (Sewwandi et al., 2017).

Logo, para a utilização da geração eólica dentro de uma proposta de modelo de operação

de MR, a informação primária utilizada para obter o nível de fornecimento de potência de um gerador eólico é a velocidade do vento, que geralmente é fornecida em metros por segundo (m/s).

Sistemas de Armazenamento de Energia

Os SAEs são utilizados em uma grande variedade de aplicações que variam de pequenos dispositivos eletrônicos portáteis, passando por veículos elétricos até grandes sistemas de armazenamento de energia utilizados em conjunto com outros REDs para o atendimento a cargas residenciais, comerciais ou industriais. O desempenho de um SAE é afetada por uma série de fatores, como temperatura de operação, temperatura ambiente, umidade, quantidade de ciclos de carga e descargas, entre outros (Agarwal, Uthaichana, DeCarlo & Tsoukalas, 2010).

Muitas tecnologias para utilização nos SAEs estão em estágio experimental, porém algumas já possuem uso comercial e são utilizadas em larga escala (Sparacino, Reed, Kerestes, Grainger & Smith, 2012). Essas tecnologias são apresentadas na Tabela 2.1.

Tabela 2.1: Comparativo das tecnologias aplicadas nos SAEs.

Tecnologia	Potência (MW)	Capacidade (MWh)	Eficiência % (Ciclos)	Custo (\$/kW)	Tempo de Resposta
Chumbo-Ácido	50	300	85-90 (2.200)	3.100-3.300	ms
NaS	1	7,2	75 (4.500)	3.200-4.000	ms
Zn//Br	1	5	70-76 (2.000-3.000)	1.670-2.015	ms
Li-ion	1-100	0,25-25	87-92 (>100.000)	1.085-1.550	ms
Vanadium Redox	1	4	65-75 (>10.000)	3.000-3.310	ms
Hidro	250-530	1.680-5.300	80-82 (>13.000)	2.500-4.300	min
CAES	135	1.080	60-70	1.000	sec

Fonte: (Sparacino et al., 2012)

Logo, para o desenvolvimento de novos modos de gerenciamento, diversos modelos para os SAEs foram propostos e são utilizados em simulações dinâmicas, como os modelos apresentados por (Chen, Tseng & Choi (2009) e (Agarwal et al. (2010)). Estes modelos buscam

representar o comportamento de um SAE com base nas suas características técnicas, operacionais e ambientais. Essas características com relação a utilização dos SAEs nas mais diversas aplicações cria uma necessidade para a elaboração de modelos de SAEs que reproduzam o comportamento de dispositivos reais, para que a predição de seu comportamento em diferentes condições de operação seja possível (Agarwal et al., 2010).

De acordo com Rao, Vrudhula & Rakhmatov (2003), é possível apresentar os seguintes tipos de modelos para representar os SAE:

- Modelo físico: são os mais precisos e possuem grande importância para os *designers* de baterias como uma ferramenta para otimizar os parâmetros físicos das mesmas. Entretanto, possuem alto custo computacional e são de difícil configuração. Em alguns casos, para realizar a simulação de uma bateria de lítio-ion pode ser necessário especificar mais de 50 parâmetros, como estrutura física, composição química, capacidade, temperatura de operação, entre outros;
- Modelo empírico: são os mais fáceis de configurar e produzem resultado rápido com pouco processamento computacional, mas ao custo de um resultado menos preciso. Alguns modelos que se enquadram neste item são modelos de eficiência da bateria, modelos com ajuste baseado na distribuição *Weibull* e na lei de *Peukert's*;
- Modelo abstrato: de forma contrária a modelagem de carregamento e descarregamento através dos processos eletroquímicos da bateria ou aproximar empiricamente seu comportamento, os modelos abstratos buscam prover uma representação equivalente da bateria. Ainda que o número de parâmetros não é elevado, estes modelos utilizam tabelas que necessitam esforço considerável para sua configuração;
- Modelo misto: combinam abstração em alto nível da bateria, em que evitam a utilização excessiva de dados detalhados das leis físicas que determinam as características da bateria, levando a expressões analíticas simplificadas. O número de parâmetros a serem selecionados são geralmente poucos nos modelos mistos. Exemplo deste modelo pode ser visto em Rakhmatov & Vrudhula (2001).

É de grande importância a utilização dos SAEs na operação das MRs, tanto em modo conectado como ilhado. O uso dos SAEs podem trazer vantagens econômicas em ambientes conectados, em que as tarifas diferem em períodos do dia, permitindo o armazenamento de energia em momentos de baixo custo de compra e utilizando nos períodos onde o custo de compra é elevado. Durante a operação em modo ilhado, os SAEs são utilizados para suprir as necessidades instantâneas de fornecimento ou consumo de energia e auxiliar no balanço de potência, uma vez que seu tempo de reação é inferior se comparado aos demais tipos de REDs. A não utilização de SAE em MR implica em aumento no custo de operação, pois retira a possibilidade de se aproveitar os momentos de excesso de geração a baixo custo para realizar o armazenamento de energia que poderia ser utilizada em momento oportuno (Sukumar, Mokhlis, Mekhilef, Naidu & Karimi, 2017).

2.3.2 Comunicação de Dados

Embora as MRs possuam características semelhantes aos sistemas elétricos de potência tradicionais, com tamanho reduzido e com outras fontes de geração de energia, elas possuem algumas diferenças no que diz respeito à comunicação de dados (Kabalci, 2016). Por sua abrangência mais localizada, as MRs podem utilizar de uma maior gama de meios de comunicação, os quais possibilitam realizar o monitoramento dos DERs, cargas e sensores de forma mais confiável e rápida.

Além disso, a comunicação de dados de forma bidirecional é um dos principais requisitos para implantação de *Smart Grids* (SG), em que as MRs deverão possuir comunicação contínua com os demais agentes do sistema elétrico, para que seja possível a SG reagir a qualquer alteração ocorrida nos sistemas de geração, transmissão, distribuição e consumidores (Kabalci, 2016).

A utilização de sensores *IoT* para medição e monitoramento também contribui para um melhor gerenciamento energético e controle da demanda (Kabalci, 2016). Dentro da MR, esse acesso a dispositivos eletrônicos interconectados possibilita, por exemplo, conhecer em tempo real as condições meteorológicas locais e também realizar um levantamento histórico mais preciso, o que impactará diretamente no gerenciamento dos REDs baseados em fontes renováveis.

O fluxo de informação desde a fonte até os sistemas de controle e gerenciamento da MR geralmente envolve os seguintes passos: inicialmente a informação é adquirida em intervalos definidos e são tratadas no dispositivo responsáveis por sua coleta; a seguir, é necessário inserir esta mensagem em um pacote para envio, estes pacotes são padronizados de acordo com normas ou protocolos de comunicação; a informação então é enviada através das redes de comunicação existentes, que podem ser formadas por infraestrutura com fio ou sem fio (Kabalci, 2016). Sendo assim, é essencial a padronização dos protocolos de comunicação, para que sensores e sistemas possam intercambiar informações relacionadas ao processo. Dentre os protocolos mais utilizados destacam-se o Modbus, DNP3, HTTP e IEC61850 (Emmanuel & Rayudu, 2016).

De modo a atender os requisitos referentes aos novos cenários de integração entre EMS e REDs nas MRs, a norma IEEE (2018) define quatro pontos principais para a avaliação da performance dos meios de comunicação, sendo:

- Taxa de transmissão: define a quantidade de informação que é possível trafegar na rede de comunicação entre nós de forma contínua. É expressa em kbps, Mbps e Gbps. A escolha do meio de comunicação com relação a este item deve levar em consideração a quantidade de dispositivos na rede, número de variáveis monitoradas e intervalo de transmissão de dados.
- Latência: consiste no tempo em que uma mensagem leva para sair da origem até o destinatário, sendo geralmente medida em milissegundos. Aplicações de controle e proteção

são os que demandam um menor tempo de latência, pois precisam responder de forma rápida a eventos ocorridos na MR.

- **Confiabilidade:** este item está relacionado à quantidade de falhas ocorridas na transmissão de dados em um período de tempo, geralmente expressas por meio da métrica *Mean Time Between Failure* (MTBF). Está relacionado também à disponibilidade do sistema de comunicação.
- **Segurança:** dentro do tema de comunicação de dados, é a capacidade do meio de comunicação prover privacidade das informações trafegadas contra invasões externas e não autorizadas. Este item geralmente é trabalhado junto com o protocolo de comunicação e aplicação de técnicas de criptografia.

Tabela 2.2: Lista de tecnologias de comunicação de dados utilizadas em MR.

Tecnologia	Tipo	Taxa de Transmissão	Distância
PLC	Cabeado	1kbps - 10Mbps	1,5km - 150km
Fibra ótica	Cabeado	100Mbps - 1Gbps	10km - 60km
DSL	Cabeado	8Mbps - 200Mbps	300m - 7km
ZigBee	Sem fio	256kbps	100m - 1600m
Wi-Fi	Sem fio	54Mbps - 600Mbps	300m - 1km
WiMAX	Sem fio	128Mbps - 1Gbps	1km - 100km
GSM	Sem fio	14,4kbps - 1Gbps	1km - 100km
Satellite	Sem fio	2,4kbps - 1Mbps	100km - 6000km

Fonte: Adaptado de (Kabalci, 2016)

A utilização de uma tecnologia de comunicação de dados em uma MR também é impactada pela distância geográfica entre os dispositivos (Kabalci, 2016). A Tabela 2.2 apresenta os principais meios de comunicação utilizados atualmente na comunicação de dados em MRs. Emmanuel & Rayudu (2016), Kabalci (2016) e Faheem, Shah, Butt, Raza, Anwar, Ashraf, Ngadi & Gungor (2018) apresentam em detalhes as informações sobre os meios de comunicação e sua avaliação segundo os itens da IEEE (2018).

Dentre as opções apresentadas, as tecnologias do tipo cabeadas geralmente são mais utilizadas, pois apresentam como vantagens a confiabilidade e baixa suscetibilidade a interferências e, como desvantagem, a necessidade de ter um cabeamento que interligue todos os dispositivos conectados à rede de comunicação. Em contrapartida, os meios de comunicação sem fio apresentam uma situação inversa com relação as vantagens e desvantagens, além de ressaltar a facilidade na instalação como vantagem adicional, uma vez que não é necessário realizar o

cabeamento entre os dispositivos da MR (Kabalci, 2016; Emmanuel & Rayudu, 2016).

2.3.3 Cargas

Em uma MR as cargas podem ser classificadas em críticas e não críticas, sendo estas últimas controláveis por funções como corte de carga. Em um modo de operação normal em uma MR com ambos tipos de cargas, a geração é utilizada para atender o maior número possível de cargas críticas (Su & Wang, 2012). Segundo o apresentado em Kabalci (2016), os perfis de cargas em uma MR também podem ser classificados como residenciais, comerciais e industriais. Algumas dessas cargas possuem criticidade elevada, como hospitais, instalações militares e indústrias específicas, como siderurgia.

Os tipos de cargas apresentam comportamentos distintos em seu perfil de consumo, trazendo desafios para o EMS quando leva-se em consideração um ambiente de MR. Os desafios são distintos para os modos de operação sendo que, em modo conectado busca-se manter o atendimento das cargas reduzindo-se os custos operacionais e, em modo ilhado busca-se manter o máximo atendimento possível as cargas.

Adicionalmente, em modo ilhado, quando há diferenciação na priorização das cargas, o EMS deverá levar em conta esta característica para manter o fornecimento de energia para as cargas críticas pelo maior tempo possível, realizando o corte de cargas menos prioritárias ou despacháveis.

Ainda do ponto de vista de gerenciamento pelo lado da demanda, as cargas em uma MR podem ser classificadas como estáticas ou flexíveis. As cargas estáticas devem ser ou não atendidas com relação ao seu consumo determinado, enquanto que as cargas flexíveis podem responder a necessidades operacionais da MR e reduzirem seu nível de consumo (Parhizi et al., 2015). Funções de controle utilizadas para o primeiro tipo de carga envolvem corte de carga e para o segundo tipo resposta da demanda.

2.4 Modos de Operação

Dois modos de operação são definidos para as MRs, sendo a operação de forma conectada à rede principal e o modo desconectado ou ilhado, em que não há o intercâmbio de energia entre a rede principal e a MR (Lasseter, 2002; Hatziargyriou et al., 2007). Além de objetivos definidos com relação ao EMS, estes modos de operação devem atender a necessidades específicas como fornecer os *setpoints* de geração para os REDs em modo conectado, de modo a realizar o intercâmbio de energia com a rede principal de maneira otimizada e, em modo ilhado, realizar o controle dos níveis de tensão e frequência da rede, além da definição dos *setpoints* dos REDs.

Para ambos modos de operação, os meios de comunicação são parte importante do processo de gerenciamento da MR. Isto ocorre pelo fato da dispersão geográfica dos REDs e cargas e da necessidade de comunicação entre estes elementos (Kabalcı, 2016).

2.4.1 Modo conectado

No modo conectado há um intercâmbio de energia elétrica, que poderá ser bidirecional, através do ponto de conexão comum (PCC), entre a MR e a rede principal. O gerenciamento deste fluxo deve levar em conta aspectos econômicos, técnicos e restrições operacionais, que dependem entre outras coisas, da arquitetura da MR, quantidade e tipos de REDs e perfis de carga (Zia, Elbouchikhi & Benbouzid, 2018).

Durante operação em modo conectado poderá haver também intercâmbio de informações com o operador da rede principal de modo a otimizar o fluxo de energia. O principal objetivo de um EMS operando em modo conectado consiste no gerenciamento deste fluxo de energia, podendo também cumprir outros objetivos na MR, como a melhor utilização das fontes renováveis.

2.4.2 Modo ilhado

No modo de operação ilhada, o fluxo de energia entre a rede principal e a MR através do PCC não ocorre, por motivos que podem ser inesperados, como em caso de falhas ocorridas na rede principal, ou programados, como na execução de uma manutenção programada ou para atender um objetivo específico da MR (Lasseter, 2002; Hatziargyriou et al., 2007; Zia et al., 2018). Algumas variáveis adicionais poderão ser utilizadas no gerenciamento em modo ilhado de uma MR e estão relacionadas com o horário e período de desconexão. Para a duração de desconexão nos casos de falhas, podem ser utilizadas informações históricas de ocorrências para uma estimativa aproximada do período total (Oliveira et al., 2017).

De acordo com IEEE (2018), a implantação de uma MR para operação em modo ilhado deve prever o atendimento dos requisitos relacionados à potência ativa e reativa de suas cargas, contemplando diferentes condições de operação destas cargas. Ainda, a regulação dos níveis de tensão e frequência dentro dos limites aceitáveis faz parte deste modo de operação, uma vez que o controle destas variáveis na MR torna-se responsabilidade do EMS.

A transição do modo conectado para o ilhado deve ser realizado mantendo-se os níveis de tensão e frequência para as cargas na MR. Entretanto, dependendo da ocasião, poderão ocorrer interrupções nesta transição (Carpio-Huayllas, Ramos & Vasquez-Arnez, 2012). No caso de uma interrupção total do atendimento às cargas ilhadas, um procedimento de reinicialização,

conhecido como *black start*, deverá ser realizado para o reestabelecimento da MR.

2.5 Tipos de Gerenciamento de Microrredes

O gerenciamento de uma MR pode ocorrer de forma centralizada ou descentralizada. No formato centralizado, um EMS deve receber todas as informações referentes aos elementos internos da MR e, caso seja necessário, poderá também utilizar informações externas, como preço da energia e paradas programadas para manutenção. Inclui modelos e algoritmos que realizarão o processo de gerenciamento, sendo dependente do recebimento das informações nos intervalos definidos para entregar os resultados com eficiência (Kabalcji, 2016). No modelo distribuído, cada elemento em uma MR poderá ter autonomia para realizar ações que busquem manter seus níveis operacionais dentro dos limites aceitáveis.

Do ponto de vista de gerenciamento econômico da MR, é possível definir três níveis hierárquicos: o nível de operador do sistema e mercado, o nível de gerenciamento central da microrrede (GCMR) e os nível dos controladores locais, que comumente estão acoplados aos REDs e cargas. De forma geral, o EMS encontra-se integrado ao nível do MGCC (*Microgrid Central Controller*), realizando a interface entre informações recebidas da rede principal com os controladores locais (Su & Wang, 2012).

Um outro ambiente hierárquico também pode ser definido, do ponto de vista de estabilidade da MR, sendo o primeiro nível utilizado para os controladores locais regularem a saída de tensão e a frequência no ponto onde estão inseridos com as informações locais. Para o segundo nível, é realizado o controle da MR com relação ao atendimento dos níveis operacionais e também identificando ilhamento ou reconexão com a rede principal, realizando o processo de sincronismo. No terceiro nível é realizado o controle de intercâmbio energético com a rede principal, em modo conectado, ou o despacho econômico para uma MR operando em modo ilhado, em que pode ser necessário também realizar controle de cargas para manter níveis estáveis de operação (Guerrero, Vásquez & Teodorescu, 2011).

2.5.1 Gerenciamento Centralizado

No modo de operação centralizado o EMS recebe as informações relacionadas a geração dos REDs, custos, dados meteorológicos, dados de consumo das cargas, de forma *online*, além de possuir informações históricas de padrão de consumo dos perfis das cargas, históricos de dados climáticos e falhas que são utilizados nos algoritmos de identificação de padrões e predição (Zia et al., 2018). Com base nestas informações, o EMS realiza o processamento necessário, utilizando para isso alguns métodos como modelos de otimização, sistemas inteligentes, algoritmos meta-heurísticos, entre outros. O resultado deste processamento geralmente contém

informações relacionadas ao despacho dos REDs e também ações relacionadas ao atendimento das cargas (Zia et al., 2018).

A ação resultante baseada nas informações recebidas é enviada para os controladores locais, que podem ser os próprios REDs da MR e também dispositivos eletrônicos, como medidores inteligentes ou IEDs (*Intelligent Electronic Device*). Entre as ações relacionadas aos REDs é possível citar o ajuste dos níveis de geração e também o *Unit Commitment* (UC) dos REDs despacháveis. Do ponto de vista das cargas, seu controlador local poderá realizar o corte parcial ou total das cargas a ele conectadas e, em alguns casos, realizar um agendamento de utilização de energia com base nas restrições impostas pelo EMS.

Os modelos centralizados possuem como vantagem uma visão ampla e em tempo real de toda a MR, facilidade de implantação de métodos de otimização para o gerenciamento energético. Em contrapartida, pode apresentar uma baixa flexibilidade com relação a alterações na MR, como inclusão ou remoção de DERs e cargas, além de considerável utilização de poder computacional para a resolução ótima dos modelos utilizados (Olivares et al., 2011). Dependem de uma rede de comunicação confiável e adequada para a quantidade de dados que são trocados entre o EMS e o restante dos dispositivos conectadas à MR.

Inicialmente apontava-se também como uma desvantagem do modelo centralizado a dificuldade em incluir novos elementos na MR em tempo real, função chamada de *plug and play* (Su & Wang, 2012; Olivares et al., 2011). Entretanto, novos modelos de desenvolvimento de *software* e protocolos tem facilitado a implementação de tal função em MR. Dadas as características apresentadas com relação ao controle centralizado de MR, EMS com esse perfil apresentam-se mais adequados para aplicação em MR operando em modo ilhado, uma vez que é possível obter um estado geral da MR em tempo real, favorecendo técnicas de gerenciamento ótimo (Olivares et al., 2011).

No modo centralizado, geralmente, são utilizados diferentes resoluções de tempo para aspectos distintos no gerenciamento da MR. Para uma previsão de geração mais precisa para as fontes renováveis, aplica-se uma resolução na faixa de poucos minutos dentro de um horizonte maior. Em compensação, para a aplicação de *Unit Commitment* (UC) nos geradores despacháveis, poderão ser utilizadas resoluções maiores, de 30 a 60 minutos (Olivares et al., 2011).

2.5.2 Gerenciamento Distribuído

As MRs geralmente possuem seus REDs e cargas distribuídas geograficamente em uma área (Guerrero et al., 2007). A conexão elétrica entre esses elementos existe através da rede de distribuição da MR, mas nem sempre a comunicação de dados entre estes elementos é possível. Desta forma, o controle local torna-se fundamental e deve ser realizado de forma distribuída,

uma vez que não há um controlador central responsável por determinar o modo de operação da MR.

Os modelos distribuídos partem da premissa de que os REDs contidos na MR possuem autonomia para realizar o controle necessário para manutenção dos níveis operacionais dentro dos limites aceitáveis. Para isso, os REDs geralmente implementam algumas técnicas de controle de tensão e frequência, como o *droop*, que permitem realizar este controle somente com informações locais. Uma vez que não há troca contínua de informações com um controle central, é reduzida a necessidade de um meio de comunicação de dados de alto desempenho e confiável, porém dificulta a obtenção de um ótimo global no despacho econômico (Su & Wang, 2012).

2.6 Gerenciamento Centralizado de Microrredes

A operação de uma MR de energia elétrica com mais de um RED requer a utilização de uma *power management strategy* (PMS) ou um *energy management system* (EMS). Estes sistemas são essencialmente importantes e devem dar uma resposta rápida principalmente na operação das MR em modo ilhado (Katiraei et al., 2008). Esta necessidade de uma resposta rápida no gerenciamento da MR deve-se ao fato desta possuir vários REDs, com diferentes características e modos de operação.

O fluxo de informações necessárias para a criação de um PMS/EMS envolve a aquisição de dados em tempo real, além de informações históricas do comportamento das cargas, condições meteorológicas e de mercado (Katiraei et al., 2008). No gerenciamento de uma MR em regime permanente, o PMS/EMS deverá enviar os *setpoints* de operação, buscando otimizar a geração entre os diversos REDs, responder aos eventos que ocorram na MR e prepará-la para uma eventual reconexão à rede. Na Figura 2.5 são apresentadas as entradas e saídas utilizadas pelo PMS/EMS no gerenciamento de uma MR.

Esse cenário é viável para MR com poucos REDs e cargas a serem monitoradas e gerenciadas. Entretanto, em um cenário futuro, em que dezenas e até centenas de REDs coexistam, o gerenciamento centralizado pode tornar-se complexo e com alguns riscos. O principal risco é a ocorrência de falha no EMS, que pode derrubar o sistema monitorado, uma vez que este é o responsável por realizar todo o gerenciamento da MR (Lasseter & Piagi, 2006).

Considerando o gerenciamento da MR em modo ilhado, o EMS deverá definir os *setpoints* de operação dos RED de modo a atender a carga existente. Deve-se considerar ainda a situação em que não há geração suficiente para o atendimento da demanda de forma contínua. Neste caso uma estratégia de atendimento às cargas prioritárias poderá ser adotada, considerando diversos pontos de operação, como emergencial ou crítico (Oliveira et al., 2017). Nestes casos, a função de corte de carga auxiliará na extensão do fornecimento de energia às cargas prioritárias

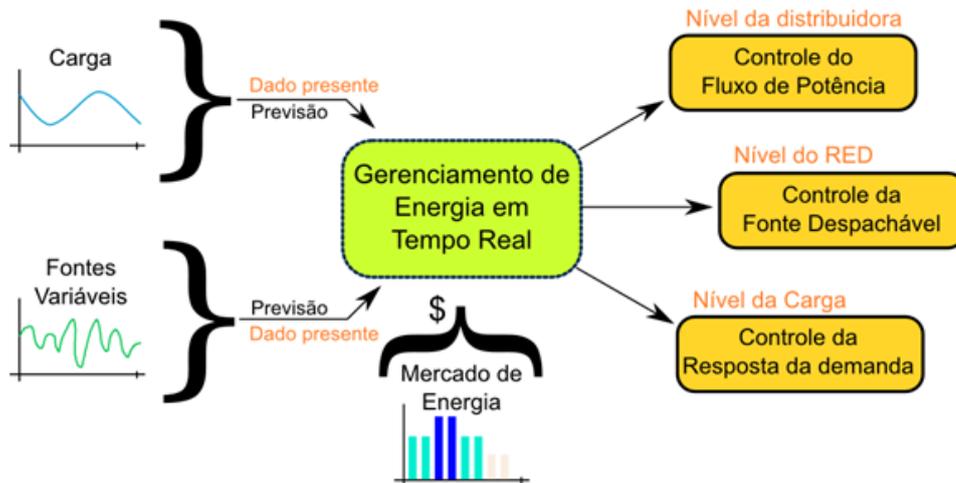


Figura 2.5: Microrrede de referência.

Fonte: Adaptado de (Katiraei et al., 2008).

(Katiraei et al., 2008).

De acordo com Katiraei et al. (2008), o EMS da MR, operando em regime permanente, poderá incluir funções para manter um nível apropriado de reserva energética, enquanto define os *setpoints* de operação para os geradores despacháveis. Resolvendo o problema de gerenciamento por processo de otimização, como apresentado em Conti, Zeineldin, Nicolosi & Rizzo (2012) e Minchala-Avila, Castañon, Zhang & Ferrer (2016), alguns objetivos podem ser definidos, como reduzir o custo de operação, maximizar a geração das fontes renováveis ou minimizar a utilização de combustíveis fósseis, utilizando para isso os REDs disponíveis e estratégias de gerenciamento de carga.

Nesta linha de desenvolvimento, Conti et al. (2012) apresentam um gerenciador centralizado de MR, ou GCMR, que tem como multi-objetivo otimizar o gerenciamento da MR em modo ilhado minimizando os custos de operação e as emissões de poluentes. Toda a energia gerada pelas fontes renováveis é utilizada, seja para atendimento às cargas ou armazenamento em baterias. Como dados de entrada para a realização da otimização, foram utilizadas as informações referentes às cargas e à geração de potência dos REDs. Uma proposta para a realização de despacho econômico em uma MR operando no modo ilhado também é apresentado em Ahn & Moon (2009), utilizando uma abordagem matemática e a resolução do problema com a aplicação de um modelo de otimização.

Oliveira et al. (2017) apresentam uma solução para realizar o gerenciamento de uma MR que possui o objetivo de maximizar o atendimento de cargas prioritárias com o auxílio da lógica *fuzzy* para a definição do modo específico de operação. Para o atendimento deste objetivo, classificam-se os grupos de consumidores em três tipos distintos, com prioridade alta, média e baixa. Como prioridade alta são consideradas as cargas relacionadas a serviços de saúde, telecomunicações e transporte. No nível médio de prioridade estão inclusos os consumidores comerciais e no nível de baixa prioridade as cargas residenciais.

Para atender estas necessidades, o autor propõe níveis de operação específicos, sendo

o emergencial, crítico e sobrevivência. Estes modos de operação definem quais cargas serão atendidas. A definição destes modos de operação envolve a análise do estado de carga da bateria, penetração de geração renovável, hora da desconexão e consumo das cargas para o período de ilhamento.

Nos cenários apresentados, [Oliveira et al. \(2017\)](#) destacam a importância dos SAEs para prolongar o atendimento às cargas prioritárias, além de contribuírem para a manutenção dos níveis de qualidade dentro dos limites estabelecidos. O corte das cargas apresentado no trabalho é realizado a partir da definição do modo de operação, sendo todas as cargas atendidas no nível emergencial, corte das cargas de baixa prioridade no nível crítico e atendimento somente das cargas de prioridade alta no nível de sobrevivência. Destaca-se também a dificuldade em obter informações sobre o tempo de desconexão da MR, sendo então estimado com base em dados históricos.

Avaliando os benefícios da utilização dos SAEs, [Sukumar et al. \(2017\)](#) apresentam uma modelagem linear inteira mista (MILP) onde a utilização de um SAE contribui para a redução dos custos operacionais de uma MR, pois permite otimizar o tempo de operação dos REDs despacháveis.

Gerenciar uma MR de energia elétrica em modo ilhado e com a geração de energia menor do que o consumo das cargas apresenta alguns desafios adicionais, pois pode não ser conhecido o tempo de ilhamento total. Nestas situações, a aplicação de corte de carga pode auxiliar no fornecimento de energia por um maior período. Um exemplo de gerenciamento com este conceito é apresentado por [Minchala-Avila et al. \(2016\)](#), em que existe um controlador central que realiza a otimização dos recursos energéticos da MR e define corte de cargas de acordo com sua prioridade. Cabe ressaltar que neste trabalho não é considerado o despacho econômico e atrasos de comunicação, que pode deixar o EMS proposto complexo em MR maiores. O gerenciamento da demanda através de corte de carga com base no estado de carga da bateria é realizado em [Astriani, Shafiqullah & Shahnia \(2018\)](#), onde associa-se um nível de SoC da bateria para realizar o corte das cargas não prioritárias.

[Hosseinnezhad, Rafiee, Ahmadian & Siano \(2016\)](#) propõem um EMS multi-objetivo para minimizar a emissão de poluentes e os custos operacionais da MR em um período *day-ahead* para operação em modo conectado, definindo os *setpoints* de operação dos REDs despacháveis em intervalos de uma hora. [Kong, Bai, Hu, Li & Wang \(2016\)](#) definem um modelo de gerenciamento de MR para *day-ahead* com base no gerenciamento do SAE, buscando reduzir os custos de operação em diferentes tipos de mercados e preços. Os métodos utilizam o termo *day-ahead* para um horizonte de análise que compreende um período de 24 horas. A seleção deste período tem por objetivo obter um ciclo completo em que seja possível definir comportamento de cargas, preços e variáveis climáticas para a entrada de dados do EMS ([Khodaei \(2014\)](#)).

Uma vez que em caso de falhas da rede principal não é possível definir com exatidão o horário de ilhamento e sua duração, [Khodaei \(2014\)](#) propõe a resolução do problema de

gerenciamento para o modo ilhado como um subproblema a partir de um EMS baseado em *day-ahead*. É definido um critério $T - t$, onde T denota o número de horas no horizonte de gerenciamento e t o número de horas consecutivas que a MR poderá operar no modo ilhado a partir de um momento de desconexão com a rede principal. Caso o critério em um dado momento seja $T - 2$, significa que a MR poderá operar em modo ilhado por um período de no mínimo 2 (duas) horas. O gerenciamento durante esse período de 2 (duas) horas leva em consideração dados previstos de geração e consumo para o *day-ahead*. O Modelo apresentado utiliza a duração de ilhamento com múltiplos de 1 (uma) hora nos testes realizados. Porém, é possível utilizar períodos menores a 1 hora para o valor de i , proporcionando soluções mais precisas ao custo de um maior uso computacional. É possível também identificar que, com a aplicação de métodos de gerenciamento de carga, pode-se obter resultados de atendimento às cargas críticas por tempos superiores ao previsto.

Olivares et al. (2011) apresentam uma proposta de utilização de diferentes períodos de tempo para a previsão de geração das fontes renováveis e para o problema de UC. Entretanto, mesmo que os problemas pudessem ser resolvidos em um único processo, o autor os resolve de forma separada, buscando apresentar de forma mais rápida os resultados referentes ao despacho dos REDs, neste caso dos SAEs. A Figura 2.6 apresenta de forma gráfica este EMS multi-estágio.

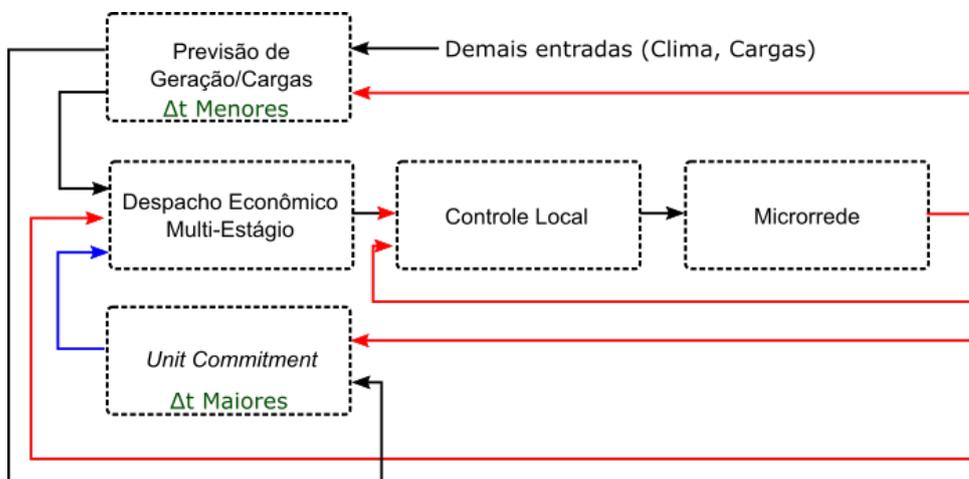


Figura 2.6: EMS com utilização de δt distintos para previsão de cargas/renováveis e UC.

Fonte: Adaptado de (Olivares et al., 2011).

2.7 Conclusão

Este capítulo teve por objetivo principal apresentar os tópicos referentes as MRs que servirão como fundamentação para os demais capítulos. Estes assuntos servirão como referência e embasamento para a modelagem matemática e modelagem do EMS. Dentre os tópicos abordados, é importante destacar a diferença entre os modos de operação conectados e ilhados para

o gerenciamento das MRs, visto que este trabalho abordará somente o modo ilhado, que possui desafios distintos.

Olhando para o problema de gerenciamento em modo ilhado, propostas foram apresentadas, que se baseiam em programação linear, algoritmos inteligentes e algoritmos meta heurísticos para resolver o problema de gerenciamento ótimo, cada uma possuindo suas vantagens e desvantagens.

De fato, para a elaboração de um EMS que vise realizar o gerenciamento em tempo real de MR em modo ilhado, há uma dependência muito grande da obtenção de informações dos REDs e cargas de forma *online*. Fato esse que é suprido por uma boa infraestrutura de comunicação de dados, que deve atender à taxa de transmissão requisitada e tempo de resposta adequado. Esta mesma rede de comunicações é utilizada para repassar pontos de operação para os REDs despacháveis através de *setpoints* e realizar controle de cargas quando necessário.

De forma resumida, os EMSs centralizados apresentados dependem do recebimento de informações de forma *online* dos componentes da MR. Também utilizam modelos que representam características técnicas e funções dos REDs, variáveis ambientais e climáticas e resolvem o problema de gerenciamento com algoritmos mesclando dados reais e simulados, buscando obter resultados desejados dentro dos objetivos estabelecidos para o gerenciamento da MR, sejam eles econômicos ou técnicos.

Capítulo 3

Formulação da Proposta

3.1 Introdução

Neste capítulo será apresentada uma proposta para o gerenciamento energético de uma MR de energia elétrica em modo ilhado. O gerenciamento proposto é responsável por realizar o gerenciamento dos REDs na MR, bem como realizar cortes de cargas menos prioritárias, de acordo com a capacidade de fornecimento de potência dos REDs durante o período de ilha-mento.

O gerenciamento energético para a MR utilizada envolve, primeiramente, o atendimento de cargas prioritárias e de forma secundária o melhor aproveitamento das fontes renováveis disponíveis. Neste sentido, a participação do SAE será de muita relevância. Em uma MR, os SAEs têm o papel de realizar o atendimento instantâneo de forma a manter o balanço de potência, uma vez que seu tempo de resposta geralmente é menor aos demais REDs. Além disso, no caso de geração excedente pelas fontes renováveis, é no SAE que esta energia será armazenada para uso futuro. O gerenciamento ótimo do estado de carga da bateria tem papel essencial na utilização das fontes renováveis.

Como fonte despachável é considerado o gerador à diesel, uma vez que é possível realizar o controle do fornecimento de potência à MR utilizando o combustível disponível (Xue, Chang & Meng, 2007). A geração a base de fontes renováveis, vento e luz solar, são tratadas como fontes não despacháveis, porque depende das condições climáticas no momento da desconexão com a rede de distribuição. Assim, a estratégia utilizada é aproveitar o máximo possível da potência disponível pelas fontes renováveis no momento (Parhizi et al., 2015).

Com a implantação do EMS proposto espera-se a obtenção de alguns benefícios, como:

- Atendimento de cargas prioritárias pelo maior período de tempo possível;
- Melhor utilização das fontes renováveis;
- Confiabilidade e robustez no gerenciamento energético da MR em modo ilhado.

Um dos objetivos do gerenciamento envolve o fornecimento de energia para as cargas prioritárias e não prioritárias. Para a realização do atendimento de demanda considerando a

priorização de cada classe de carga, foi utilizado o conceito de penalização para o não atendimento às cargas. Dentro do conjunto de cargas existentes, são definidos então quatro valores de penalidade correspondente às quatro classes de cargas utilizadas no modelo. Estas informações de custos de penalização são utilizadas então na aplicação do método de resposta da demanda, semelhante ao apresentado em [Monsenian-Rad, Garcia, Wong, Jatskevich & Schober \(2010\)](#).

3.2 Modelagem Matemática

Para realizar o gerenciamento energético centralizado de uma MR de energia em modo ilhado, o modelo matemático apresentado tem como objetivo principal maximizar o fornecimento das cargas prioritárias durante o ilhamento minimizando os custos operacionais, utilizando para isso as informações referentes às cargas despacháveis, geração dos REDs e SoC do sistema de armazenamento de energia. O modelo utiliza a Programação Linear Inteira Mista em sua definição, sendo este resolvido através do *software* GAMS com utilização do *solver* CPLEX. Para o cenário de aplicação deste modelo matemático, as seguintes premissas deverão ser consideradas ([Marzband, Sumper, Garcia & Ferret, 2013](#)):

- O nível de tensão em todas as barras da MR se encontra dentro dos limites aceitáveis;
- Perdas de potência ativa são ignoradas; e
- O fluxo de potência reativa não é considerado.

A simbologia utilizada no modelo matemático é apresentada a seguir:

Conjuntos

<i>GD</i>	Conjunto de geradores à diesel na MR.
<i>t</i>	Conjunto de períodos utilizados na otimização.
<i>PV</i>	Conjunto de fontes fotovoltaicas na MR.
<i>WT</i>	Conjunto de fontes eólicas na MR.
<i>DL</i>	Conjunto de cargas despacháveis na MR.
<i>B</i>	Conjunto de baterias na MR.
<i>li</i>	Conjunto de pontos utilizados na linearização.

Escalares

<i>CustoGerEolica</i>	Preço de geração para a energia eólica (\$ / kWh).
<i>CustoGerSolar</i>	Preço de geração para a energia fotovoltaica (\$ / kWh).
<i>CustoBateria</i>	Preço de carregamento/descarregamento para a bateria.
<i>CustoCombustivel</i>	Preço do combustível para o gerador (\$ / litro).
<i>GerDieselConstA</i>	Parâmetro A do cálculo do consumo do GD.
<i>GerDieselConstB</i>	Parâmetro B do cálculo do consumo do GD.
<i>GerDieselConstC</i>	Parâmetro C do cálculo do consumo do GD.
<i>GerDieselLimiteRampaSubida</i>	Limite de rampa de subida para o GD.
<i>GerDieselLimiteRampaDescida</i>	Limite de rampa de descida para o GD.
<i>CustoOperacaoGeradorDiesel</i>	Custo de partida/parada do GD.
<i>EstadoInicialGerador</i>	Estado inicial do GD (0 - Desligado, 1 - Ligado).

Parâmetros

<i>pivalⁱ</i>	Valores utilizados na curva linearizada para o consumo do GD (\$ / kWh).
<i>ParGerDieselMaxima^{GD}</i>	Limite superior de geração para os GD.
<i>ParGerDieselMinima^{GD}</i>	Limite inferior de geração para os GD.
<i>ParGerFotovoltaicaMaxima^{PV}</i>	Limite superior de geração das fontes fotovoltaicas.
<i>ParGerFotovoltaicaMinima^{PV}</i>	Limite inferior de geração das fontes fotovoltaicas.
<i>ParGerEolicaMaxima^{WT}</i>	Limite superior de geração das fontes eólicas.
<i>ParGerEolicaMinima^{WT}</i>	Limite inferior de geração das fontes eólicas.
<i>ParBateriaLimiteCarregamento^B</i>	Limite de carregamento das baterias.
<i>ParBateriaLimiteDescarregamento^B</i>	Limite de descarregamento das baterias.
<i>ParBateriaSOCMaximo^B</i>	Limite superior do estado de carga das baterias.
<i>ParBateriaSOCMinimo^B</i>	Limite inferior do estado de carga das baterias.

$ParBateriaSOCInicial^B$	Valor inicial de carga das baterias.
$ParCargasDespachaveisPenalidade^{DL}$	Penalidades aplicadas ao não atendimento das cargas da microrrede (\$ / kWh).
$ParGerDieselConsumoLinearizado^{li}$	Consumo linearizado do gerador à diesel.
$consumoger^{li}$	Valores calculados para o consumo de diesel com base no valor de geração instantânea do gerador à diesel.
δt	Intervalo de tempo com representação decimal de 1 (uma) hora. Ex.: 30 minutos são convertidos em 0.5 unidades de 1 (uma) hora.
$PrevisaoCargasDesp_t^{DL}$	Previsão de demanda para as cargas no período t .
$PrevisaoGeracaoSolar_t^{PV}$	Previsão de geração fotovoltaica PV no período t .
$PrevisaoGeracaoEolica_t^{WT}$	Previsão de geração eólica WT no período t .

Variáveis Binárias

$StatusGerDiesel_t^{GD}$	Indica o <i>status</i> do gerador GD no período t {1 - Ligado, 0 - Desligado}.
$StatusCargasDesp_t^{DL}$	Indica o <i>status</i> da carga despachável DL no período t {1 - Ligado, 0 - Desligado}.
$StatusGerSolar_t^{PV}$	Indica o <i>status</i> da geração solar PV no período t {1 - Ligado, 0 - Desligado}.
$StatusGerEolica_t^{WT}$	Indica o <i>status</i> da geração eólica WT no período t {1 - Ligado, 0 - Desligado}.
$StatusBateria_t^B$	Indica o <i>status</i> da bateria B no período t {1 - Carregando, 0 - Descarregando}.
$GeradorLigou_t^{GD}$	Indica se o gerador GD ligou no período t {1 - Ligou, 0 - Não Ligou}.
$GeradorDesligou_t^{GD}$	Indica se o gerador GD desligou no período t {1 - Desligou, 0 - Não desligou}.
$EstadoInicialGerador^{GD}$	Indica o estado do gerador no início da interrupção t {1 - Ligado, 0 - Desligado}.

Variáveis Contínuas

$CustoTotal$	Custo de operação da MR para o período de interrupção (\$).
$PotenciaGeradaDiesel_t^{GD}$	Indica a geração de potência do <i>GD</i> no período t .
$ConsumoDiesel_t^{GD}$	Indica o consumo de combustível do <i>GD</i> no período t .
$CustoGerador^{GD}$	Indica o custo do <i>GD</i> no período t .
$PotenciaGeradaEolica_t^{WT}$	Geração de potência da fonte eólica <i>WT</i> no período t .
$PotenciaGeradaSolar_t^{PV}$	Geração de potência da fonte fotovoltaica <i>PV</i> no período t .
$BateriaCarregamento_t^B$	Indica o carregamento da bateria <i>B</i> no período t .
$BateriaDescarregamento_t^B$	Indica o descarregamento da bateria <i>B</i> no período t .
$BateriaSOC_t^B$	Indica o estado de carga da bateria <i>B</i> no período t .
$ConsumoCargasDesp_t$	Indica o consumo das cargas despacháveis no período t .
$TotalPotenciaProduzida_t^B$	Indica a potência total produzida no período t .
$PotenciaGeradaExcesso_t^B$	Indica a potência gerada em excesso no período t .
$PotenciaGeradaExcessoRenovaveis_t$	Indica a potência gerada em excesso das fontes renováveis no período t .
$PotenciaNaoSupridaCargasDesp_t^{DL}$	Indica a potência não suprida para a carga despachável <i>DL</i> no período t .
Iam_i^t	Utilizada no cálculo de linearização do consumo do GD.

A função objetivo apresentada a seguir busca minimizar o custo de operação da MR:

$$\begin{aligned} \text{Min} \sum_{t=1}^n C_t^{GD} + \left(\sum_{i \in WT} (P_t^i * \pi^{WT}) \right) + \sum_{i \in PV} (P_t^i * \pi^{PV}) - P_t^{B,d} * \pi^{B,d} + P_t^{B,c} * \pi^{B,c} + \\ P_t^{UP} * \alpha^{UP} + PE_t^{ER} * \beta^{ER} * \delta t \end{aligned} \quad (3.1)$$

Onde

C_t^{GD} refere-se ao custo (\$) de operação dos geradores à diesel no período t

P_t^X indica nível de potência com a qual a energia está sendo consumida/gerada no período t , onde $X \in \{WT; PV; B, d; B, c; UP\}$

PE_t^{ER} refere-se à energia excedente em excesso pelas fontes renováveis, compostas pela fonte eólica e fotovoltaica, no período t

π_t^X refere-se ao custo (\$ / kWh) da energia consumida/gerada no período t pelo elemento $X \in \{WT; PV; B, d; B, c\}$

α_t^{UP} refere-se à penalidade (\$ / kWh) aplicada pelo não atendimento às cargas em um período t

β_t^{ER} refere-se à penalidade aplicada (\$ / kWh) pela não utilização do excedente de energia das fontes renováveis no período t

δ_t refere-se ao intervalo de tempo do período t

O custo relacionado ao gerador diesel é representado por:

$$\begin{aligned} C_t^{GD} = \text{ConsumoDiesel}_t^{GD} * \text{CustoCombustivel} * \delta t \\ + \sum_{n \in GD} \text{GeradorLigou}_t^n * \text{CustoOperacaoGeradorDiesel}^n \end{aligned} \quad (3.2)$$

A seguir são expostas as restrições associadas ao modelo matemático de otimização:

$$P_t^{GD} + P_t^{WT} + P_t^{PV} + P_t^{B,d} = P_t^{B,c} + P_t^{DL} \quad (3.3)$$

$$\text{ParGerFotovoltaicaMinima}^{PV} \leq P_t^{PV} \leq \text{ParGerFotovoltaicaMaxima}^{PV} \quad (3.4)$$

$$\text{ParGerEolicaMinima}^{WT} \leq P_t^{WT} \leq \text{ParGerEolicaMaxima}^{WT} \quad (3.5)$$

$$\begin{aligned} GerDieselLimiteRampaDescida * (1/\delta t) &\leq (P_t^{GD} - P_{t-1}^{GD}) \\ &\leq GerDieselLimiteRampaSubida * (1/\delta t) \end{aligned} \quad (3.6)$$

$$\begin{aligned} StatusGerDiesel_t^{GD} * ParGerDieselMinima^{GD} &\leq P_t^{GD} \\ &\leq StatusGerDiesel_t^{GD} * ParGerDieselMaxima^{GD} \end{aligned} \quad (3.7)$$

$$P_t^{B,d} \leq ParBateriaLimiteDescarregamento^B * StatusBateria_t^B \quad (3.8)$$

$$P_t^{B,d} \geq 0 \quad (3.9)$$

$$P_t^{B,c} \leq ParBateriaLimiteCarregamento^B * (1 - StatusBateria_t^B) \quad (3.10)$$

$$P_t^{B,c} \geq 0 \quad (3.11)$$

$$(P_t^{B,d} * \delta t) \leq BateriaSOC_{t-1}^B \quad (3.12)$$

$$(P_t^{B,c} * \delta t) + BateriaSOC_{t-1}^B \leq ParBateriaSOCMaximo \quad (3.13)$$

$$BateriaSOC_t^B = BateriaSOC_{t-1}^B + (P_{t-1}^{B,c} - P_{t-1}^{B,d}) * \delta t \quad (3.14)$$

$$ParBateriaSOCMinimo \leq BateriaSOC_t^B \leq ParBateriaSOCMaximo \quad (3.15)$$

$$TotalPotenciaProduzida_t = P_t^{GD} + P_t^{WT} + P_t^{PV} + P_t^{B,d} \quad (3.16)$$

$$PotenciaGeradaExcesso_t = TotalPotenciaProduzida_t - P_t^{DL} \quad (3.17)$$

$$\begin{aligned}
& \text{PotenciaNaoSupridaCargasDesp}_t \\
&= \sum_{n \in DL} (1 - \text{StatusCargasDesp}_t^n) * \text{PrevisaoCargasDesp}_t^n \quad (3.18)
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& \text{GeradorLigou}_t^{GD} - \text{GeradorDesligou}_t^{GD} \\
&= \text{StatusGerDiesel}_t^{GD} - \text{StatusGerDiesel}_{t-1}^{GD} \\
&\quad - \text{EstadoInicialGerador}^{GD} \quad (3.19)
\end{aligned}$$

A equação 3.3 garante o balanço de potência na MR no período t , ou seja, iguala a quantidade de potência gerada pelas fontes e consumida pelas cargas. A equação 3.4 refere-se aos limites superiores e inferiores para a geração fotovoltaica. A equação 3.5 refere-se aos limites superiores e inferiores para a geração eólica. Os limites referentes à rampa de subida e descida na geração de energia a diesel são apresentados na equação 3.6.

A equação 3.7 apresenta os limites superiores e inferiores de fornecimento de potência em um período t para os geradores à diesel. A variável binária $\text{StatusGerDiesel}_t^{GD}$ indica se o gerador à diesel encontra-se ligado (1) ou desligado (0) no período t .

Para realizar o controle do descarregamento da bateria em um período t , é utilizada a equação 3.8. A variável binária StatusBateria_t^B é utilizada para indicar se a bateria está descarregando neste período. O valor 1 indica o descarregamento, enquanto que o valor 0 indica que a bateria não está descarregando. A mesma lógica aplica-se à equação 3.10, porém para a situação de carregamento da bateria. As equações 3.9 e 3.11 restringem o valor de carregamento e descarregamento acima de 0 (zero).

As equações 3.12, 3.13, 3.14, 3.15 estão relacionadas aos limites de carregamento, descarregamento, armazenamento máximo e mínimo considerando-se a energia armazenada nas baterias. Em 3.12 considera-se a energia previamente armazenada na bateria para restringir o descarregamento em um período t . Em 3.13 é realizada a restrição considerando-se o cenário de carregamento da bateria, onde o valor máximo permitido de armazenamento não poderá ser ultrapassado. Em 3.14 é realizado o balanço de potência para a bateria e, finalizando, em 3.15 os limites mínimo e máximo do armazenamento de energia são checados.

Para realizar o controle das cargas despacháveis no gerenciamento da MR, é necessário apresentar os conceitos existentes nas restrições 3.16, 3.17 e 3.18. Em 3.16, é utilizada a variável $\text{TotalPotenciaProduzida}_t$, que está relacionada ao total de potência produzida em um período t . Este total considera a geração a partir do gerador a diesel, painéis fotovoltaicos, turbinas eólicas e também das baterias.

Em 3.17 é utilizada a variável $\text{PotenciaGeradaExcesso}_t$ para identificar o excedente de potência gerada pelas fontes renováveis, gerador diesel e descarregamento do SAE na MR para

um período t . O excesso de geração é considerado neste caso quando a geração total do período ($TotalPotenciaProduzida$) é superior ao consumo das cargas. A energia excedente poderá ser armazenada no SAE, no caso em que a geração das fontes renováveis seja superior à demanda das cargas despacháveis e é regulada pelas equações [3.3](#), considerando-se os custos associados a cada RED. Esta situação é indicada na Figura [3.1](#), onde $PotenciaGeradaExcesso_t$ reflete o consumo de $P_t^{B,c}$, ou seja, o carregamento da bateria.

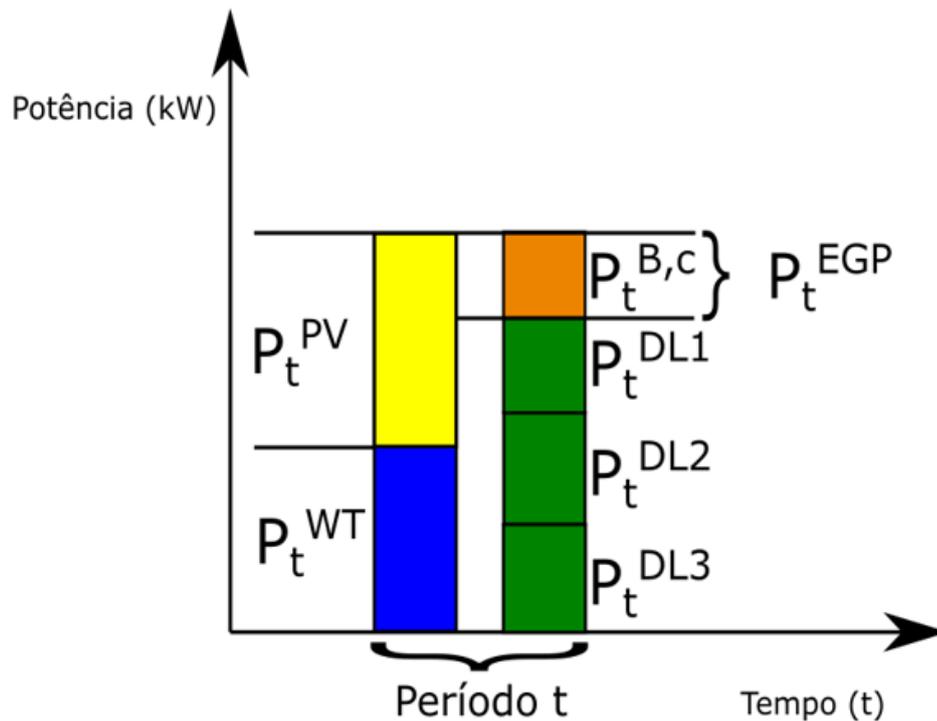


Figura 3.1: $PotenciaGeradaExcesso_t$: Potência Gerada em Excesso em um período t .

Fonte: Adaptado de [\(Marzband et al., 2013\)](#).

Em [3.18](#) é utilizada a variável $PotenciaNaoSupridaCargasDesp_t$ para contabilizar o total de potência não suprida para as cargas no período t . O fato de não ser possível atender a demanda de certa quantidade de cargas implica em uma penalidade, que impactará nos custos totais de operação da MR. Neste modelo, cada classe de carga apresentada possui um custo associado no caso de não atendimento ($\$/kWh$). Estes custos estão parametrizados em $ParCargasDespachaveisPenalidade^{DL}$ e são utilizados na função objetivo para contabilizar a penalidade pelo não atendimento às cargas.

Um exemplo para este caso pode ser visualizado na Figura [3.2](#), onde não foi possível atender a carga P_t^{DL4} . Na Figura [3.2](#) a variável $PotenciaNaoSupridaCargasDesp_t$ contém a somatória dessas cargas não atendidas e é representada pelo símbolo P^{UP} .

A equação [3.2](#) calcula o custo de operação da geração à diesel, considerando o custo do combustível consumido no período t mais o custo de operação em caso de partida ou desligamento do gerador para o mesmo período. A indicação da partida de um gerador à diesel no período t é realizada através da equação [3.19](#), que leva também em consideração o estado ini-

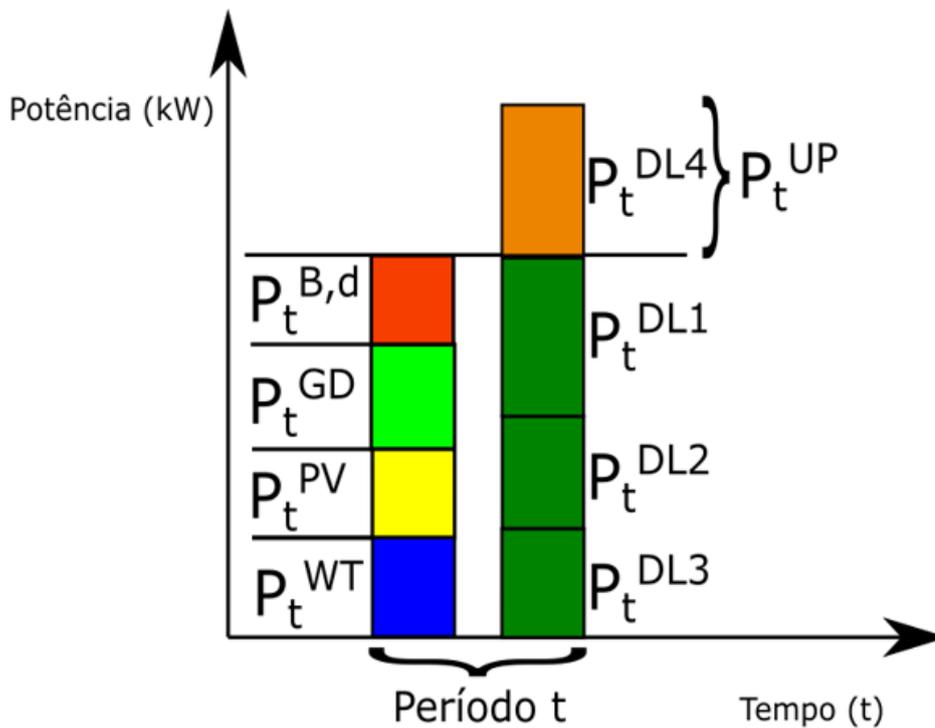


Figura 3.2: *PotenciaNaoSupridaCargasDesp^{DL}* (P_t^{UP}): Potência não suprida.
 Fonte: Adaptado de (Marzband et al., 2013).

cial no momento de desconexão da MR. Para este trabalho, considerou-se que o gerador sempre estará desligado no momento da desconexão, em razão dos custos de geração à diesel serem maiores do que o custo do fornecimento de energia no cenário utilizado. Para isso, a variável binária *EstadoInicialGerador^{GD}* é setada em 0 para a primeira execução do modelo no gerenciamento em tempo real.

Para haver uma continuidade na utilização do gerador diesel no gerenciamento em tempo real, é necessário utilizar uma variável para indicar o estado do gerador em cada intervalo de 5 (cinco) minutos. A variável binária *EstadoInicialGerador^{GD}* possui essa função. Como o gerador diesel é considerado desligado no início da interrupção, para a primeira execução do modelo de otimização seu valor será 0 (zero) e, para as demais resoluções do modelo, dependerá do estado obtido do gerador diesel para a execução anterior.

3.3 Gerenciador Centralizado da Microrrede

O gerenciamento centralizado de uma MR demanda a utilização de uma aplicação de controle que atenda aos requisitos para um modelo centralizado, sendo neste trabalho denominado gerenciador centralizado da microrrede (GCMR). O GCMR proposto é responsável por realizar o gerenciamento de todos os elementos contidos na MR, sejam REDs ou Cargas. Utiliza como referência para a execução do processo de gerenciamento ótimo o resultado da resolução do

modelo matemático apresentado previamente. Logo, o gerenciamento de energia da MR em modo ilhado é realizado com o objetivo de minimizar os custos de operação ao longo de um período de tempo de desconexão da rede principal e atender as cargas prioritárias pelo maior tempo possível. Um esquema geral dos principais componentes do GCMR pode ser visualizado na Figura 3.3.

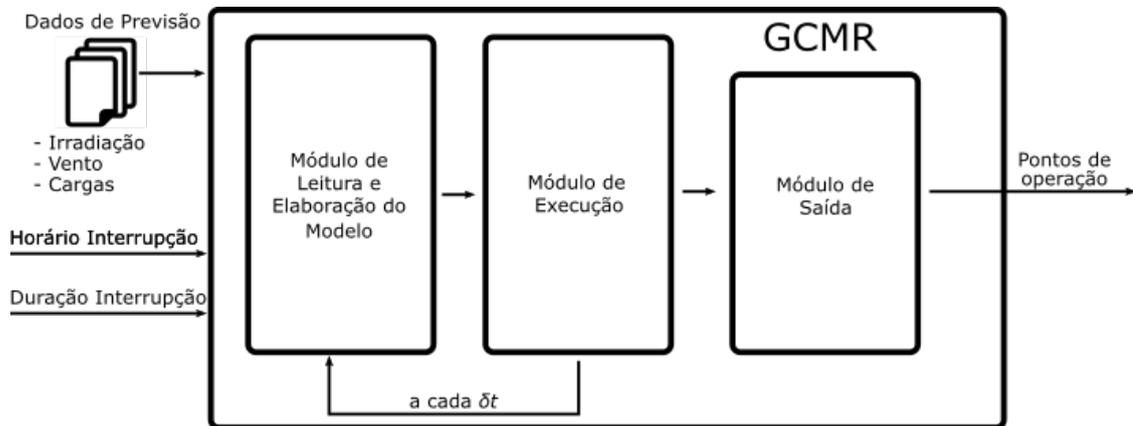


Figura 3.3: GCMR proposto.

Fonte: Autor.

O intervalo (δt) de execução de cada processo de verificação e determinação dos pontos de operação para os REDs é igual a 5 minutos, sendo o mesmo intervalo utilizado para os dados de previsão e das cargas. Os dados de previsão são interpretados de acordo com a execução *online* do GCMR. O horário e período previsto de interrupção são fornecidos uma única vez pelo controlador da MR, que neste trabalho é realizado de forma manual. Para este trabalho a duração das interrupções foram definidas pelo autor, onde buscou-se utilizar durações que permitiram avaliar e comparar a solução proposta.

Com os horários de desconexão e a duração da interrupção conhecidos, o GCMR realiza a resolução do modelo matemático a cada $\delta t = 5$ min, recalculando as variáveis de entrada para a próxima execução e recriando os conjuntos de dados para execução do modelo de otimização iterativamente. A cada execução de resolução do modelo de otimização, os valores das geração e consumo dentro da MR são ajustados, buscando atender os objetivos do GCMR.

3.3.1 Módulo de Leitura e Elaboração do Modelo

Este módulo do GCMR é composto de três funcionalidades principais, conforme descrito a seguir:

- **Leitura de Dados:** esta função é responsável por adquirir as informações históricas fornecidas para o GCMR. As informações históricas utilizadas neste trabalho são referentes às fontes renováveis e ao consumo das cargas. O intervalo utilizado para os dados de previsão é de 24 horas discretizados em intervalos de 5 minutos. Para inserir um componente

estocástico nos dados de previsão obtidos das cargas e geração das fontes renováveis, os dados de entrada são aleatoriamente alterados segundo uma curva de distribuição normal, com o objetivo de prover variações nas curvas de previsão. Amrollahi & Bathaee (2017) utiliza um conceito de variação percentual horária para calcular variações de consumo de cargas a partir de uma curva de referência, sendo a variação máxima configurada em 15%. Para o presente trabalho, será utilizada uma variação máxima de 5% tanto para a geração de energia a partir das fontes renováveis quanto para o consumo das cargas da MR.

- Cálculo dos intervalos para o modelo: este trabalho propõe um método para a criação dinâmica dos intervalos utilizados na resolução do modelo matemático. Os intervalos não são discretizados em intervalos de duração fixa, mas sim de forma a criar intervalos com δt variáveis, que dependem de dois fatores principais, a duração doilhamento e a proximidade do intervalo com relação à sua execução, sendo os intervalos mais próximos do ponto atual mais curtos e os distantes mais longos. Essa organização dos intervalos tem por objetivo reduzir o processamento computacional do modelo, uma vez que a quantidade total de intervalos é reduzida em comparação a discretização original dos dados. O processo para criação dos intervalos é apresentado na Figura 3.4.
- Construção do modelo: a partir da definição dos valores de entrada já calculados nos intervalos correspondentes, esta função realiza a criação do modelo matemático que será solucionado no módulo de execução com a integração com o GAMS, utilizando o *solver* CPLEX. Nesta função é utilizada também a informação de estado de carga da bateria, que varia principalmente com relação ao horário de desconexão da rede.

Ainda sobre a utilização dos intervalos dinâmicos para o modelo matemático, para realizar a execução do modelo de forma iterativa, o GCMR primeiramente cria os subconjuntos referentes ao período em que será realizado o gerenciamento energético da MR. O conjunto de dados original é composto por valores de previsão da geração e demanda para um período de 24 horas discretizado em períodos de 5 minutos.

A partir do instante de início da desconexão da MR da rede principal e início de operação no modo ilhado, e com base na duração prevista desta desconexão, é realizado o cálculo de três períodos distintos com durações com tamanho crescentes. Os períodos possíveis dentro da duração da desconexão são: o primeiro é discretizado em intervalos de $\delta t = 5$ minutos e terá duração definida pela quantidade de intervalos configurada, conforme pode ser visto na Figura 3.5. O período intermediário poderá ser configurável para possuir até 60 minutos, que será o tempo máximo que o δt possuirá. Caso o tempo restante para execução deste período seja menor que o tempo configurável, será utilizado o tempo restante possível para este período. Na Figura 3.6 é possível observar que o segundo período foi configurado com um único intervalo com duração de 15 minutos e na Figura 3.7 é possível observar a criação de dois intervalos, sendo um de 15 minutos e outro de 30 minutos, porém com uma configuração do segundo período de 30 minutos. Para o terceiro período, que é o mais distante do momento da desconexão,

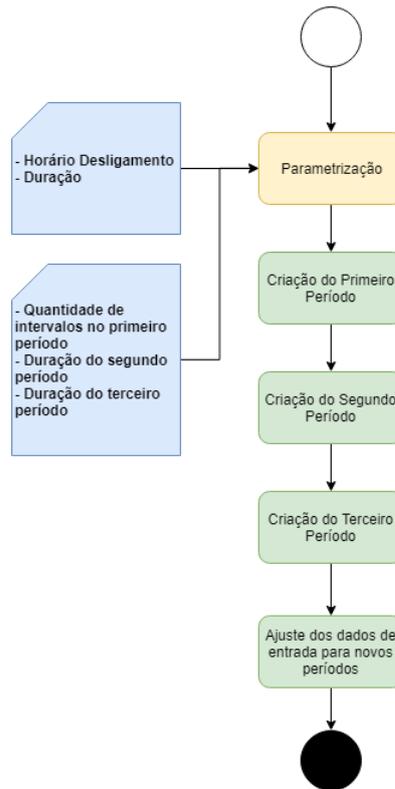


Figura 3.4: Sequência de criação dos intervalos utilizados para resolução do modelo matemático.

Fonte: Autor.

são utilizados intervalos maiores, possuindo até 60 minutos. Na Figura 3.7 é apresentado um desligamento cujo tempo total é de 190 minutos, o que permite criar dois intervalos de 60 minutos para o terceiro período.

Caso a duração restante para a elaboração dos períodos não seja longa o suficiente para incluir os 3 períodos possíveis, haverá a criação somente dos períodos possíveis dentro da duração restante. Um exemplo para este caso pode ser visualizado na Figura 3.5, onde há somente o primeiro período, que no caso apresentado contém 6 (seis) intervalos de cinco minutos.

Outros exemplos para a criação dos períodos são apresentados para as seguintes configurações: primeiro período com 6 intervalos, segundo período com 15 minutos de duração máxima e terceiro período com 60 minutos de duração máxima. Neste caso, os primeiros 30 minutos são ajustados em 6 intervalos (t_1 a t_6) de 5 minutos cada. Para períodos que compreendem intervalos entre 30 e 90 minutos, os intervalos são calculados de forma a manter o tempo máximo do sétimo intervalo em até 30 minutos e do oitavo intervalo em até 60 minutos. Sendo assim, poderá haver dois intervalos intermediários nesta regra (t_7 e t_8), dependendo da combinação de tempos restantes do período utilizado. Nos casos de interrupção maiores que 90 minutos, existirá ao menos um intervalo final de 60 minutos até o limite máximo dos dados diários fornecidos. As Figuras 3.5, 3.6 e 3.7 apresentam exemplos para distintos tempos de interrupção fornecidos: 25 minutos, 85 minutos e 190 minutos, respectivamente. Um ponto deve ser explanado na Figura 3.7, onde é possível observar um intervalo de 30 minutos que foi

criado após o segundo período. Isso ocorre porque como o segundo período tem configuração de máxima de 15 minutos e os intervalos finais de 60 minutos, acaba sobrando um período de 30 minutos do tempo de desconexão da MR. Esse tempo é ajustado sempre entre o segundo e terceiro período, de forma que o tamanho dos intervalos seja sempre crescente.

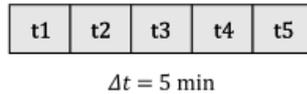


Figura 3.5: Intervalos gerados para duração de interrupção de 25 minutos.
Fonte: Autor.

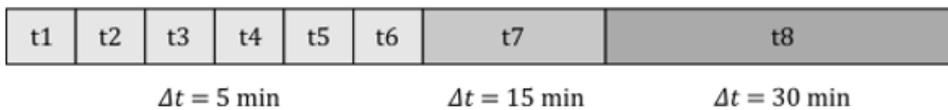


Figura 3.6: Intervalos gerados para duração de interrupção de 75 minutos.
Fonte: Autor.



Figura 3.7: Intervalos gerados para duração de interrupção de 190 minutos.
Fonte: Autor.

Esse processo de criação do conjunto de dados considerando os períodos construídos deve ser feito a cada execução do modelo matemático pelo GCMR, descontando-se δt minutos do tempo de duração da interrupção. Ademais, somente o primeiro período deve ser obrigatório, pois conforme o tempo de execução da operação for sendo simulado, pode não haver tempo suficiente para criação dos segundo e terceiro períodos.

Tabela 3.1: Comparação entre os conjuntos gerados com e sem períodos dinâmicos.

Duração da Interrupção	Método	Tamanho do Conjunto
100 minutos	$\delta t = 5$ minutos	20
100 minutos	Intervalos dinâmicos	8
200 minutos	$\delta t = 5$ minutos	40
200 minutos	Intervalos dinâmicos	11
400 minutos	$\delta t = 5$ minutos	80
400 minutos	Intervalos dinâmicos	18

Conjuntos com e sem períodos dinâmicos.

A partir da criação dos períodos discretizados em intervalos com duração δt , todos os valores previstos de geração eólica, solar e consumo das cargas devem ser adaptados a duração de cada intervalo. A Tabela 3.1 apresenta uma comparação nos tamanhos dos conjuntos de dados gerados, o primeiro caso está relacionado com a utilização de um único período para toda a interrupção discretizado em intervalos de cinco minutos, no segundo caso é aplicado

o algoritmo proposto neste trabalho para a elaboração dos intervalos dinâmicos, que buscam reduzir a quantidade de dados a serem utilizados em cada execução do GCMR e com isso obter um ganho de desempenho computacional.

3.3.2 Módulo de Execução

Este módulo resolve o modelo matemático do tipo MILP desenvolvido em GAMS (*General Algebraic Modeling System*) utilizando o *solver* CPLEX. Como resultado desta execução são obtidos os pontos de operação para os REDs na MR e também o estado de carga da bateria.

O estado de carga do SAE e a situação do gerador diesel são retroalimentados no módulo de leitura, uma vez que esta informação é essencial para a determinação dos estados futuros relacionados à geração dos REDs. Com relação à carga da bateria a informação é em percentual de carga e, na situação do gerador diesel, indica se este encontrava-se ligado ou desligado no término do período anterior.

3.3.3 Módulo de Saída

Este trabalho contempla a simulação da operação de uma MR em modo ilhado através de resoluções sucessivas de um modelo matemático de otimização com discretização mínima de ($\delta t = 5$) minutos e tempo máximo de execução igual a duração de desconexão da MR da rede principal. Portanto, a saída fornecida pelo GCMR será relacionada aos pontos de operação dos REDs e consumo das cargas para a interrupção ocorrida.

O GCMR fornece também o estado de todas as variáveis utilizadas e monitoradas durante o tempo de desconexão, que serão utilizadas para a análise de resultados obtidos para o trabalho proposto. Estas variáveis são saídas da resolução do modelo de otimização no GAMS que são interpretadas pela aplicação e armazenadas para esta análise.

Em uma simulação com equipamentos reais, este módulo seria o responsável por realizar a comunicação direta com os controladores locais dos REDs e cargas, utilizando os meios de comunicação existentes e protocolos associados.

3.3.4 Gerenciamento em Tempo Real

O esquema geral apresentado no item anterior ilustra os principais módulos e funções do GCMR proposto. A execução destas funções deve seguir um fluxo em tempo real, que é apresentado na Figura 3.8 e detalhado no diagrama de sequência apresentado na Figura 3.9.

No fluxograma é possível visualizar que o GCMR realiza de forma sucessiva os processos de criação dos intervalos dinâmicos, do modelo de otimização, execução dos modelos, definição dos pontos de operação considerando-se o despacho econômico e a execução da função de corte de carga. Essas etapas do fluxo são realizadas a cada $\delta t = 5$ minutos.

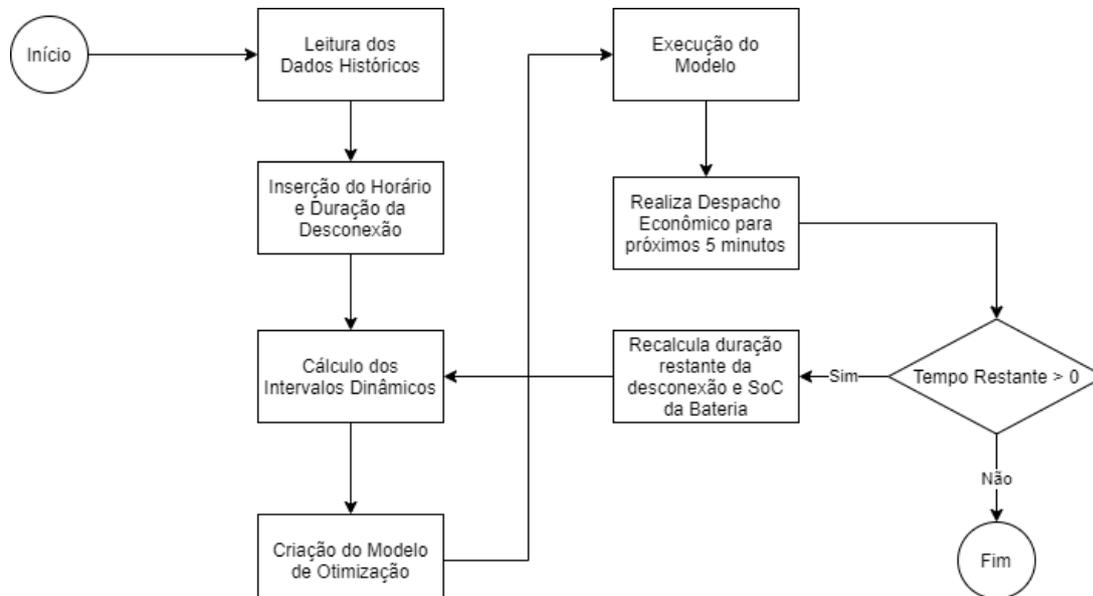


Figura 3.8: Fluxo de execução do GCMR proposto.

Fonte: Autor.

Dois pontos são destaque no fluxograma apresentado, o primeiro diz respeito a priorização no atendimento das cargas, onde é verificada se a geração dos REDs é suficiente para atender todas as cargas em um dado instante. Caso não seja possível o atendimento, deverá ocorrer corte de cargas menos prioritárias, buscando prolongar o atendimento daquelas cargas consideradas de maior importância. Esse processo de corte de cargas sai como resultado da resolução do modelo de otimização no GAMS.

O segundo ponto de decisão diz respeito à finalização do atendimento, ou seja, em que é possível contar com o fornecimento de energia da rede principal. Para o caso da duração de interrupção não ter sido finalizada, é descontado o tempo $\delta t = 5$ (cinco) minutos de sua duração. Além disso, a situação do estado de carga da bateria no período anterior é repassada para a próxima execução do modelo de otimização.

No detalhamento apresentado no diagrama de sequência na Figura 3.9, é possível identificar os objetos criados para realizar a interpretação dos dados de previsão, criação do modelo de otimização e execução do modelo através do GAMS. O classe principal é a *GCMR*, que é instanciada na inicialização da aplicação e coordena todos os chamados de métodos e o fluxo de execução com os demais objetos. O objeto da classe *ExcelParser* é utilizado para a interpretação dos dados de entrada. A chamada do método *buildModelData* tem por finalidade realizar a criação do modelo de otimização a ser solucionado pelo GAMS. Essa resolução do modelo é realizada através dos objetos *GAMSProcess* e *GAMSJob*, que utilizam classes definidas pela biblioteca do GAMS para integração com a linguagem JAVA. A chamada do método *solveModel*

é suficiente para executar o processo de resolução no GAMS e obter o retorno das variáveis de saída.

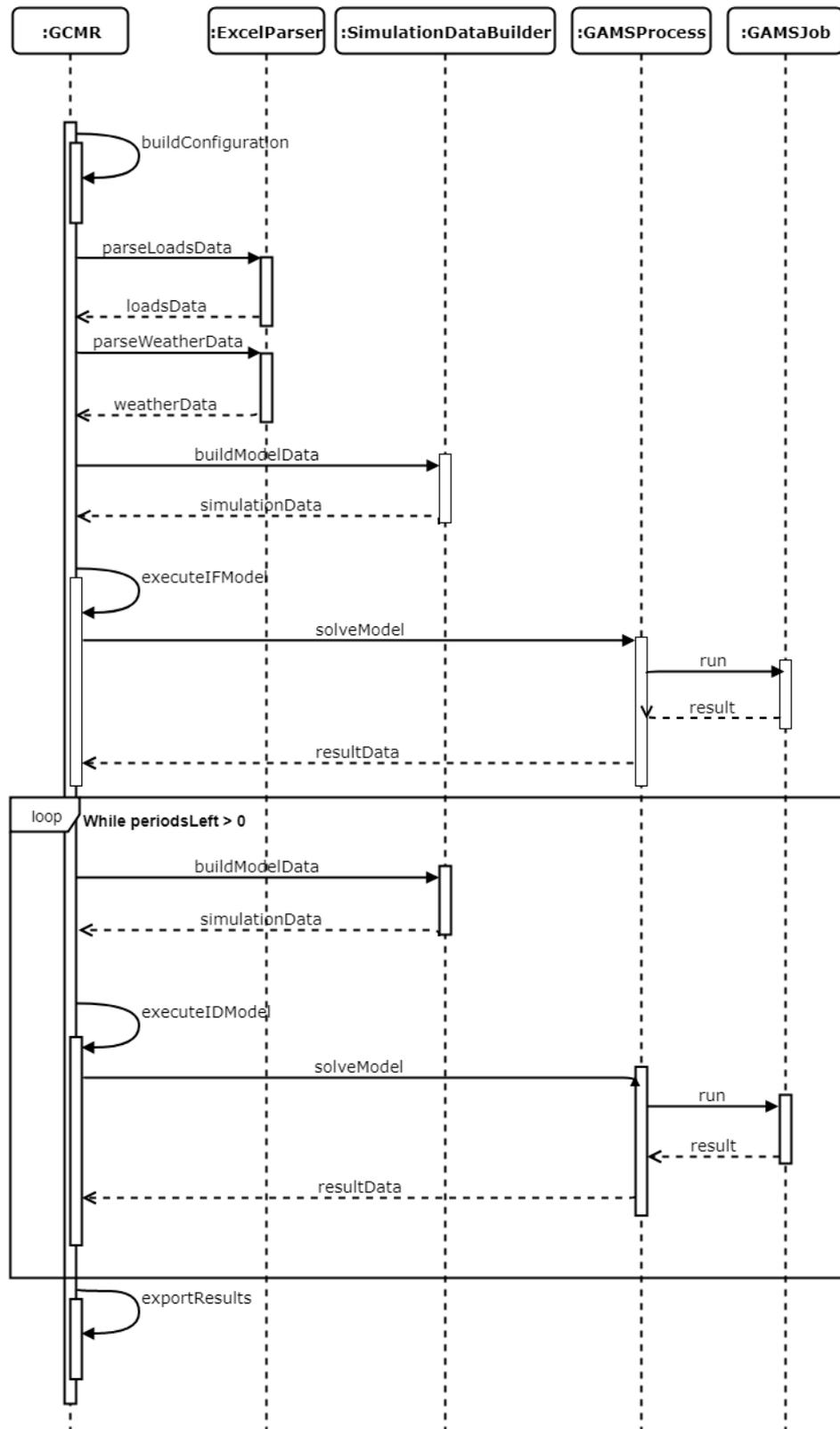


Figura 3.9: Diagrama de sequência do GCMR proposto.

Fonte: Autor.

É possível observar no diagrama de sequência que para toda execução do GCMR é realizado o processo de resolução dos modelos com IF e ID. A diferença é que para o modelo com ID é necessário realizar a iteração para todo o período de interrupção, discretizado em intervalos $\delta t = 5$ (cinco) minutos. Este processo é realizado até que o tempo restante seja 0 (zero), o que significa a chegada ao fim da interrupção.

O último método chamado pelo GCMR é responsável pela exportação dos dados para posterior análise e elaboração dos gráficos apresentados no Capítulo 4. Este método realiza a criação de um arquivo que contém as informações da resolução dos modelos com utilização de IF e ID em um formato padrão CSV.

3.4 Conclusão

No presente capítulo foram apresentados o modelo matemático elaborado e também o GCMR em tempo real responsável pelo gerenciamento dos REDs e cargas de uma MR.

O modelo matemático reflete como objetivo principal a otimização dos custos operacionais em uma MR com a realização de funções de carga não prioritárias e maximização da utilização das fontes renováveis. A priorização no atendimento das cargas é alcançada com a aplicação de penalização nos custos para o caso de não atendimento da demanda associada. O maior aproveitamento das fontes renováveis é alcançado com a sua utilização associada a um SAE, que receberá o excedente de energia gerada pelos REDs renováveis nos instantes em que ocorra o excesso de geração dos sistemas fotovoltaicos e eólicos.

Uma vez que a duração de uma interrupção do fornecimento de energia pela rede principal torna-se difícil pela quantidade de motivos possíveis para a desconexão e também pelo momento do dia em que essa interrupção pode ocorrer, o GCMR em tempo real parte da premissa que receberá esta informação a partir da realização de uma previsão destas variáveis por um sistema especialista. Uma vez recebidas estas informações e com a utilização dos valores previstos para geração através das fontes renováveis e consumo das cargas, o gerenciamento energético é realizado em intervalos pré definidos em cinco minutos, com o GCMR resolvendo o modelo matemático de otimização através do GAMS e utilizando a saída para determinar os *setpoints* de operação dos REDs e cargas.

No próximo capítulo serão apresentados os resultados obtidos a partir do desenvolvimento do GCMR em um ambiente computacional e a aplicação de cenários distintos de execução, apresentando e analisando os resultados obtidos.

Capítulo 4

Testes e Resultados

4.1 Introdução

O presente capítulo apresenta a aplicação do GCMR proposto a alguns cenários com variações que impactam o modo de gerenciamento realizado, ocasionando diferentes resultados nos *setpoints* gerados para os REDs e na priorização das cargas atendidas. Estes resultados são então apresentados e analisados para cada cenário avaliado, com base nos objetivos definidos para este trabalho.

4.2 Microrrede de Referência

A MR de referência utilizada na avaliação do problema de otimização proposto é apresentada na Figura 4.1, sendo composta por REDs e unidades consumidoras (cargas com diferentes níveis de priorização no atendimento). Estes elementos serão gerenciados em um cenário de ilha com relação à rede de distribuição de energia elétrica.

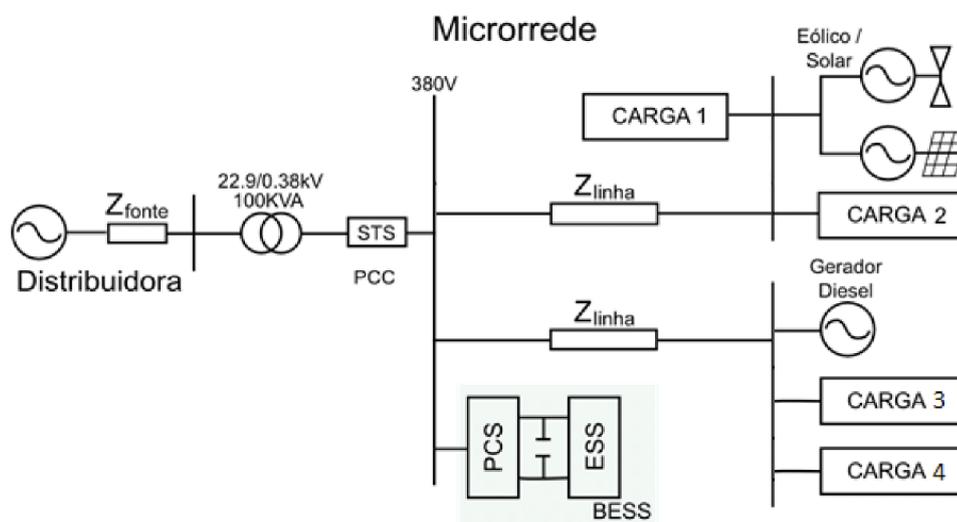


Figura 4.1: Microrrede de referência.

Fonte: Adaptado de (Jeon, Nam, Kim, Kim, Kim, Cho & Kim, 2010).

A MR é baseada no modelo apresentado em (Jeon et al., 2010), em que existem os seguintes REDs: gerador diesel, painéis fotovoltaicos, gerador eólico e sistema de armazenamento de energia. As cargas são classificadas em quatro níveis distintos, de acordo com o grau de priorização de cada classe. Cada classe possui um valor de penalidade para o não fornecimento de energia que será aplicada na função objetivo.

O gerador diesel será o RED despachável da MR, possibilitando o controle de sua geração a partir do GCMR. Apesar do modelo de otimização proposto ser genérico e permitir a inclusão de um ou mais geradores diesel, para os cenários utilizados neste trabalho será utilizado um único gerador, sendo o gerador diesel de potência máxima de 20 kW o selecionado. Na Tabela 4.1 também são apresentados os valores referentes aos parâmetros utilizados para os demais REDs da configuração de MR utilizada no modelo de otimização.

Tabela 4.1: Parâmetros dos REDs da MR.

RED	Descrição e Parâmetros
Gerador Diesel	P_{max} 20 kW, P_{min} 4 kW
Gerador Fotovoltaico	P_{max} 10 kW
Gerador Eólico	P_{max} 10 kW
SAE	Capacidade 10 kWh, $P_{max}^{B,c}$ 10 kW, $P_{max}^{B,d}$ 10 kW

Parâmetros dos REDs utilizados nas simulações. Fonte: Autor.

Com relação à definição das classes de cargas utilizadas, seu consumo máximo e penalidades aplicadas para o não atendimento à sua demanda, serão aplicados nas simulações os valores apresentados na 4.2.

Tabela 4.2: Valor de penalidade para as classes de cargas.

<i>Carga Despachável</i>	<i>Penalidade (\$ / kWh)</i>	<i>Consumo máximo no período t</i>
Classe 1	100	10 kWh
Classe 2	50	18 kWh
Classe 3	25	13 kWh
Classe 4	10	13 kWh

Configuração das cargas. Fonte: Autor.

4.3 Avaliação do Método de Intervalos Dinâmicos

Conforme apresentado anteriormente, este trabalho propõe uma forma diferente para realizar a criação dos intervalos a serem utilizados na resolução do modelo matemático. Esta proposta tem por objetivo reduzir o custo computacional e consequentemente tornar possível a

resolução do problema de otimização em um tempo viável para utilização em um GMCR em tempo real.

Desta forma, duas configurações distintas são utilizadas nas simulações, sendo a primeira configuração utilizando Intervalos Fixos (IF), definidos em 5 minutos. A segunda configuração utiliza Intervalos Dinâmicos (ID) como proposto neste trabalho. A configuração específica de ID utilizada nas simulações foi definida com base no resultado obtido de testes realizados em 4 configurações prévias, conforme pode ser visualizado na Tabela 4.3. A avaliação da configuração selecionada para as simulações utiliza como referência a proximidade dos resultados entre os modelos com IF e ID com relação ao corte de carga realizado, que deve ser a menor entre os casos utilizados.

Tabela 4.3: Configuração utilizada para os intervalos dinâmicos.

Identificador	Primeiro Intervalo	Segundo Intervalo	Terceiro Intervalo
C1	12 x 5 minutos	30 minutos	60 minutos
C2	6 x 5 minutos	10 minutos	20 minutos
C3	6 x 5 minutos	15 minutos	30 minutos
C4	6 x 5 minutos	30 minutos	60 minutos

Configuração utilizada para os intervalos dinâmicos.

Os dados de entrada utilizados neste trabalho são fornecidos com intervalos de 5 minutos, totalizando para um período de 24 horas a quantidade de 288 valores para cada variável fornecida, como irradiação solar, velocidade de ventos e demanda de consumo das cargas existentes. Este intervalo de 5 minutos é o mesmo utilizado como base do modelo com IF e servirá para realizar a comparação de seu resultado com o de resultado obtido de algumas configurações de intervalos dinâmicos. Para a avaliação do resultado da aplicação dos intervalos dinâmicos, foram realizados testes em três cenários distintos, que diferenciam-se pelo início do período de desconexão. O horário da desconexão distinto para cada cenário tem por objetivo avaliar a resposta a diferentes condições do sistema. Os horários de desconexão utilizados foram 01:00 hora, 10:00 horas e 16:00 horas, para uma duração de 320 minutos de interrupção do fornecimento de energia pela rede principal. Esta duração do ilhamento foi o mesmo utilizado em todos os casos executados.

O cenário de interrupção do fornecimento na madrugada (01:00 hora) apresenta as seguintes características: baixo fornecimento de energia pelas fontes renováveis, pois não há geração fotovoltaica, além do baixo consumo de energia pelos consumidores. Para a interrupção às 10:00 horas, é possível observar tanto aumento de consumo pelas cargas quanto aumento na geração de energia pelas fontes renováveis, uma vez que durante este intervalo de ilhamento uma maior atividade solar e de ventos ocorre. Por fim, o terceiro cenário aborda um período de diminuição gradativa no fornecimento de energia pelas fontes renováveis e pelo consumo das cargas, que mantém-se em um nível elevado em comparação com o restante do dia, pois este

intervalo de ilhamento ocorre no final do horário comercial.

Para a avaliação dos resultados apresentados nos gráficos são utilizadas as seguintes variáveis:

- **ID - Geração Diesel:** potência fornecida durante o ilhamento pelo gerador diesel;
- **ID - Geração Eólica:** potência fornecida durante o ilhamento pela geração eólica;
- **ID - Geração Fotovoltaica:** potência fornecida durante o ilhamento pela geração fotovoltaica;
- **ID - Potência Baterias:** potência fornecida pela bateria durante o ilhamento pelo SAE;
- **ID - Potência Cargas:** potência consumida por todas as cargas durante o ilhamento;
- **ID - TPP:** total de potência produzida durante o ilhamento pelos REDs e SAE;
- **ID - Bateria SoC:** estado de carga do SAE durante o ilhamento com utilização do modelo com ID;
- **IF - Bateria SoC:** estado de carga do SAE durante o ilhamento com utilização do modelo com IF;

4.3.1 Interrupção ocorrida às 16:00 horas

É possível observar na Tabela 4.4 os resultados obtidos para a interrupção ocorrida às 16:00 horas. Observa-se a necessidade da realização de corte de cargas para todas as configurações de ID e também para IF, pois a partir de 16:10 horas ocorre uma redução progressiva no fornecimento de energia pela fonte fotovoltaica, demandando uma ação de desligamento de cargas menos prioritárias. Nas Figuras 4.3, 4.5, 4.7 e 4.9 é possível observar momentos do carregamento do SAE nos horários em que a potência demandada pelas cargas é inferior ao total de potência produzida.

Tabela 4.4: Comparação entre os casos executados - Desconexão às 16:00 horas.

Caso	Consumo Cargas	ENS (Energia Não Suprida) IF	ENS ID	Varição
C1	238,4 kWh	94,96 kWh	98,10 kWh	+1,32%
C2	238,4 kWh	94,96 kWh	99,28 kWh	+1,81%
C3	238,4 kWh	94,96 kWh	102,18 kWh	+3,03%
C4	238,4 kWh	94,96 kWh	99,24 kWh	+1,79%

Comparação entre ID e IF para interrupção realizada às 16:00 horas.

Com relação à utilização do SAE, apesar de seu estado final de carga ser o mesmo, observa-se sua operação com níveis de estado de carga superiores no modelo IF em todo o

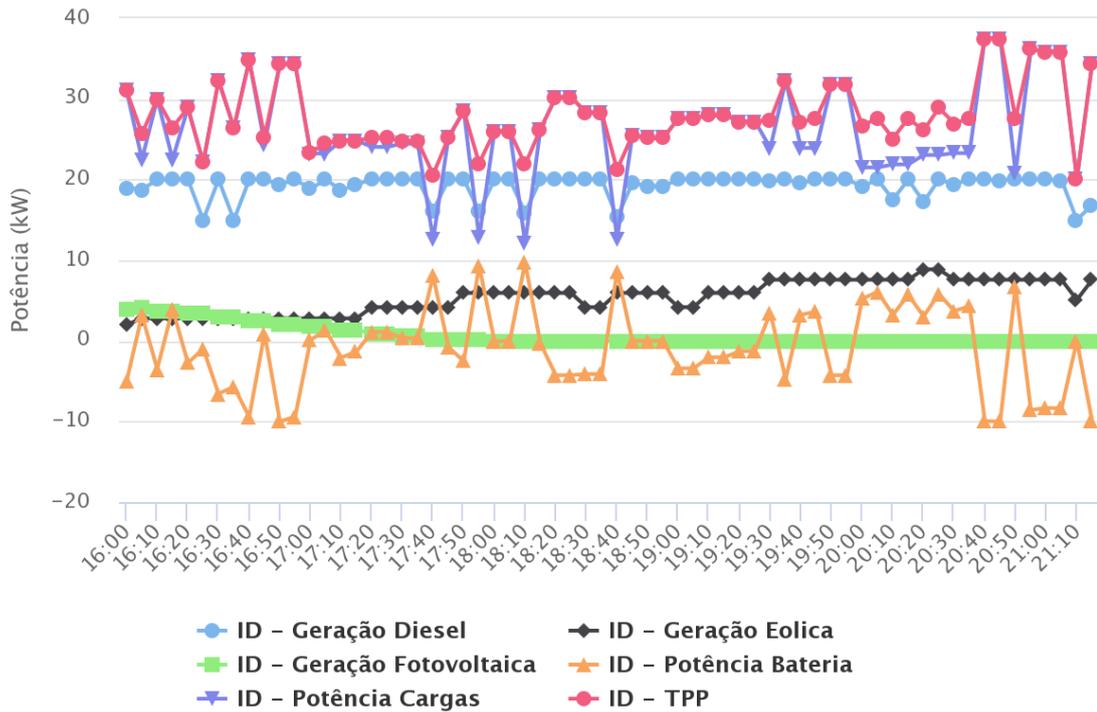


Figura 4.2: Resultado da execução do C1 - Desconexão às 16:00 horas.
 Fonte: Autor.



Figura 4.3: Comportamento do Estado de Carga do SAE - Desconexão às 16:00 horas.
 Fonte: Autor.

período de desconexão, que pode auxiliar para casos de alteração não prevista no consumo das cargas. Entre as configurações utilizadas para ID, cujos resultados podem ser observados nas

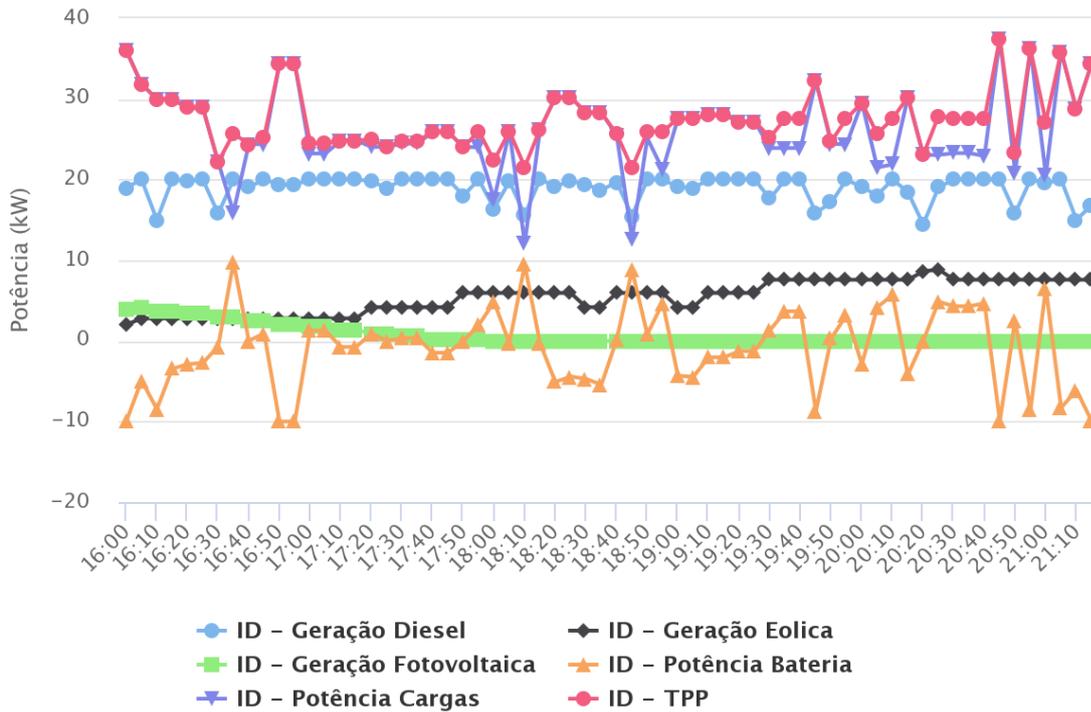


Figura 4.4: Resultado da execução do C2 - Desconexão às 16:00 horas.

Fonte: Autor.

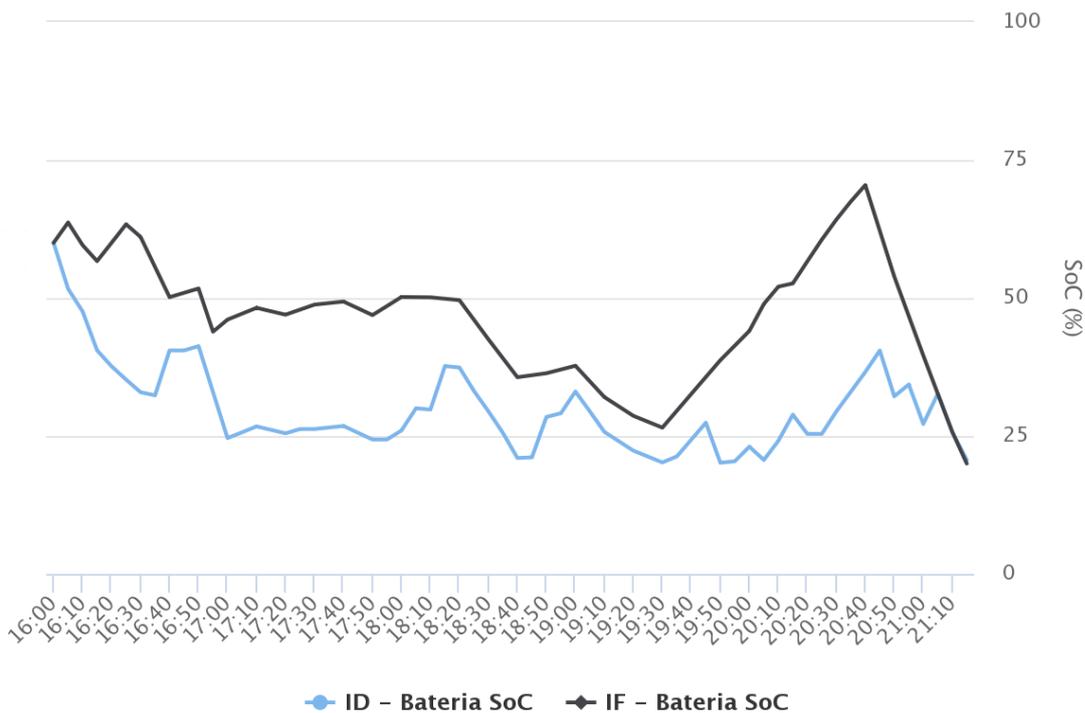


Figura 4.5: Comportamento do Estado de Carga do SAE - Desconexão às 16:00 horas.

Fonte: Autor.

Figuras [4.2](#), [4.4](#), [4.6](#) e [4.8](#), não há alterações significativas no comportamento do SAE, em que este é programado para utilizar uma parcela significativa de sua energia armazenada logo no início do período de interrupção, para depois manter o nível de estado de carga em valores infe-

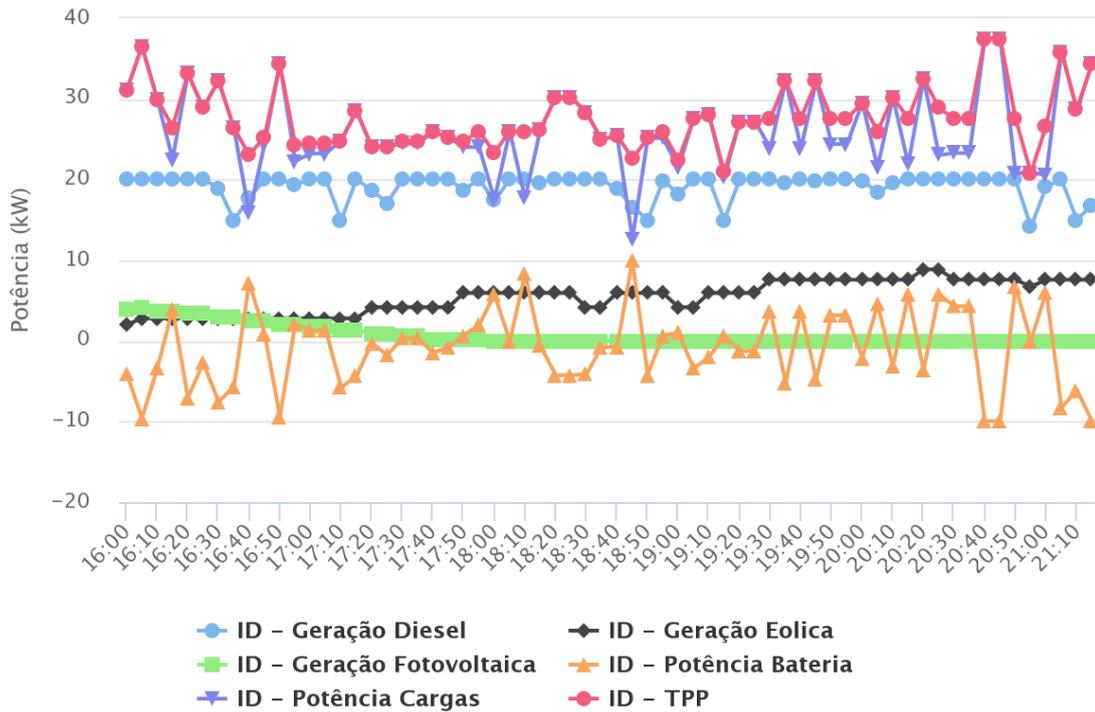


Figura 4.6: Resultado da execução do C3 - Desconexão às 16:00 horas.

Fonte: Autor.

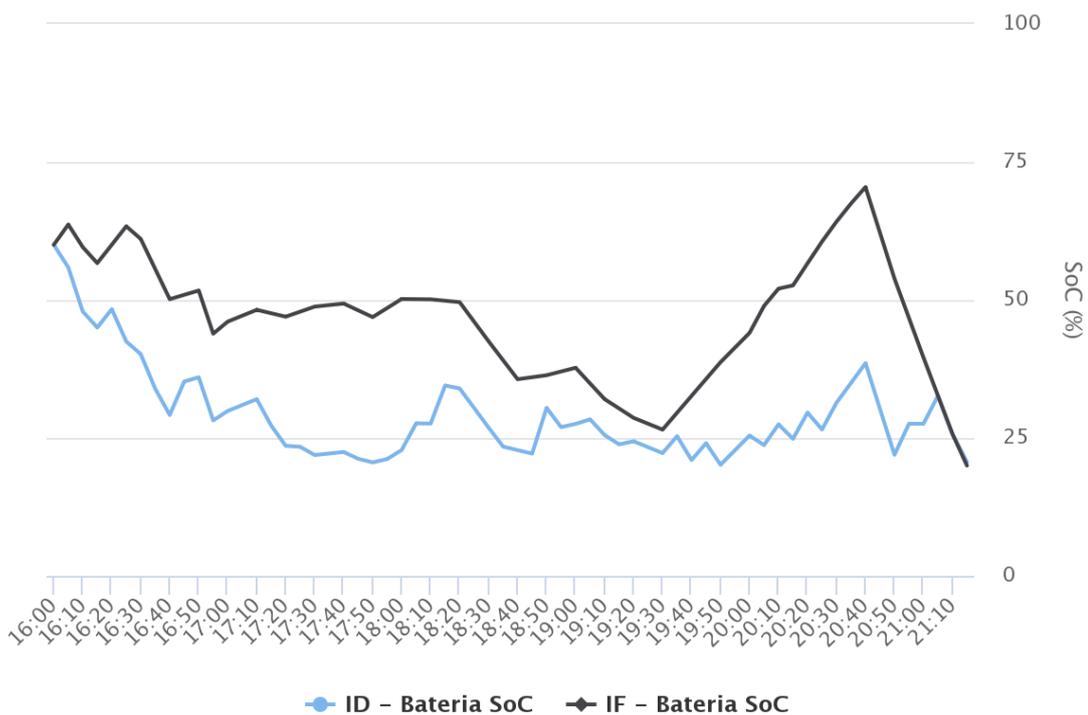


Figura 4.7: Comportamento do Estado de Carga do SAE - Desconexão às 16:00 horas.

Fonte: Autor.

riores se comparados ao caso com utilização de IF. A configuração 12-30-60 para ID foi a que apresentou comportamento de variação do estado de carga do SAE mais próximo ao caso de referência com IF. Isto deve-se ao fato desta configuração utilizar os primeiros 12 intervalos de

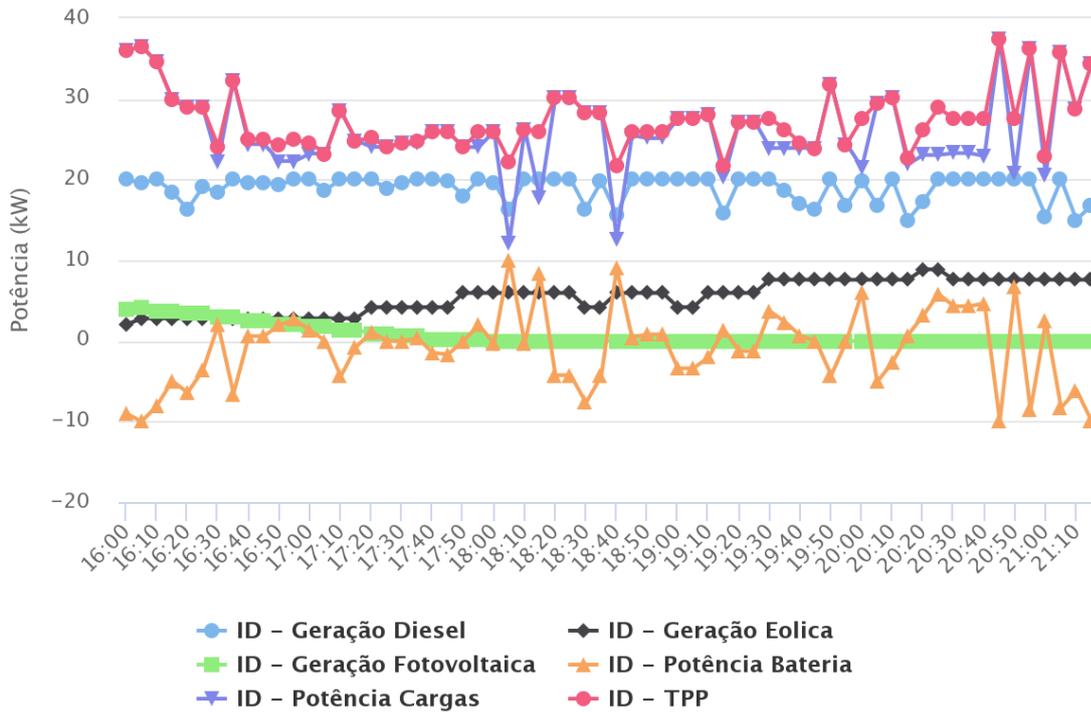


Figura 4.8: Resultado da execução do C4 - Desconexão às 16:00 horas.

Fonte: Autor.

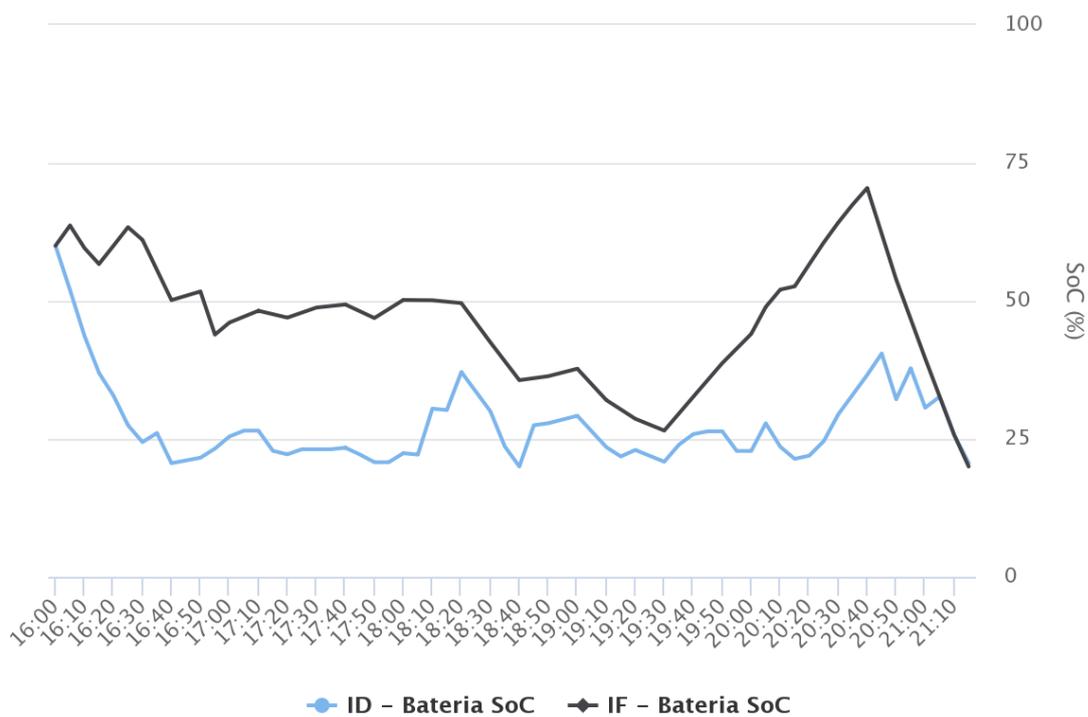


Figura 4.9: Comportamento do Estado de Carga do SAE - Desconexão às 16:00 horas.

Fonte: Autor.

5 minutos, fazendo com que a entrada de dados e a própria resolução dos modelos com IF e ID fiquem mais próximos.

4.3.2 Interrupção ocorrida às 01:00 hora

A execução de um cenário ocorrido durante período noturno tem por objetivo avaliar a resposta do modelo à pouca demanda das cargas e baixa disponibilidade de renováveis, pela falta de fornecimento de energia pelas fontes fotovoltaicas. Como é possível observar na Tabela 4.5, não há corte de cargas no modelo com IF, mas no modelo com ID um pequeno corte de carga ocorre, sendo este na faixa de 0,35% da demanda prevista para as cargas.

Este corte de carga do modelo com ID ocorreu pelo aumento do consumo das cargas ao final do período de ilhamento, onde este utiliza intervalos de até 1 hora. Nestes casos, alterações acima da média deste período podem não ser bem antecipadas pelo modelo, podendo resultar até em cortes de cargas pontuais, como ocorrido neste cenário.

Tabela 4.5: Comparação entre os casos executados - Desconexão às 01:00 hora.

Caso	Consumo Cargas	ENS IF	ENS ID	Variação
C1	120,09 kWh	0 kWh	0 kWh	0%
C2	120,09 kWh	0 kWh	0,42 kWh	+0,35%
C3	120,09 kWh	0 kWh	0,42 kWh	+0,35%
C4	120,09 kWh	0 kWh	0,42 kWh	+0,35%

Comparação entre ID e IF para interrupção realizada às 01:00 hora.

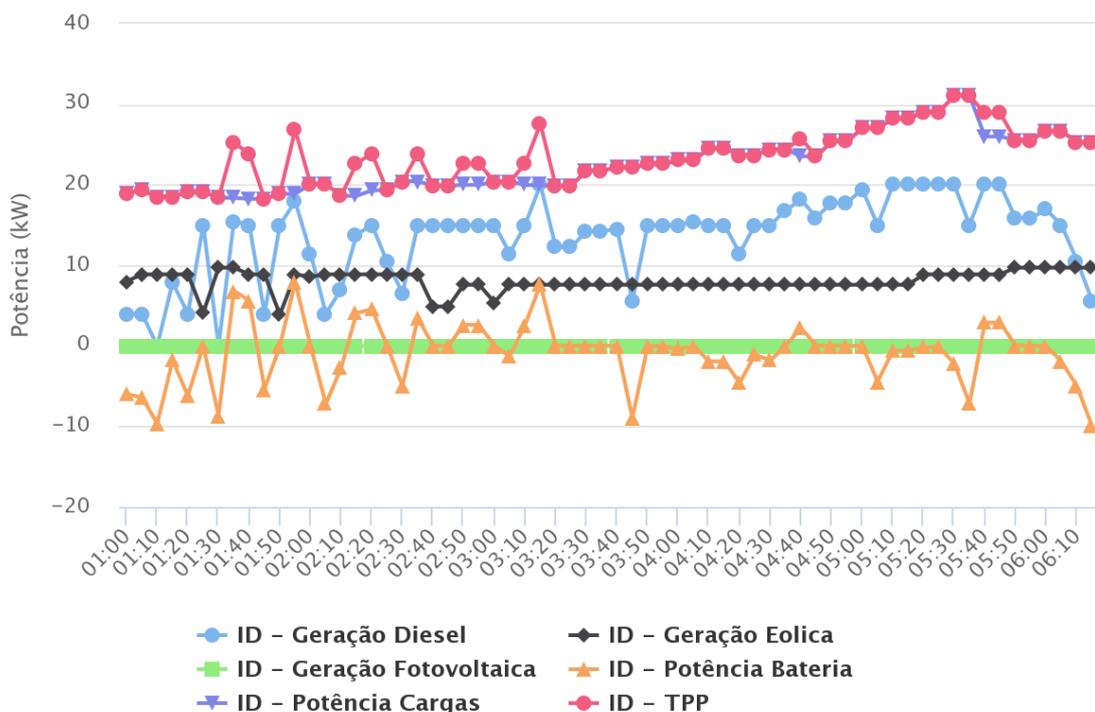


Figura 4.10: Resultado da execução do C1 - Desconexão às 01:00 hora.

Fonte: Autor.

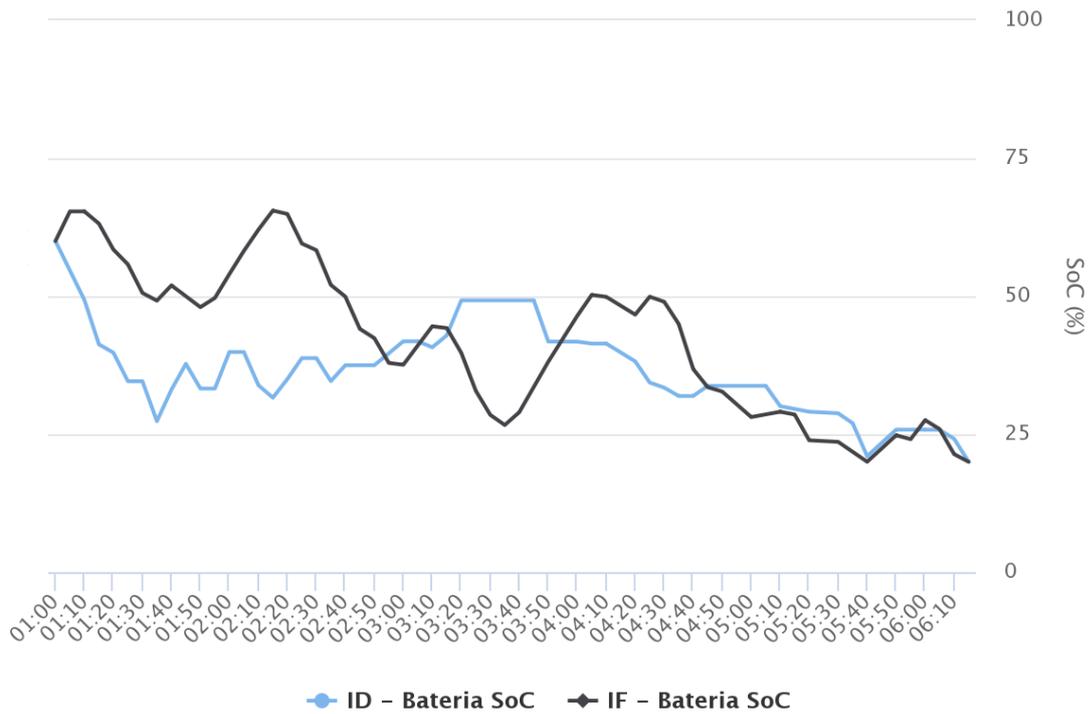


Figura 4.11: Comportamento do Estado de Carga do SAE - Desconexão às 01:00 hora.

Fonte: Autor.

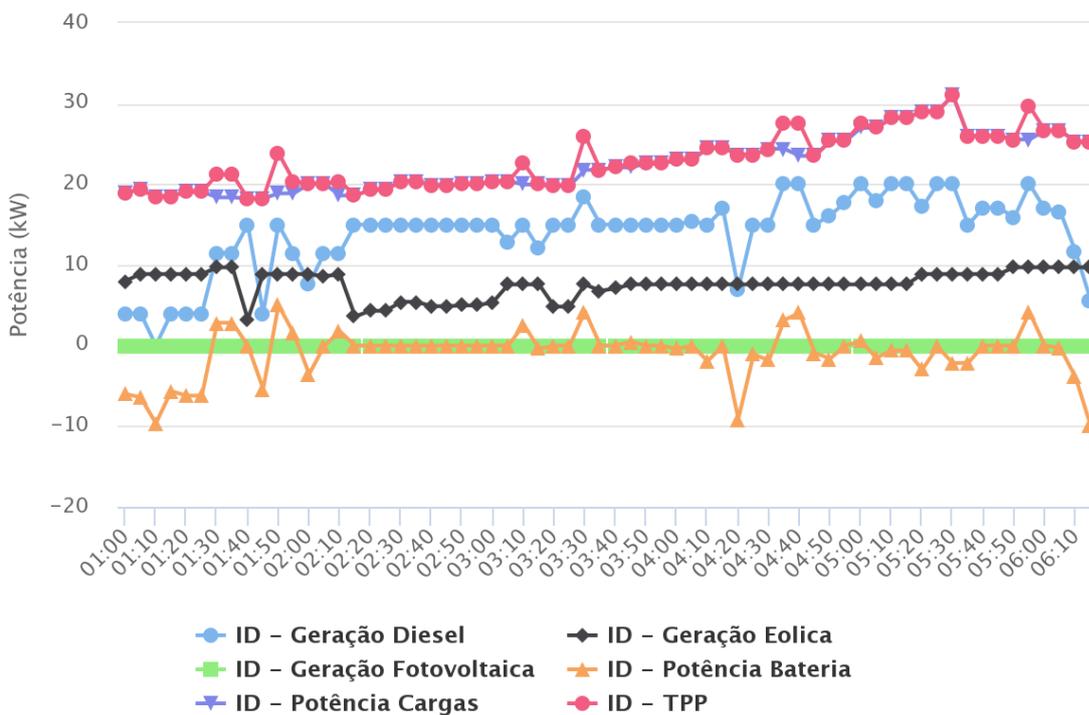


Figura 4.12: Resultado da execução do C2 - Desconexão às 01:00 hora.

Fonte: Autor.

É possível observar nas Figuras [4.11](#), [4.13](#), [4.15](#) e [4.17](#) comportamentos semelhantes para o SoC do SAE para o modelo ID, em que não ocorrem variações em sua utilização durante a interrupção, diferente do modelo IF, em que é possível visualizar pequenos ciclos de cargas

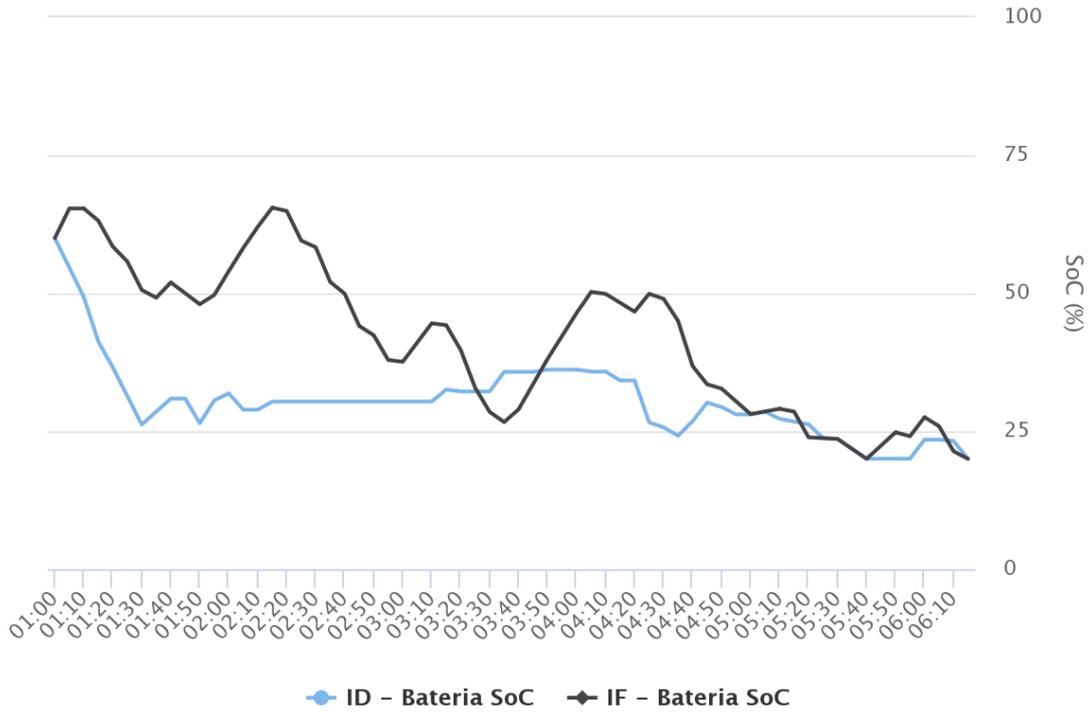


Figura 4.13: Comportamento do Estado de Carga do SAE - Desconexão às 01:00 hora.
 Fonte: Autor.

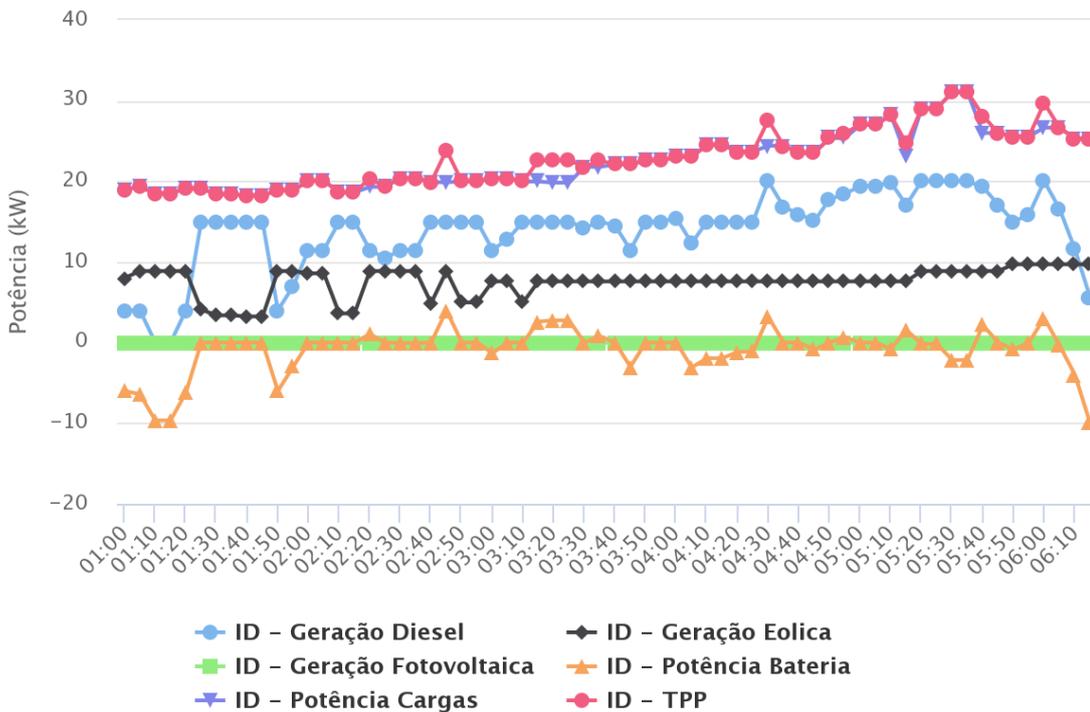


Figura 4.14: Resultado da execução do C3 - Desconexão às 01:00 hora.
 Fonte: Autor.

da bateria e um ciclo maior, iniciando às 03:40 horas, que corresponde ao horário de menor demanda energética pelas cargas alimentadas na MR. Novamente, a configuração 12-30-60 de ID apresenta comportamento mais próximo ao resultado obtido no modelo com IF para a

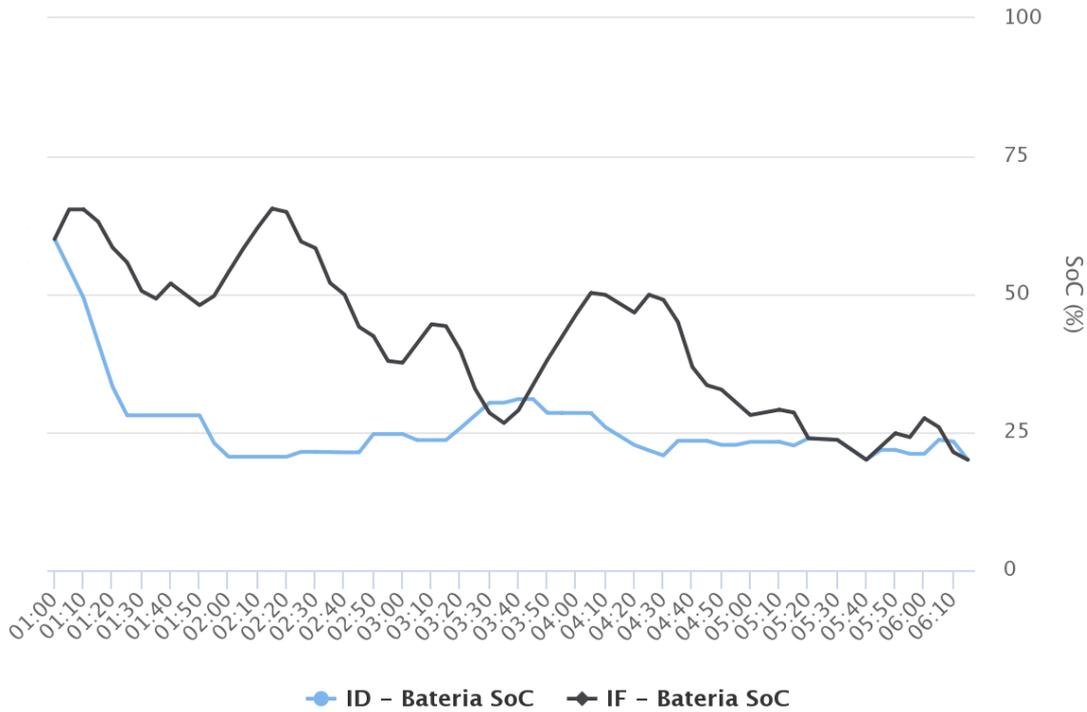


Figura 4.15: Comportamento do Estado de Carga do SAE - Desconexão às 01:00 hora.
 Fonte: Autor.

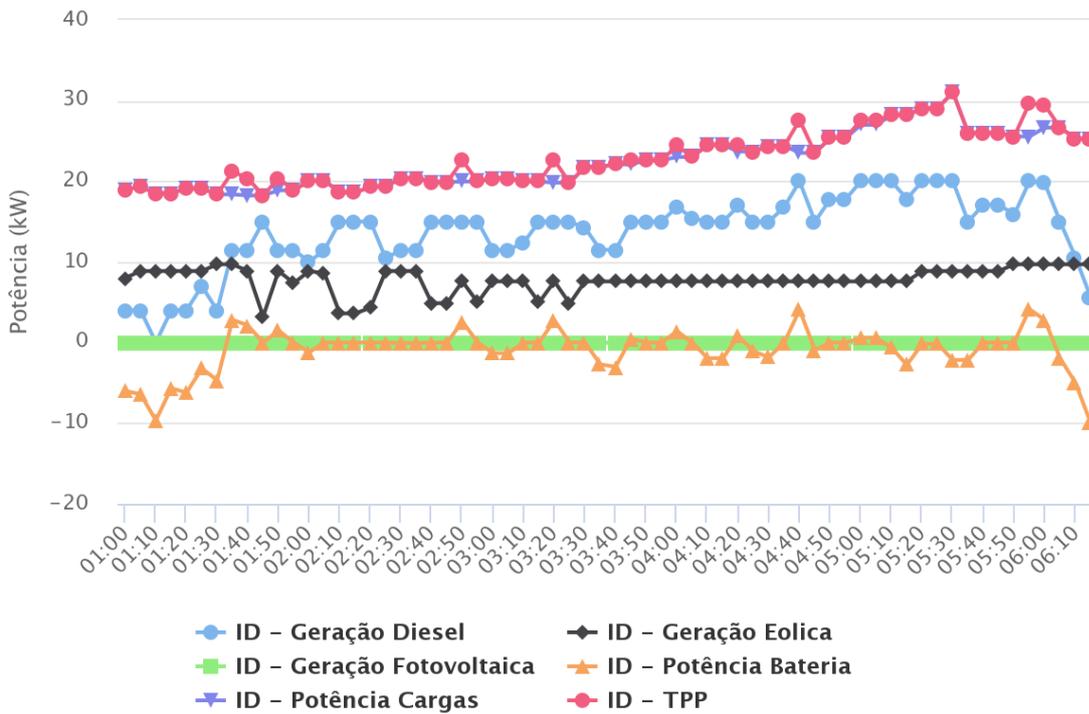


Figura 4.16: Resultado da execução do C4 - Desconexão às 01:00 hora.
 Fonte: Autor.

utilização do SAE. Apesar de não ser considerado neste trabalho informações relacionadas à utilização de ciclos de carregamento e descarregamento da bateria, os dados obtidos são de importância para a análise dos resultados, pois uma maior utilização da bateria tem impacto em

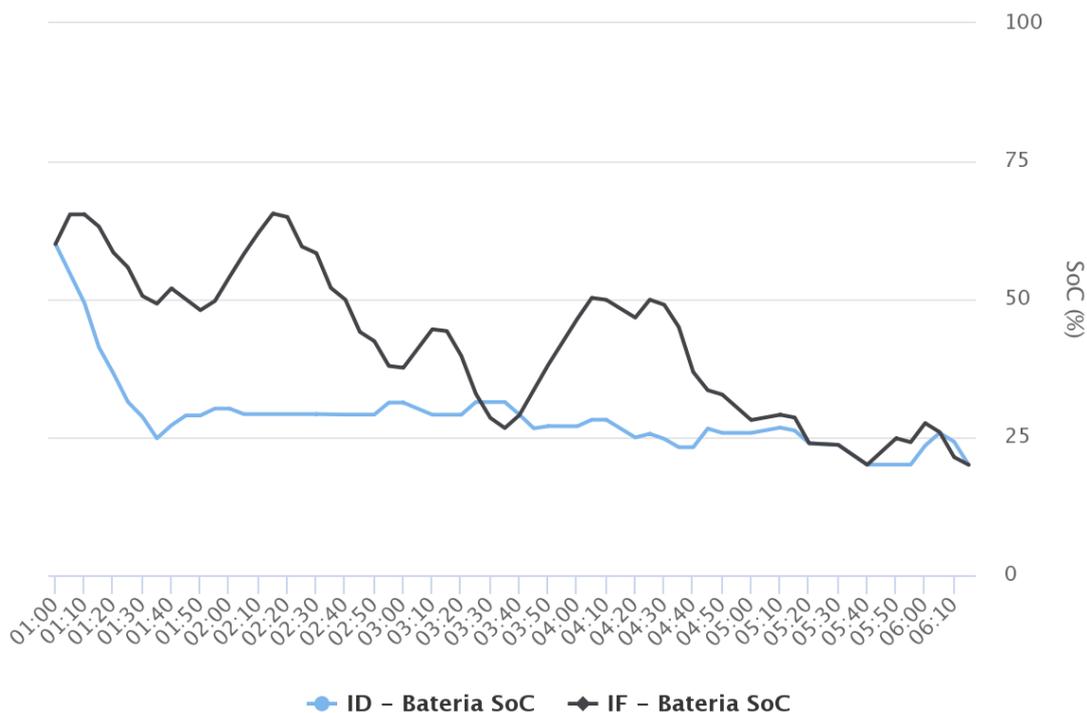


Figura 4.17: Comportamento do Estado de Carga do SAE - Desconexão às 01:00 hora.
Fonte: Autor.

sua vida útil.

Com relação aos demais REDs, é possível observar uma maior utilização do gerador diesel, em virtude de não existir geração a partir da energia solar neste período. As Figuras 4.10, 4.12, 4.14 e 4.16 apresentam o comportamento destes REDs para o período de interrupção.

4.3.3 Interrupção ocorrida às 10:00 horas

Um terceiro cenário de execução do modelo tem por objetivo avaliar o comportamento durante um período de incremento no fornecimento de energia pelas fontes fotovoltaicas. Na interrupção ocorrida às 10:00 horas, é possível observar também uma pequena diferença nos resultados obtidos para o modelo ID, em que ocorre também pequenos cortes de cargas com valores inferiores a 1%. Na execução deste cenário pelo modelo IF, não há o corte de carga realizado, conforme pode ser observado na Tabela 4.6.

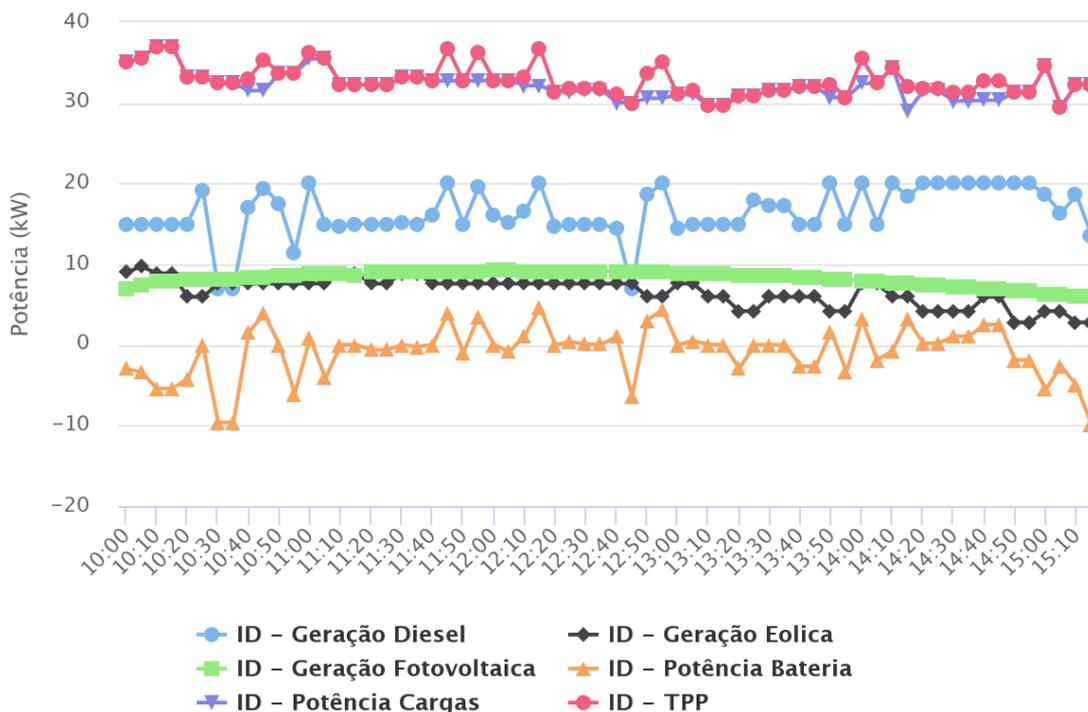
É possível observar nas Figuras 4.19, 4.21, 4.23 e 4.25 comportamentos semelhantes para o SoC do SAE, não ocorrendo variações em sua utilização durante a interrupção no modelo ID, diferente do modelo IF, em que é possível visualizar um descarregamento inicial e dois ciclos de carga da bateria, iniciando às 11:20 e 12:50, horários em que o fornecimento de energia das fontes fotovoltaicas está próximo ao seu limite superior para o dia analisado.

Apesar de contar com grande geração de energia a partir das fontes renováveis, esse pe-

Tabela 4.6: Comparação entre os casos executados - Desconexão às 10:00 horas.

Caso	Consumo Cargas	ENS IF	ENS ID	Varição
C1	172,3 kWh	0 kWh	0,88 kWh	+0,51%
C2	172,3 kWh	0 kWh	0,86 kWh	+0,50%
C3	172,3 kWh	0 kWh	1,29 kWh	+0,75%
C4	172,3 kWh	0 kWh	1,32 kWh	+0,77%

Comparação entre ID e IF para interrupção realizada às 10:00 horas.

**Figura 4.18:** Resultado da execução do C1 - Desconexão às 10:00 horas.

Fonte: Autor.

ríodo contém também um incremento no consumo das cargas, fazendo com que os REDs funcionem próximos a sua capacidade máxima de geração. Este comportamento é apresentado nas Figuras [4.18](#), [4.20](#), [4.22](#) e [4.24](#).

4.3.4 Análise dos Cenários Avaliados

De uma forma geral, é possível visualizar nos resultados a diferença na utilização do SAE entre o método de IF, com a utilização dos intervalos originais de 5 minutos e o método com ID, onde são utilizadas configurações de acordo com o apresentado na Tabela [4.3](#). Uma vez que a utilização do SAE é preferida em relação ao gerador diesel, pelos custos de operação definidos no modelo aplicado, na utilização dos intervalos dinâmicos seu valor fica aproximadamente 20% de armazenamento, sendo este o mínimo permitido para o modelo do SAE utilizado.

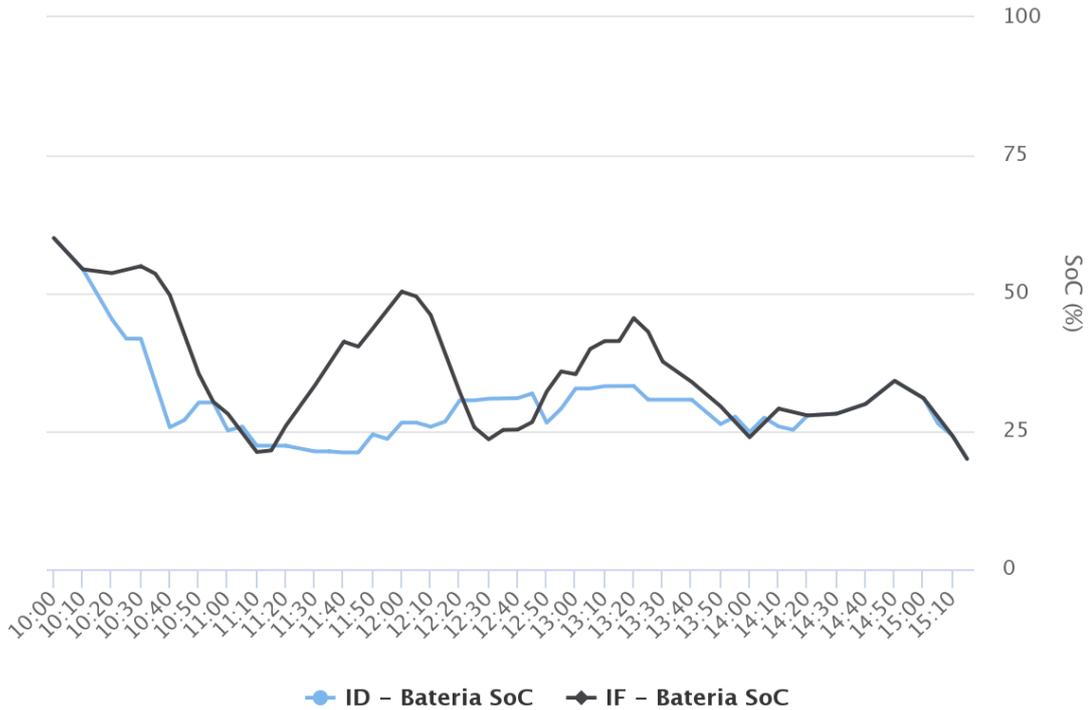


Figura 4.19: Comportamento do Estado de Carga do SAE - Desconexão às 10:00 horas.
Fonte: Autor.

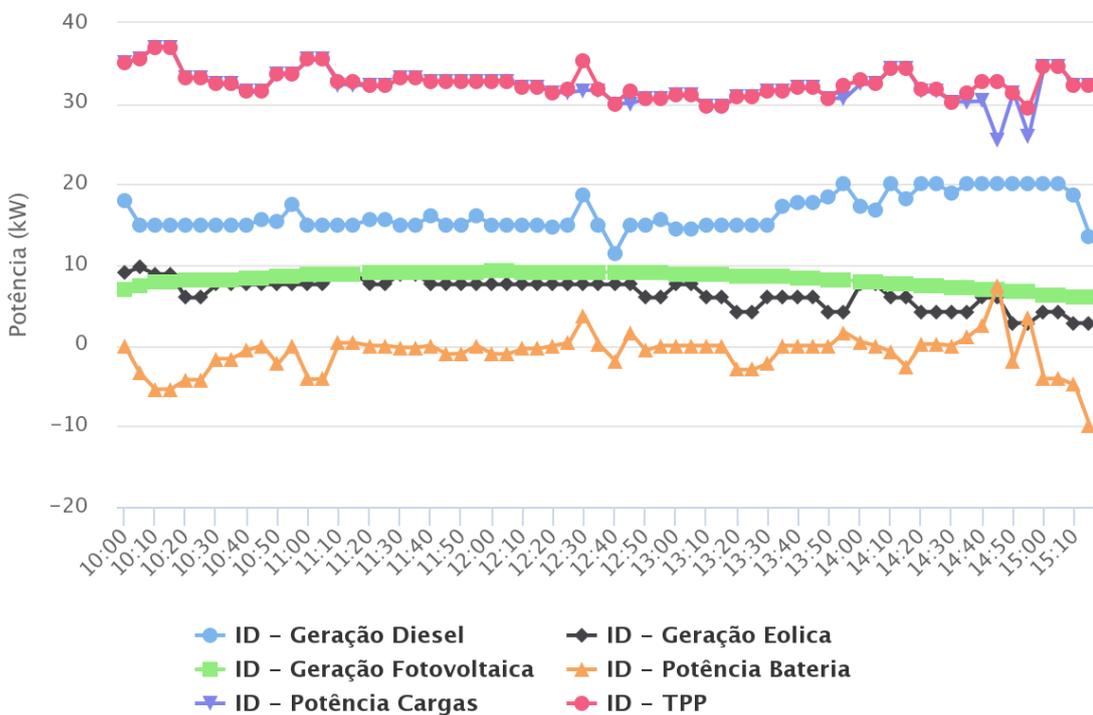


Figura 4.20: Resultado da execução do C2 - Desconexão às 10:00 horas.
Fonte: Autor.

Nos casos com a utilização dos intervalos dinâmicos há redução no tempo de execução, tornando possível sua aplicação para os cenários utilizados em um GCMR de tempo real, pois a execução total da resolução do modelo matemático foi menor ao tempo do período de moni-

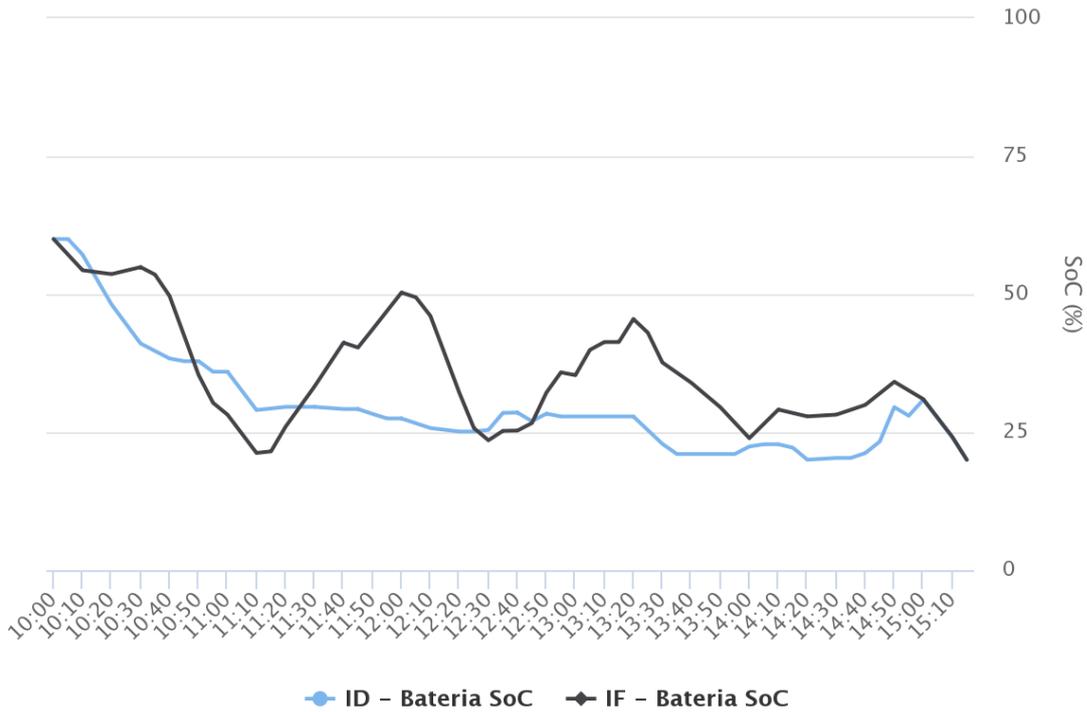


Figura 4.21: Comportamento do Estado de Carga do SAE - Desconexão às 10:00 horas.
 Fonte: Autor.

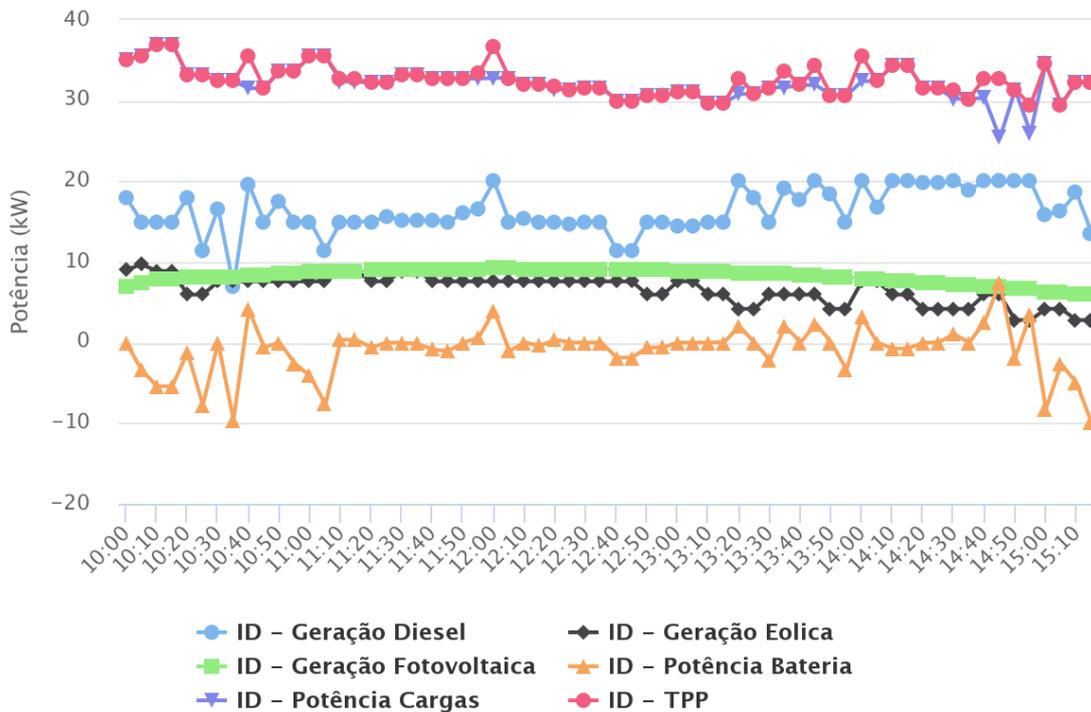


Figura 4.22: Resultado da execução do C3 - Desconexão às 10:00 horas.
 Fonte: Autor.

toramento em tempo real, que neste caso é de 5 minutos. Entretanto, nota-se um aumento nos custos de operação da MR, pois utilizam-se informações agregadas, que dependem do tamanho dos períodos utilizados. Nota-se que quanto maior o períodos dos intervalos 2 e 3, maior será o

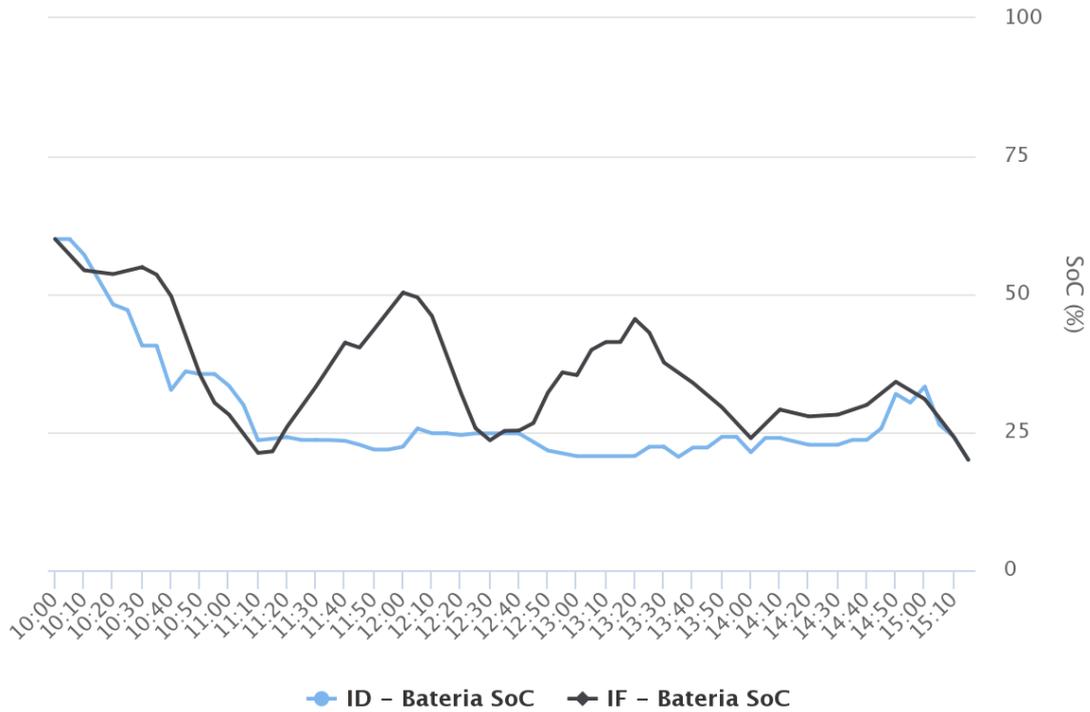


Figura 4.23: Comportamento do Estado de Carga do SAE - Desconexão às 10:00 horas.
Fonte: Autor.

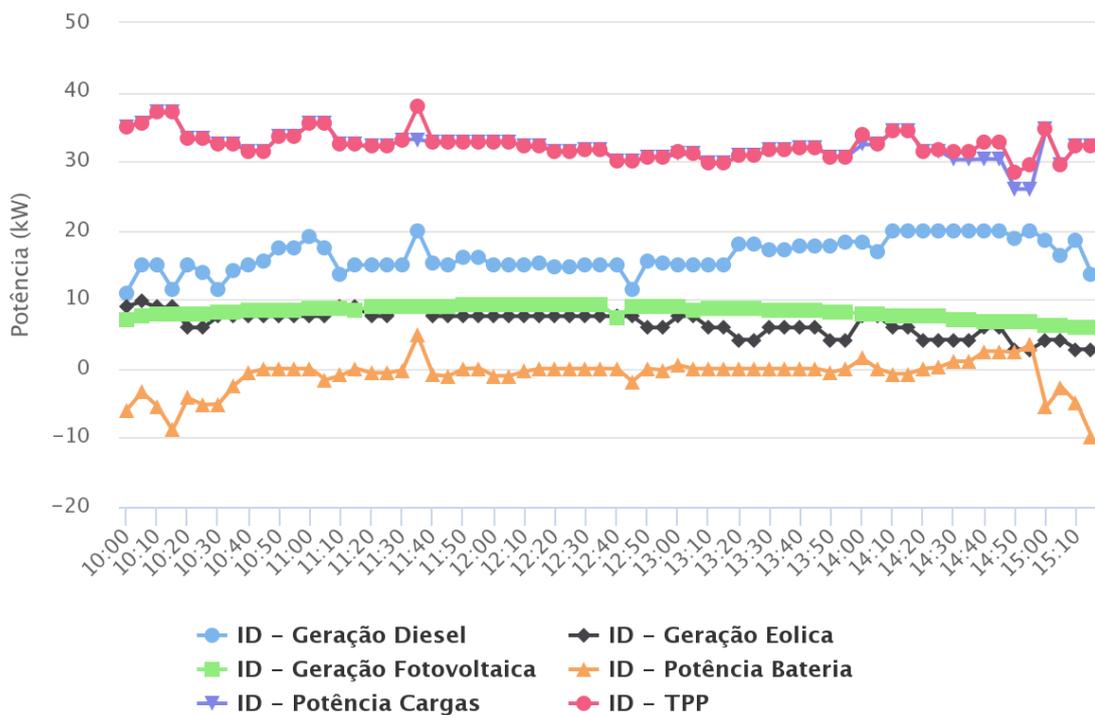


Figura 4.24: Resultado da execução do C4 - Desconexão às 10:00 horas.
Fonte: Autor.

custo de operação da MR, pois pequenos cortes adicionais de cargas necessários ocasionam um aumento do valor da função objetivo. Porém, o incremento do corte necessário mantém-se em valores inferiores a 3%.

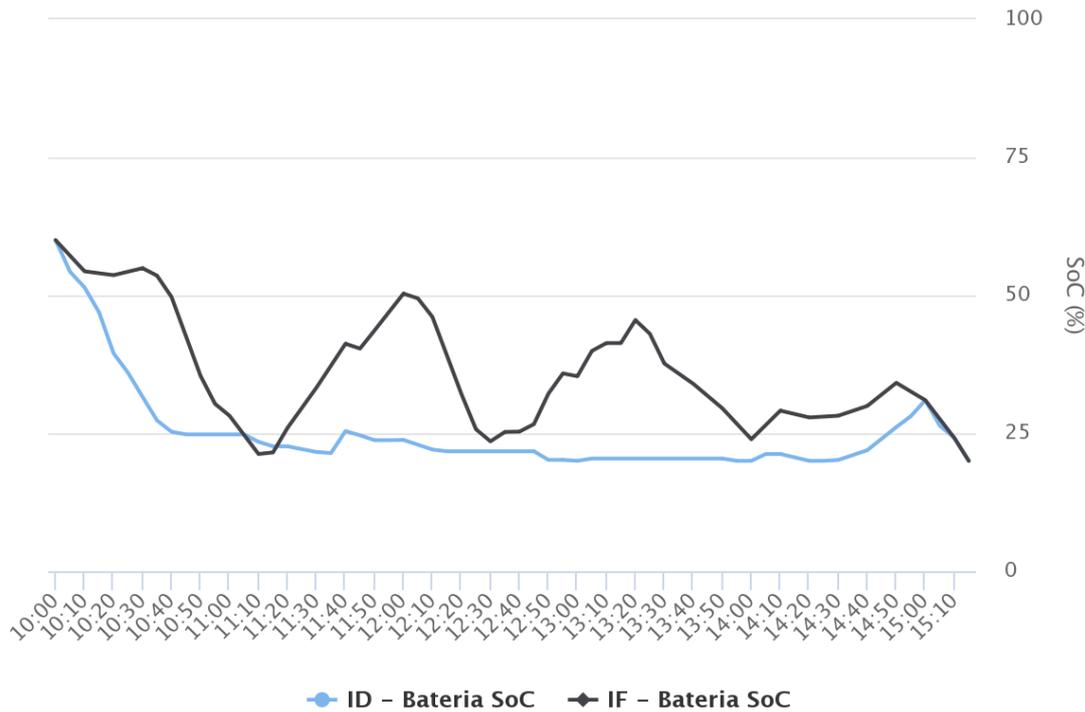


Figura 4.25: Comportamento do Estado de Carga do SAE - Desconexão às 10:00 horas.

Fonte: Autor.

Esta diferença obtida com relação ao corte de carga entre os modelos com IF e ID é esperada, pois uma premissa para a proposta de aplicação dos intervalos dinâmicos é o erro que ocorre na previsão das variáveis utilizadas para uma desconexão de longa duração, em que esse erro associado à previsão da demanda e geração são maiores para os intervalos finais deste período de interrupção.

Com base nos resultados obtidos da avaliação das respostas das configurações utilizadas, os demais testes utilizarão o modelo ID com a configuração C1 (12-30-60), sendo 12 períodos iniciais de 5 minutos para o primeiro intervalo, 30 minutos para o segundo intervalo e 60 minutos para o terceiro intervalo.

4.4 Gerenciamento da MR com priorização das cargas

As simulações e resultados apresentados nesta seção tem por objetivo realizar uma avaliação do modelo ID na utilização da configuração determinada na seção anterior, que obteve resultados próximos à modelagem com IF. Novamente, os casos avaliados compreendem diferentes horários do dia, buscando obter informações relevantes com relação a resposta do modelo ID em face a diferentes níveis de fornecimento de energia e consumo das cargas.

Nas simulações a seguir, são comparados os resultados levando-se em conta a execução do modelo ID com base na utilização ou não da priorização das cargas. O método de priorização

de cargas proposto neste trabalho busca atender a cenários em que é importante o fornecimento de determinadas cargas existentes no sistema da MR.

Será analisado também o tempo de execução de ambos modelos para os casos realizados, buscando avaliar a viabilidade de execução dos modelos IF e ID em um ambiente de gerenciamento online, em que o tempo de resolução do modelo deverá ser menor que o período de monitoramento utilizado, buscando atender às restrições de tempo de resposta adequados para cada caso.

4.4.1 Caso 1 - Gerenciamento da MR com demanda acima da geração

Neste caso é considerada a situação onde a demanda das cargas é superior à capacidade de atendimento dos REDs da MR. Assim sendo, deverá ocorrer uma seleção das cargas a serem atendidas durante o período de interrupção. Uma interrupção de longa duração é avaliada, em que a desconexão ocorre às 10:00 horas com uma duração total de 640 minutos. Esse período de desconexão compreende grande parte do horário comercial e também início da noite, horário em que a geração de energia pela fonte fotovoltaica possui valores mínimos.

Tabela 4.7: Resultados no gerenciamento com e sem priorização de cargas

Cenário	Carga	Consumo	ENS	Tempo Atendido
Sem Priorização	Classe 1	153,44 kWh	25,73 kWh (16,76%)	520 minutos (81,25%)
	Classe 2	83,03 kWh	21,98 kWh (26,47%)	520 minutos (81,25%)
	Classe 3	105,27 kWh	30,72 kWh (29,18%)	505 minutos (78,90%)
	Classe 4	62,83 kWh	18,11 kWh (28,82%)	460 minutos (71,87%)
	Total	404,57 kWh	96,54 kWh (23,86%)	
Com Priorização	Classe 1	153,44 kWh	0 kWh (0%)	640 minutos (100%)
	Classe 2	83,03 kWh	3,47 kWh (4,18%)	625 minutos (97,66%)
	Classe 3	105,27 kWh	61,20 kWh (58,13%)	375 minutos (58,60%)
	Classe 4	62,83 kWh	29,17 kWh (46,42%)	350 minutos (54,69%)
	Total	404,57 kWh	93,84 kWh (23,19%)	

Analisando os resultados apresentados na Tabela 4.7, para o mesmo período e utilizando o modelo com priorização das cargas por classes, é ponto de destaque a diferença no atendimento às cargas das Classes 1 e 2, uma vez que estas apresentam grandes penalidades para cortes de fornecimento. No modelo sem priorização de cargas, a Classe 1 não foi suprida em 16.76% de sua demanda total para o período de desconexão, enquanto que no modelo proposto com priorização o atendimento foi total. Houve corte também no fornecimento de energia para a Classe 2 de consumidores, em que o corte realizado foi reduzido em 84.2%. Conseqüentemente, o atendimento às classes prioritárias impacta no corte de cargas menos prioritárias, que no caso das Classes 3 e 4 resultou em aumento no corte de cargas em 99.2% e 61.1%, respectivamente.

De forma geral, o modelo proposto com priorização de cargas obteve resultados melhores no atendimento à todas as cargas da MR durante o período de desconexão com uma redução nos cortes em 2.8%. É possível observar também um comportamento mais estável com relação à utilização do SAE, conforme pode ser observado nas Figuras 4.28 e 4.29.

Analisando em detalhes o comportamento do SAE, é possível identificar que este acompanha a demanda das cargas atendidas. Este fato ocorre pois o SAE possui capacidade de resposta mais rápida do que o gerador diesel, além de possuir custos operacionais muito inferiores no modelo proposto. Logo, dentro das restrições impostas no modelo proposto, o SAE sempre terá preferência no atendimento às cargas e também na utilização de energia excedente gerada pelos geradores alimentados com fontes renováveis.

O tempo de atendimento das cargas é impactado de igual maneira quando aplicado o modelo com priorização de cargas, em que há um aumento no atendimento das classes 1 e 2 em 23,08% e 20,20% respectivamente e diminuição nas classes menos prioritárias 3 e 4 em 25,73% e 23,09%.

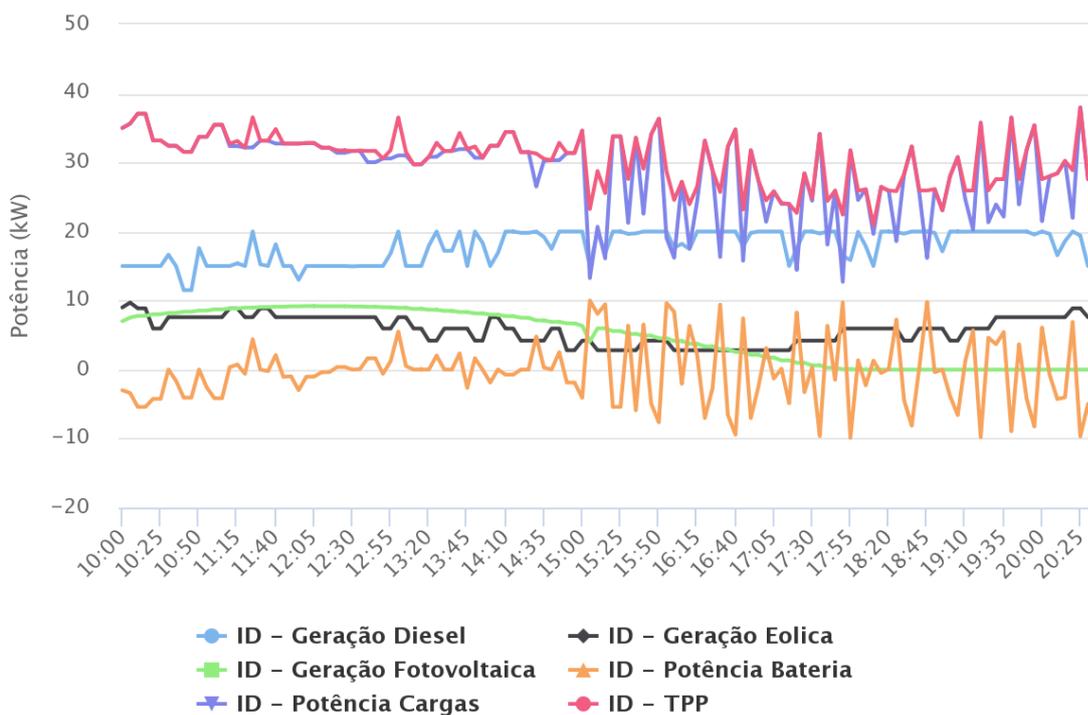


Figura 4.26: Resultado da execução do Caso 1 sem priorização
Fonte: Autor.

Com base nos resultados obtidos para a primeira simulação deste caso, foi realizado uma segunda simulação alterando-se o horário de interrupção, com o objetivo de avaliar o comportamento do GCMR durante períodos de baixa penetração de energias renováveis que, no caso da MR avaliada, corresponde aos horários de menor geração de energia pelas fontes fotovoltaicas. Logo, o horário de interrupção escolhido foi às 16:00 para uma duração total de 380 minutos.

Nesta nova simulação é possível visualizar novamente as diferenças no atendimento às

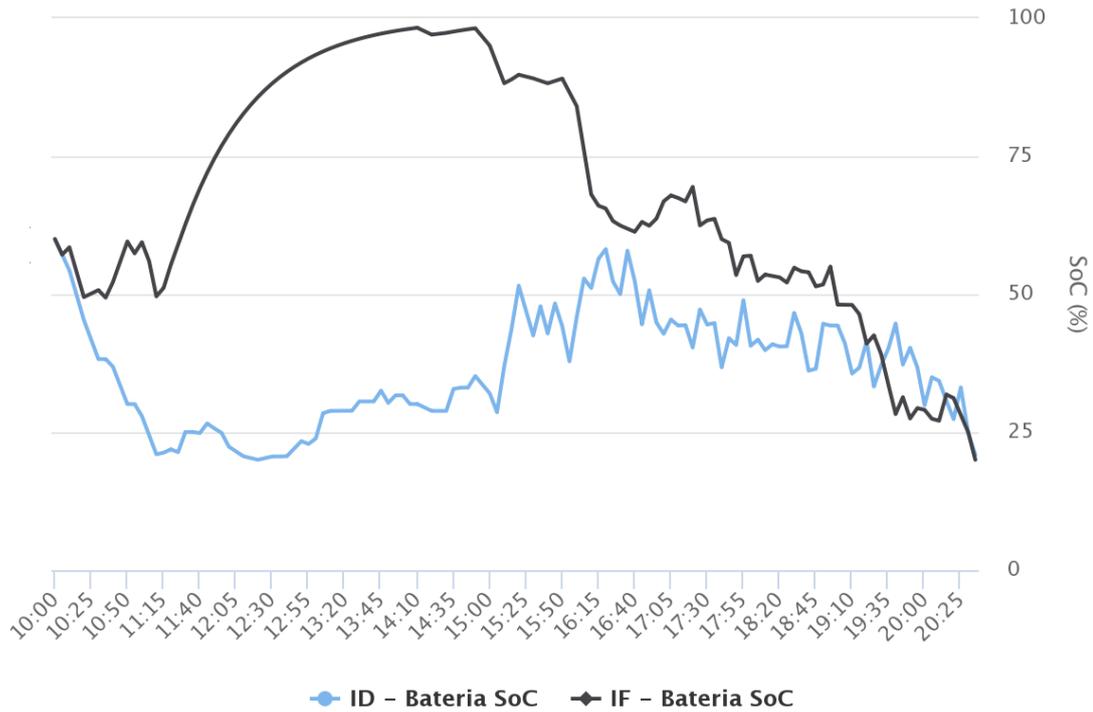


Figura 4.27: Comportamento do Estado de Carga do SAE - Caso 1 sem priorização
Fonte: Autor.

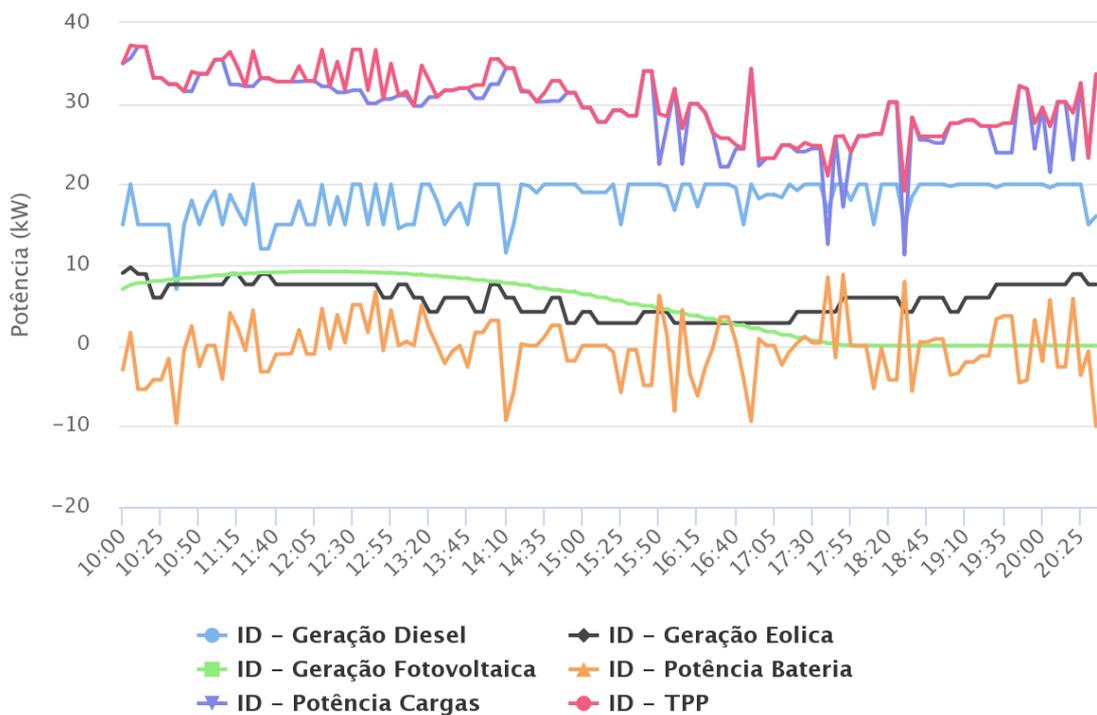


Figura 4.28: Resultado da execução do Caso 1 com priorização
Fonte: Autor.

cargas entre o modelo sem e com priorização. Sem o método de priorização de cargas o modelo tem como objetivo principal suprir o máximo da demanda atendendo as restrições de balanço de potência da MR, uma vez que essa restrição iguala a geração e consumo de energia dos

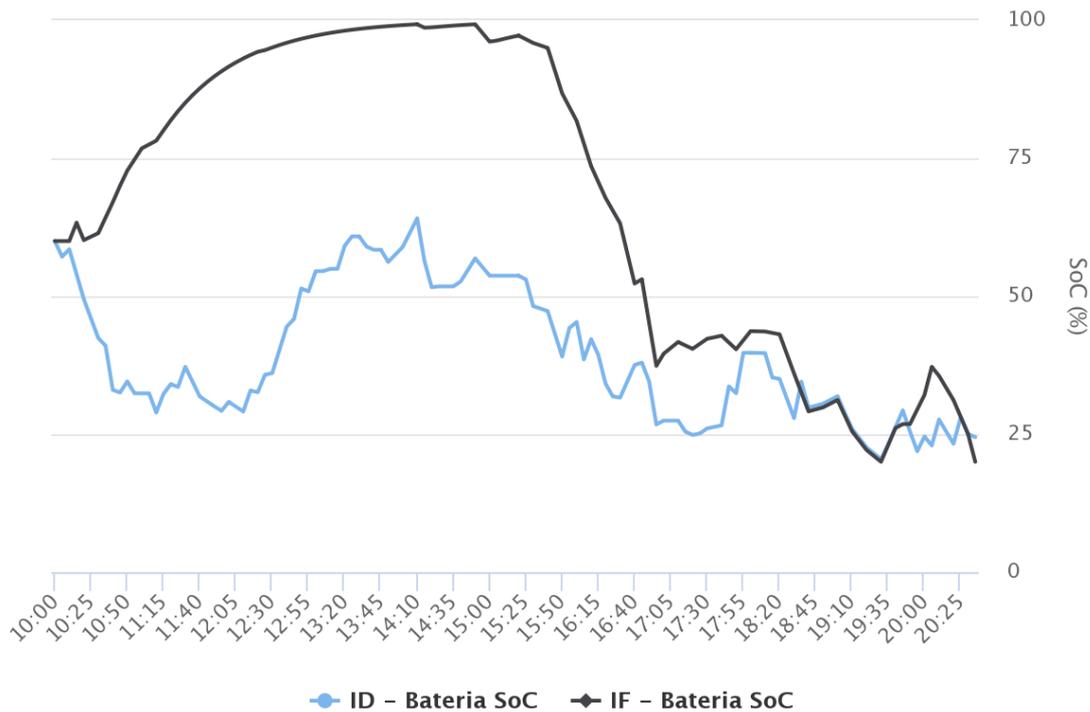


Figura 4.29: Comportamento do Estado de Carga do SAE - Caso 1 com priorização
Fonte: Autor.

componentes da MR, sendo os REDs responsáveis pela geração e consumo e as cargas somente pelo consumo. Neste caso, nem sempre as cargas prioritárias serão atendidas, pois uma carga menos prioritária com maior consumo será a escolhida pelo modelo.

Dentro deste cenário, as únicas informações de custo que são trabalhadas pelo modelo estão relacionadas aos REDs, principalmente no controle do gerador diesel, pois este possui um custo de partida e desligamento que é maior aos custos de geração das renováveis e também do SAE. Assim, é possível observar nas Figuras 4.26 e 4.27 que o gerador diesel permanece ligado durante todo o período de desconexão. Neste cenário esse comportamento não impacta na geração das fontes renováveis, pois a demanda é superior à geração para todo o período. Porém, em casos de excesso de geração poderá ocorrer desconexão da geração com base em fontes renováveis, o desligamento do gerador diesel ou o armazenamento desta energia excedente no SAE.

A análise dos resultados da Tabela 4.8 apresenta mais uma vez o impacto do modelo com priorização de cargas no atendimento às Classes 1 e 2, em que o corte de carga para a Classe 1 reduziu de 43.19% para 0% e na Classe 2 a redução no corte foi de 95.6%. Apesar deste aumento impactar no atendimento às Classes 3 e 4, é possível observar que estas cargas de menor prioridade foram atendidas em algum momento durante o período de desconexão.

Tabela 4.8: Resultados no gerenciamento com e sem priorização de cargas - Baixa inserção de renováveis

Cenário	Carga	Consumo	ENS	Tempo Atendido
Sem Priorização	Classe 1	76,52 kWh	33,05 kWh (43,19%)	215 minutos (56,58%)
	Classe 2	70,56 kWh	32,67 kWh (46,30%)	220 minutos (57,89%)
	Classe 3	88,21 kWh	23,02 kWh (26,1%)	280 minutos (73,68%)
	Classe 4	44,10 kWh	24,45 kWh (55,44%)	180 minutos (47,36%)
	Total	279,39 kW	113,19 kW (40,51%)	
Com Priorização	Classe 1	76,52 kWh	0 kWh (0%)	380 minutos (100%)
	Classe 2	70,56 kWh	1,42 kWh (2,01%)	375 minutos (98,68%)
	Classe 3	88,21 kWh	68,52 kWh (77,68%)	90 minutos (23,68%)
	Classe 4	44,10 kWh	40,84 kWh (92,60%)	25 minutos (6,57%)
	Total	279,39 kW	110,78 kW (39,65%)	

4.4.2 Análise do Tempo de Execução

Nesta seção são apresentados os índices obtidos da execução das simulações anteriores com base nas variáveis relacionadas ao desempenho computacional dos modelos utilizados. Este desempenho computacional viabiliza a aplicação de um método em um GCMR em tempo real, pois a depender do intervalo de execução utilizado, as restrições impostas poderão ser impeditivas para utilização de determinados métodos.

O ambiente utilizado para a avaliação do desempenho computacional é composto por um computador equipado com um processador *Intel Core i5 @2.30 GHz*, 8 GB de RAM e espaço em disco de 1 TB. A entrada de dados é realizada através do GCMR desenvolvido em Java, que possui um módulo de leitura para os dados necessários para a execução dos modelos. A resolução dos modelos matemáticos elaborados é realizada pelo *software* GAMS com a utilização de sua API para Java. O *solver* utilizado para resolver os modelos elaborados com Programação Linear Inteira Mista (MILP) é denominado CPLEX, utilizando a configuração padrão disponibilizada pelo GAMS. Cada simulação foi executada 10 vezes para obtenção de um valor médio para as variáveis analisadas. Este é o valor médio apresentado nos resultados obtidos.

As variáveis analisadas correspondem à utilização de processamento, onde é avaliada a quantidade de iterações necessárias para resolver o modelo e o custo de processamento (*ticks*), bem como a memória RAM, em que é avaliado o espaço necessário para armazenamento dos dados do modelo para sua execução. Estes dados são disponibilizados pelo GAMS no arquivo de saída de sua execução. A utilização de medição do custo de processamento em *ticks* é consistente para a execução de um *software* em uma mesma plataforma computacional (GAMS, 2019), que é o caso do ambiente de testes deste trabalho. Os *ticks* são o tempo de CPU utilizado para realizar determinada tarefa.

Os resultados aqui apresentados não abrangem a criação dos modelos pelo GCMR, comu-

nicação de informações com o GAMS através de sua API e apresentação dos resultados. O foco será na resolução dos modelos pelo *solver* utilizado, que é impactado diretamente pelo método de criação de intervalos utilizado (IF ou ID), uma vez que há uma redução no tamanho dos conjuntos utilizados que envolvem a previsão dos dados de consumo e geração quando utilizado ID.

Inicialmente, foram utilizados para análise do desempenho computacional os casos executados na Seção 4.3. Os dados obtidos baseiam-se na resolução do modelo para uma interrupção de 320 minutos ocorrida em três casos distintos para o cenário analisado e também em uma interrupção de 640 minutos. As Tabelas 4.9, 4.10, 4.11 e 4.12 apresentam os resultados obtidos.

É possível observar nos resultados uma melhor utilização dos recursos computacionais com a utilização da modelagem com ID em qualquer configuração utilizada. Com relação ao uso de memória RAM, a redução foi de aproximadamente 75% para todos os casos executados. Para MR maiores e que demandem a inserção de muitas cargas e REDs no modelo, esta redução na utilização de memória contribui para o desempenho total de forma mais significativa, pois reduz a necessidade da utilização de memória *cache*, que neste caso é o disco rígido.

Tabela 4.9: Resultados do desempenho computacional para interrupção às 01:00 hora com duração de 320 minutos.

Caso	Tamanho dos Conjuntos	Memória	Iterações	Processamento
C0 (IF)	64 registros	0,20 MB	1853	2,81 ticks
C1 (ID)	17 registros	0,05 MB	322	0,72 ticks
C2 (ID)	21 registros	0,06 MB	353	0,91 ticks
C3 (ID)	17 registros	0,05 MB	210	0,74 ticks
C4 (ID)	12 registros	0,04 MB	148	0,50 ticks

Com relação ao uso do processamento, é possível observar sua relação com a configuração utilizada para os IDs. A configuração utilizada no caso 4, que foi 6-30-60, apresentou a menor quantidade de registros para cada conjunto de dados de geração e demanda. Esta redução foi de 81,25%, proporcionando uma diminuição no número de iterações necessárias para a resolução do modelo no GAMS de 79,9%.

Tabela 4.10: Resultados do desempenho computacional para interrupção às 10:00 horas com duração de 320 minutos.

Caso	Tamanho dos Conjuntos	Memória	Iterações	Processamento
C0 (IF)	64 registros	0,20 MB	1835	2,78 ticks
C1 (ID)	17 registros	0,05 MB	208	0,74 ticks
C2 (ID)	21 registros	0,06 MB	320	0,91 ticks
C3 (ID)	17 registros	0,05 MB	272	0,73 ticks
C4 (ID)	12 registros	0,04 MB	150	0,51 ticks

Para a execução do caso com interrupção ocorrida às 16:00 horas é possível observar um aumento geral na utilização do processamento. Uma variável que possui uma alteração relevante durante este período é a redução da geração de energia pelas fontes renováveis combinado com um aumento no consumo pelas cargas, que pode ocasionar em uma maior necessidade de processamento por parte do *solver* para alcançar os resultados observados.

Tabela 4.11: Resultados do desempenho computacional para interrupção às 16:00 horas com duração de 320 minutos.

Caso	Tamanho dos Conjuntos	Memória	Iterações	Processamento
C0 (IF)	64 registros	0,20 MB	5759	2,76 ticks
C1 (ID)	17 registros	0,05 MB	1565	0,89 ticks
C2 (ID)	21 registros	0,06 MB	495	0,73 ticks
C3 (ID)	17 registros	0,05 MB	472	0,72 ticks
C4 (ID)	12 registros	0,04 MB	391	0,51 ticks

Um dos cenários utilizados consiste na realização de uma desconexão com período prolongado, de 640 minutos, que contempla períodos de alta e baixa geração de renováveis e consumo das cargas. Este cenário foi o que apresentou maior redução na utilização de processamento, em que o número de iterações necessárias para resolver o modelo com ID foi 95% menor em comparação ao modelo com IF. Este resultado reforça a tendência de redução no processamento dos modelos quanto maior a duração da desconexão, pois a diferença de registros está diretamente relacionada a esta duração e que, neste cenário, chegou a uma redução de 86,5%.

Tabela 4.12: Resultados do desempenho computacional para interrupção às 10:00 horas com duração de 640 minutos.

Caso	Tamanho dos Conjuntos	Memória	Iterações	Processamento
C0 (IF)	128 registros	0,40 MB	4338	6,95 ticks
C1 (ID)	23 registros	0,07 MB	1053	0,99 ticks
C2 (ID)	37 registros	0,11 MB	1718	1,66 ticks
C3 (ID)	27 registros	0,08 MB	2470	1,16 ticks
C4 (ID)	17 registros	0,05 MB	214	0,73 ticks

Na Figura [4.30](#) é possível observar a diferença na utilização dos recursos computacionais entre os modelos que utilizam IF, que neste caso é o C0, e os modelos com utilização de ID, sendo representados aqui por quatro configurações diferentes nos casos C1, C2, C3 e C4.

Com a definição da configuração utilizada (12-30-60), a Tabela [4.13](#) apresenta os resultados obtidos relacionados ao desempenho computacional para dois cenários com horário de interrupção e duração da desconexão distintos, comparando os modelos sem priorização de cargas e com priorização de cargas aplicado a função objetivo do modelo matemático elaborado. Tanto o modelo sem e com priorização de cargas proposto neste trabalho incluiu a utilização de

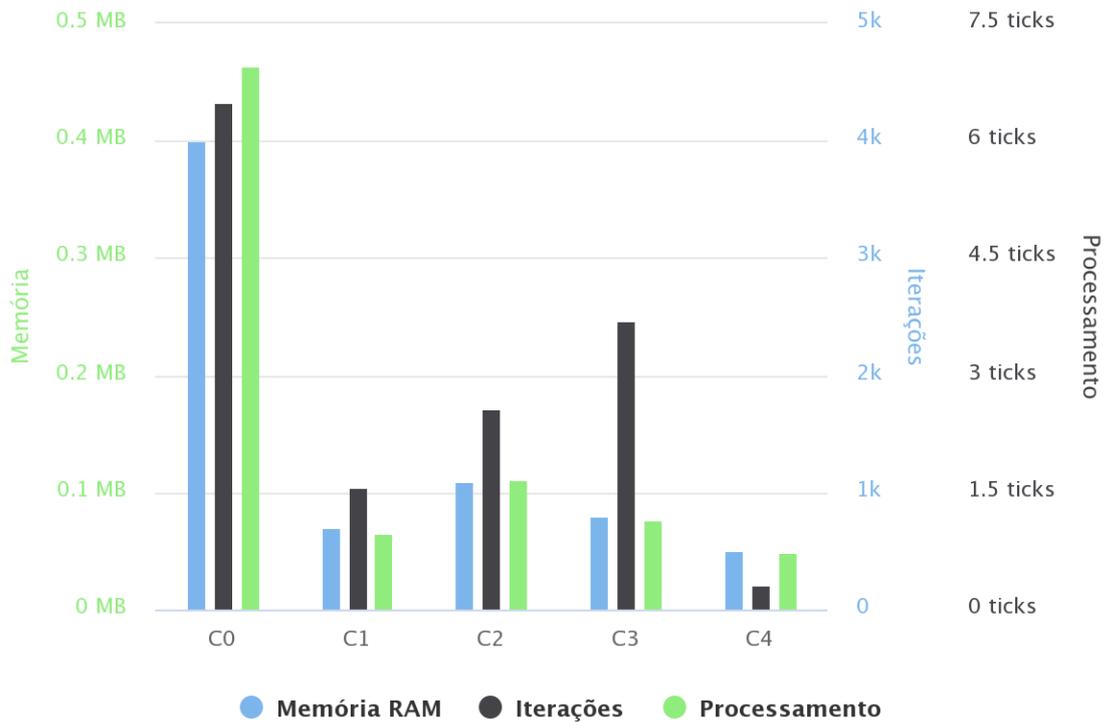


Figura 4.30: Comparação entre casos executados
Fonte: Autor.

ID para a definição dos conjuntos de dados de previsão de carga e demanda.

Tabela 4.13: Resultados do desempenho computacional para cenários sem e com priorização de cargas.

Cenário	Desconexão	Modelo	Conjuntos	Memória	Iterações	Processamento
Sem Priorização	10:00 (640 min)	IF	128 registros	0,40 MB	3864	6,48 ticks
	10:00 (640 min)	ID	23 registros	0,07 MB	658	1,00 ticks
	16:00 (380 min)	IF	78 registros	0,24 MB	2362	3,26 ticks
	16:00 (380 min)	ID	18 registros	0,06 MB	534	0,77 ticks
Com Priorização	10:00 (640 min)	IF	128 registros	0,40 MB	4338	6,95 ticks
	10:00 (640 min)	ID	23 registros	0,07 MB	1053	0,99 ticks
	16:00 (380 min)	IF	78 registros	0,24 MB	4489	3,36 ticks
	16:00 (380 min)	ID	18 registros	0,06 MB	1061	0,76 ticks

É possível visualizar o ganho de performance entre os casos executados. Para o cenário sem priorização de cargas o ganho na utilização da memória foi de aproximadamente 75% e com relação à utilização do processamento, a redução foi de aproximadamente 80% nas iterações no processamento, para ambas configurações de horário de interrupção e duração da desconexão. Quando utilizado o cenário com priorização de cargas, os ganhos na utilização de memória mantiveram-se semelhantes ao modelo sem priorização. Com relação ao processamento, houve redução na quantidade de iterações e processamento de aproximadamente 75% e 85% comparando-se os casos com utilização de IF e ID.

4.5 Conclusão

Neste capítulo foi descrita a configuração de MR utilizada para execução dos testes necessários visando avaliar o modelo proposto. Diversos cenários envolvendo horários de interrupção, duração da desconexão e aplicação de priorização ou não de corte de carga foram utilizados, com o objetivo de obter resultados distintos para cada cenário de operação avaliado.

Foi possível perceber uma pequena perda de desempenho na utilização de modelagem com utilização de ID em comparação ao IF. Essa perda porém não ultrapassou 3% para todos os casos executados, que se traduz em uma pequena redução no atendimento às cargas menos prioritárias para alguns cenários, conforme pode ser visualizado na comparação entre as configurações utilizadas para a modelagem com ID. A utilização de intervalos maiores leva em consideração o erro na previsão para longos períodos de tempo, tanto no caso da geração de energia pelas fontes renováveis quanto do consumo das cargas.

Entretanto, o ganho no desempenho computacional foi relevante, tanto no quesito de utilização de memória quanto de processamento. Esse ganho ocorreu principalmente pela utilização de configuração de ID que utilizaram períodos maiores para os intervalos 2 e 3, como no caso 4 em que a configuração utilizada foi de 30 minutos para o segundo intervalo e 60 minutos para o terceiro intervalo.

Esse ganho computacional obtido viabiliza a execução destes modelos em GCMRs de tempo real, pois estes possuem restrições de tempo para fornecer a resposta aos REDs e cargas durante a operação da MR em modo ilhado. Foi observado que o ganho tende a ser maior para maiores durações do tempo de desconexão.

Com relação a utilização do SAE, foi demonstrada uma utilização mais linear com a aplicação dos modelos com ID, causando um impacto positivo em sua vida útil. Em alguns casos em que foi aplicado o modelo de IF, foi possível observar pequenos ciclos de carregamento e descarregamento da bateria durante a sua utilização nos períodos de desconexão. Esta característica ocorre principalmente nos casos em que há excesso de geração de renováveis, pois na operação da MR em modo ilhado não há outra fonte de armazenamento utilizada senão o SAE. Adicionalmente, é uma restrição imposta pelo modelo desenvolvido a utilização de toda a energia excedente gerada pelas fontes renováveis, o que reforça este comportamento do SAE.

Capítulo 5

Conclusão

A evolução dos sistemas elétricos inteligentes cria novas necessidades em relação ao projeto, implantação, operação e manutenção. Estas necessidades tem origem em demandas de fornecedores e consumidores de energia elétrica, citando como exemplo redução de custos de operação e aumento na qualidade no fornecimento de energia elétrica. O novo ambiente contempla a inclusão de novas fontes de geração de energia, equipamentos de aquisição de dados, comunicação e armazenamento de informações que são cada vez mais utilizados nos sistemas elétricos de potência atuais.

Desta forma, as MR caracterizam-se por agregar parte dessas novas tecnologias, principalmente na questão da integração de geradores distribuídos e cargas em um sistema elétrico de potência local, de tamanho reduzido se comparado com os sistemas tradicionais de alta tensão. Por se tratar de um sistema com fontes geradoras de energia e consumidores, as MR podem operar em dois modos distintos, conectados à rede principal ou em modo desconectado, também denominado modo ilhado. O gerenciamento em modo ilhado tem como objetivo manter o atendimento às cargas em casos de desconexões da rede principal, sejam estas programadas ou não. Neste modo de operação, pode haver discrepância nos valores de geração e consumo, ocasionando na necessidade de desenvolvimento de sistemas para gerenciamento da MR para atendimento a requisitos específicos deste modo. Um cenário comum na operação de MR em modo ilhado é a ocorrência de intermitência e volatilidade das fontes de geração de energia renováveis, que pode impactar na quantidade de potência fornecida em um determinado período, ocasionando em alguns casos corte de cargas. Neste caso, o gerenciamento eficiente dos SAEs junto aos demais REDs pode reduzir e até mesmo eliminar a necessidade de cortes para os momentos de baixa geração pelas fontes renováveis.

O objetivo principal deste trabalho foi o desenvolvimento de um GCMR com funcionamento em tempo real para realizar o gerenciamento de uma MR com operação em modo ilhado, sendo este sistema responsável por receber informações de previsão de demanda e condições climáticas e definir os *setpoints* de geração para os REDs dentro de um período definido de desconexão com a rede principal. Uma vez que, em determinados cenários, há a necessidade de priorização no atendimento a determinados tipos de cargas, o GCMR também fornece um modo de priorização das cargas através da definição de classes de atendimento.

O desenvolvimento do GCMR utilizou como base de referência trabalhos anteriores em que modelos elaborados com MILP são resolvidos utilizando a ferramenta computacional GAMS. Os trabalhos utilizados como embasamento teórico foram apresentados no Capítulo 2. Estes modelos MILP podem demandar longos tempos de processamento para configurações maiores de MR ou cenários distintos de operação, onde uma carga maior de iterações será necessária para alcançar um resultado que atenda os limites aceitáveis. Esse tempo de resposta na resolução dos modelos pode inviabilizar sua utilização em gerenciadores de MR com intervalos de verificação curtos, pois o tempo necessário para a resolução do modelo matemático pode ser maior do que seu intervalo de verificação do GCMR.

Em busca de uma resposta para este problema, foi utilizado o conceito de intervalos dinâmicos (ID) para a definição dos conjuntos de dados da modelagem matemática com MILP. Esta abordagem utiliza a premissa de que os dados de previsão perdem a precisão quanto maior a diferença de tempo do momento atual, neste caso do consumo das cargas e das condições climáticas. Assim, foi possível reduzir de forma significativa a quantidade de dados nos conjuntos de previsão utilizados no modelo. Os benefícios obtidos na aplicação deste conceito foram a diminuição do número de iterações necessárias para a resolução do modelo matemático, que refletiu na redução na utilização de memória e processamento. Para todos os casos simulados houve ganho de performance com relação à utilização dos modelos com intervalos fixos (IF). Com relação ao corte de carga, os resultados obtidos para os modelos com utilização de ID foram muito próximos aos apresentados pelo modelos com utilização de IF.

Três tipos de intervalos são utilizados na aplicação dos IDs neste trabalho, sendo o primeiro com períodos mais curtos, o intermediário com períodos de média duração e o intervalo final contém os maiores períodos. Na realização dos testes, foi observada que a configuração 12-30-60 apresentou os melhores resultados para a configuração de MR utilizada. Esta configuração corresponde a um intervalo inicial com 12 períodos iniciais de 5 minutos, intervalos intermediários de até 30 minutos e intervalos finais de até 60 minutos.

Com respeito a aplicação da classificação de cargas com vistas à priorização a sua demanda, o modelo utilizado pelo GCMR permite uma configuração flexível de quantidade de classes e também quantidade de cargas por classe. A variável responsável por orientar o corte de carga na resolução do modelo é a penalidade aplicada para o não fornecimento de energia para cada classe. Assim sendo, é possível ajustar estas classes de cargas e penalidades de forma a melhor atender cada configuração de MR desejada e requisitos das cargas.

Testes com a aplicação do método de corte de carga proposto foram realizados para uma comparação com um modelo sem priorização de cargas. Foi possível observar que a inserção das restrições de penalização de corte de carga impacta na necessidade de processamento para resolução do modelo, mas que com a utilização dos IDs não inviabilizou sua utilização no GCMR de tempo real. Durante o período de desconexão, é possível também observar o religamento de cargas menos prioritárias em momentos de geração de energia em excesso pelas fontes renováveis, que trabalham em conjunto com o SAE para fornecer o máximo de sua

capacidade durante o tempo de desconexão.

Apesar dos resultados com ID e IF apresentaram valores muito aproximados, foi possível identificar um ponto de melhoria futura no GCMR para uma maior redução da diferença. Esta melhoria consiste em aprimorar a troca de informações entre a aplicação em tempo real, desenvolvida em JAVA, e o GAMS. Foi identificado que a diferença de casas decimais utilizadas para os valores intercambiados entre estes elementos causava alteração nos valores finais dos resultados. Entretanto, para realizar esta melhoria, será necessário um estudo aprofundado nos tipos de dados utilizados pelo GAMS e como compatibilizar com os tipos utilizados pela linguagem JAVA.

Com relação ao GCMR proposto, uma primeira proposta de trabalho futuro envolve a inclusão de uma formulação não linear do comportamento de carregamento e descarregamento do SAE no modelo matemático, buscando aproximar o comportamento real deste tipo de RED, que possui características distintas de fornecimento de energia para diferentes níveis de estado de carga. Esta alteração poderá trazer impacto significativo no gerenciamento da MR, uma vez que o SAE tem um papel importante no armazenamento do excesso de geração pelas fontes renováveis. Outro ponto a ser considerado para este novo modelo está relacionado à inclusão de restrições relacionadas aos ciclos de cargas, que impactarão na vida útil do SAE.

Com relação ao modelo matemático, é sugerido também como trabalho futuro a inserção do modelo da rede, que não foi considerado neste trabalho. Essa melhoria na modelagem para considerar parâmetros da rede fornecerá resultados com uma maior riqueza de informações, principalmente na questão de atendimento a limites operacionais como tensão, corrente e perdas de potência ativa.

Finalmente, na arquitetura do GCMR, é possível aplicar diferentes métodos de gerenciamento em tempo real da MR, com a aplicação de monitoramento *online*, buscando comparar a definição prevista do modelo matemático com o encontrado no acompanhamento em tempo real na simulação. Neste sentido, sugere-se a utilização de um mecanismo que não demande a resolução completa do modelo matemático a cada período, mas que acompanhe variáveis de relevância dos REDs e cargas para então, com base em algum desvio encontrado em comparação ao definido pelo GCMR, este possa se recompor e recalcular novos *setpoints*. Este desenvolvimento é proposto pois, mesmo com a utilização de modelos com ID, pode ser possível encontrar configurações de MR que inviabilizem a resolução do modelo de otimização a cada iteração do GCMR.

Referências Bibliográficas

- Agarwal, V., Uthaichana, K., DeCarlo, R. A. & Tsoukalas, L. H. (2010). Development and validation of a battery model useful for discharging and charging power control and lifetime estimation, *IEEE Transactions on Energy Conversion* **25**(3). Citado 2 vezes nas páginas [13](#) e [14](#).
- Ahn, S. & Moon, S. (2009). Economic scheduling of distributed generators in a microgrid considering various constraints, *IEEE Power Energy Society General Meeting* . Citado na página [22](#).
- Amrollahi, M. & Bathaee, S. (2017). Techno-economic optimization of hybrid photovoltaic/wind generation together with energy storage system in a stand-alone micro-grid subjected to demand response, *Applied Energy* **202**: 66–77. Citado na página [38](#).
- Astriani, Y., Shafiullah, G. & Shahnia, F. (2018). Additional controls to enhance the active power management within islanded microgrids, *International Conference on Applied Energy* **158**: 2780–2786. Citado na página [23](#).
- Babu, B. & Gurjar, S. (2014). A novel simplified two-diode model of photovoltaic (pv) module, *IEEE Journal of Photovoltaics* **4**: 1156–1161. Citado na página [11](#).
- Blaabjerg, F., Teodorescu, R., Liserre, M. & Timbus, A. V. (2006). Overview of control and grid synchronization for distributed power generation systems, *IEEE Transactions on Industrial Electronics* **53**(5). Citado 2 vezes nas páginas [9](#) e [12](#).
- Carpio-Huayllas, T., Ramos, D. & Vasquez-Arnez, R. (2012). Microgrid transition to islanded modes: Conceptual background and simulation procedures aimed at assessing its dynamic performance, *PES TD* . Citado na página [18](#).
- Chen, S. X., Tseng, K. J. & Choi, S. S. (2009). Modeling of lithium-ion battery for energy storage system simulation, *Power and Energy Engineering Conference* pp. 1–4. Citado na página [13](#).
- Conti, S., Zeineldin, H. H., Nicolosi, R. & Rizzo, S. A. (2012). Optimal dispatching of distributed generators and storage systems for mv islanded microgrids, *IEEE Transactions on Power Delivery* **27**(3). Citado na página [22](#).
- Eddy, Y., Member, S. & Gooi, H. (2015). Multi-agent system for distributed management of microgrids, *IEEE Transactions on Power Systems* **30**(1). Citado na página [2](#).
- Emmanuel, M. & Rayudu, R. (2016). Communication technologies for smart grid applications: A survey, *Journal of Network and Computer Applications* **74**: 133–148. Citado 4 vezes nas páginas [2](#), [15](#), [16](#) e [17](#).
- Faheem, M., Shah, S. B. H., Butt, R. A., Raza, B., Anwar, M., Ashraf, M. W., Ngadi, M. A. & Gungor, V. C. (2018). Smart grid communication and information technologies in the perspective of industry 4.0: Opportunities and challenges, *Computer Science Review* **30**: 1–30. Citado na página [16](#).
- GAMS (2019). CPLEX 12, GAMS. Acesso em: novembro/19.

URL: https://www.gams.com/latest/docs/S_CPLEX.html Citado na página [67](#).

- Guerrero, J. M., Chandorkar, M., Lee, T. L. & Loh, P. C. (2007). Advanced control architectures for intelligent microgrids - part i: Decentralized and hierarchical control, *IEEE Transactions on Industrial Electronics* **60**(4): 1254–1262. Citado 3 vezes nas páginas [1](#), [6](#) e [20](#).
- Guerrero, J. M., Vásquez, J. & Teodorescu, R. (2011). Hierarchical control of droop-controlled dc and ac microgrids - a general approach towards standardization, *IEEE Transactions on Industrial Electronics* **58**: 4305–4310. Citado na página [19](#).
- Han, Y., Young, P. M. & Zimmerle, D. (2012). Optimum generation units dispatch for fuel consumption minimization, *Journal of Ambient Intelligence Humanized Computing* pp. 1–17. Citado 2 vezes nas páginas [10](#) e [11](#).
- Hatziargyriou, N., Asano, H., Iravani, R. & Marnay, C. (2007). Microgrids, *IEEE Energy Power Magazine* **5**(4): 78–94. Citado 4 vezes nas páginas [5](#), [6](#), [17](#) e [18](#).
- Hossain, E., Kabalci, E., Bayaindir, R. & Perez, R. (2014). A comprehensive study on microgrid technology, *International Journal of Renewable Energy Research* **4**(4). Citado na página [1](#).
- Hosseinnezhad, V., Rafiee, M., Ahmadian, M. & Siano, P. (2016). Optimal day-ahead operational planning of microgrids, *Energy Conversion and Management* **126**: 142–157. Citado na página [23](#).
- IEEE (2018). Ieee guide for design, operation, and integration of distributed resource island systems with electrical power systems, *IEEE Standard* . Citado 4 vezes nas páginas [7](#), [15](#), [16](#) e [18](#).
- Jeon, J., Nam, K., Kim, J., Kim, H., Kim, S., Cho, C. & Kim, J. (2010). Development of hardware in-the-loop simulation system for testing operation and control functions of microgrid, *IEEE Transactions on Power Electronics* **25**(12). Citado 2 vezes nas páginas [45](#) e [46](#).
- Kabalci, Y. (2016). A survey on smart metering and smart grid communication, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **57**: 302–318. Citado 6 vezes nas páginas [2](#), [15](#), [16](#), [17](#), [18](#) e [19](#).
- Katiraei, F., Iravani, R., Hatziargyriou, N. & Dimeas, A. (2008). Microgrids management, *IEEE Power and Energy Magazine* **6**(3). Citado 3 vezes nas páginas [1](#), [21](#) e [22](#).
- Khodaei, A. (2014). Microgrid optimal scheduling with multi-period islanding constraints, *IEEE Transactions on Power Systems* **29**: 1383–1392. Citado 2 vezes nas páginas [10](#) e [23](#).
- Kong, X., Bai, L., Hu, Q., Li, F. & Wang, C. (2016). Day-ahead optimal scheduling method for grid-connected microgrid based on energy storage control strategy, *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy* **4**: 648–658. Citado na página [23](#).
- Lasseter, R. H. (2002). Microgrids, *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting* . Citado 5 vezes nas páginas [1](#), [2](#), [6](#), [17](#) e [18](#).
- Lasseter, R. H. & Piagi, P. (2006). Autonomous control of microgrids, *IEEE Power Engineering Society General Meeting* . Citado 3 vezes nas páginas [6](#), [9](#) e [21](#).
- Lasseter, R. H. & Piagi, P. (2007). Microgrids and distributed generation, *Energy Engineering* **133**(144). Citado na página [1](#).

- Mariam, L., Basu, M. & Conlon, M. (2016). Microgrid: Architecture, policy and future trends, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **64**. Citado na página [2](#).
- Marzband, M., Sumper, A., Garcia, J. L. D. & Ferret, R. G. (2013). Experimental validation of a real time energy management system for microgrids in islanded mode using a local day-ahead electricity market and minlp, *Energy Conversion and Management* **76**: 314–322. Citado 3 vezes nas páginas [28](#), [35](#) e [36](#).
- Minchala-Avila, L. I., Castañón, L. G., Zhang, Y. & Ferrer, H. J. A. (2016). Optimal energy management for stable operation of an islanded microgrid, *IEEE Transactions on Industrial Informatics* **12**(4). Citado 2 vezes nas páginas [22](#) e [23](#).
- Monsenian-Rad, A., Garcia, A. L., Wong, V. W. S., Jatskevich, J. & Schober, R. (2010). Autonomous demand-side management based on game-theoretic energy consumption scheduling for the future smart grid, *IEEE Transactions on Smart Grid* **1**(3). Citado na página [28](#).
- Olivares, D., Cañizares, C. & Kazerani, M. (2011). A centralized optimal energy management system for microgrids, *IEEE Power and Energy Society General Meeting* . Citado 3 vezes nas páginas [9](#), [20](#) e [24](#).
- Olivares, D. E., Mehrizi-Sani, A., Etemadi, A. H., Cañizares, C. A., Iravani, R., Kazerani, M., Hajimiragha, A. H., Gomis-Bellmunt, O., Saadedifard, M., Palma-Behnke, R., Jiménez-Estévez, G. A. & Hatzargyriou, N. (2014). Trends in microgrid control, *IEEE Transactions On Smart Grid* **5**(4). Citado 2 vezes nas páginas [6](#) e [7](#).
- Oliveira, D. Q., Zambroni de Souza, A. C., Santos, M. V., Almeida, A. B. & Lopes, B. I. L. (2017). A fuzzy-based approach for microgrids in islanded operation, *Electric Power Systems Research* **149**. Citado 5 vezes nas páginas [1](#), [18](#), [21](#), [22](#) e [23](#).
- Parhizi, S., Lotfi, H., Khodaei, A. & Bahramirad, S. (2015). State of the art in research on microgrids: A review, *IEEE Access* **3**: 890–925. Citado 4 vezes nas páginas [3](#), [9](#), [17](#) e [27](#).
- Rakhmatov, D. N. & Vrudhula, S. B. K. (2001). An analytical high-level battery model for use in energy management of portable electronic systems, *IEEE/ACM International Conference on Computer Aided Design* . Citado na página [14](#).
- Rao, R., Vrudhula, S. & Rakhmatov, D. N. (2003). Battery modeling for energy-aware system design, *IEEE Power-Aware Computing* **36**(12): 77–87. Citado na página [14](#).
- Rocabert, J., Luna, A. & Blaabjerg, F. (2012). Control of power converters in ac microgrids, *IEEE Transactions on Power Electronics* **27**(12). Citado na página [2](#).
- Sewwandi, K., Senarathna, T., Lakshika, K., Wong, V., Hemapala, K., Lucas, J. & Porawagamage, G. (2017). Wind turbine emulator for a microgrid, *International Conference on Innovations in Power and Advanced Computing Technologies* . Citado na página [12](#).
- Sparacino, A. R., Reed, G. F., Kerestes, R. J., Grainger, B. M. & Smith, Z. T. (2012). Survey of battery energy storage systems and modeling techniques, *IEEE Power and Energy Society General Meeting* pp. 1–8. Citado na página [13](#).
- Su, W. & Wang, J. (2012). Energy management systems in microgrid operations, *The Electricity Journal* **25**: 45–60. Citado 5 vezes nas páginas [2](#), [17](#), [19](#), [20](#) e [21](#).
- Sukumar, S., Mokhlis, H., Mekhilef, S., Naidu, K. & Karimi, M. (2017). Mix-mode energy management strategy and battery sizing for economic operation of grid-tied microgrid, *Energy* **118**: 1322–1333. Citado 2 vezes nas páginas [14](#) e [23](#).

- Venkataramanan, G. & Illindala, M. (2002). Microgrids and sensitive loads, *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting* . Citado na página [2](#).
- Wang, Y., Mao, S. & Nelms, R. M. (2013). An online algorithm for optimal real-time energy distribution in smart grid, *IEEE Transactions on Emerging Topics Computing* **1**. Citado 2 vezes nas páginas [2](#) e [12](#).
- Xinyu, X. (2018). Evaluating the stability of distribution network by modeling and simulation of distributed photovoltaic power, *China International Conference on Electricity Distribution* . Citado na página [11](#).
- Xue, Y., Chang, L. & Meng, J. (2007). Dispatchable distributed generation network - a new concept to advance dg technologies, *IEEE Power Engineering Society General Meeting* **3**: 1–5. Citado na página [27](#).
- Yoshikawa, M., Toshida, N., Nakajima, H., Harada, Y., Tsurugai, M. & Nakata, Y. (1997). On-line economic load dispatch based on fuel cost dynamics, *IEEE Transactions on Power Systems* **12**: 315–320. Citado na página [10](#).
- Zia, M. F., Elbouchikhi, E. & Benbouzid, M. (2018). Microgrids energy management systems: A critical review on methods, solutions, and prospects, *Applied Energy* **222**: 1033–1055. Citado 3 vezes nas páginas [18](#), [19](#) e [20](#).

Apêndice A

Diagrama de Classes do GCMR

É apresentado aqui o diagrama de classes de negócio para o GCMR proposto. Este diagrama apresenta as classes de negócios desenvolvidas, ou seja, classes que possuem lógica para realizar algum cálculo, processamento, leitura de dados ou exportação de informações. Este modelo simplifica a descrição *software* desenvolvido e facilita o entendimento do relacionamento entre os componentes do sistema.

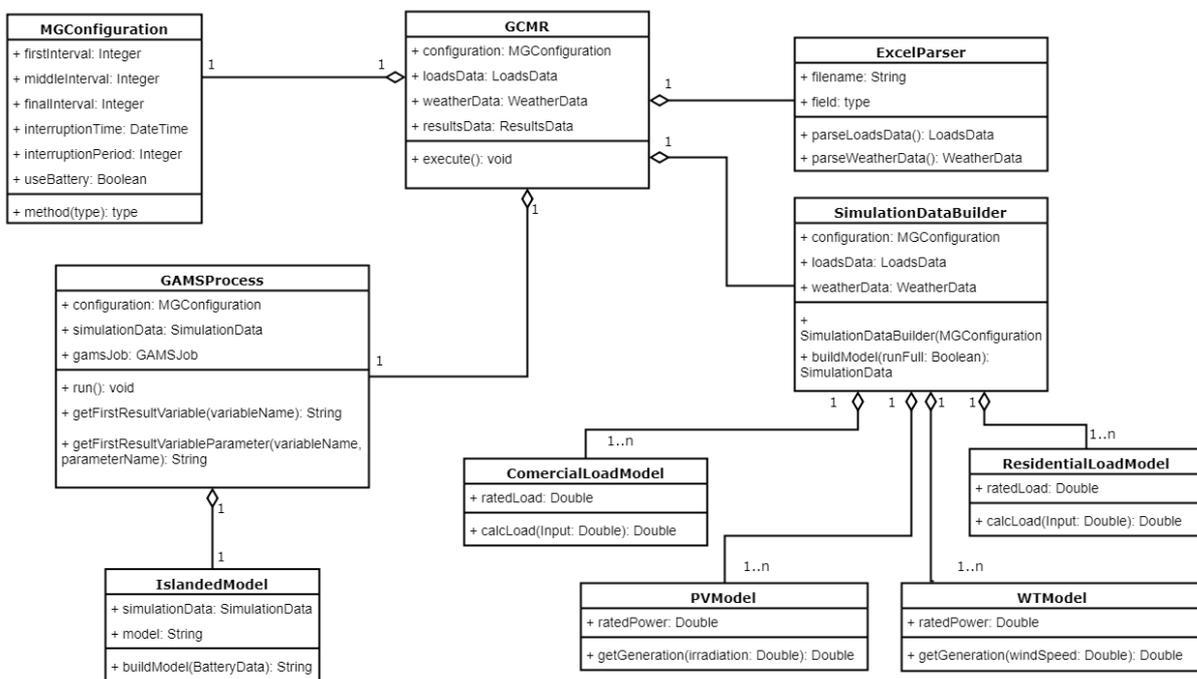


Figura A.1: Diagrama de classes do GCMR proposto.

Fonte: Autor.

A seguir é realizado o detalhamento das classes utilizadas:

- GCMR: classe principal, em que são instanciados os outros componentes e realizadas as chamadas para interpretar os dados de entrada, criação dos dados de simulação, configuração da simulação e execução do *solver* no GAMS, através de uma chamada da API.
- ExcelParser: classe responsável por conter as funções de interação com arquivos excel e leitura de dados de previsão para cargas, velocidade do vento e irradiação solar.

- **MGConfiguration**: classe de configuração para a execução de todo o processo de gerenciamento e otimização.
- **GAMSProcess**: classe responsável por criar o modelo de otimização no formato interpretado pelo GAMS, realizar comunicação com a API do GAMS para resolução do modelo e disponibilizar funções para leitura dos resultados.
- **IslandedModel**: classe que constrói o modelo matemático com base nos dados de simulação fornecidos.
- **SimulationDataBuilder**: classe responsável por criar os dados de simulação a partir da leitura dos arquivos de entrada.
- **ComercialLoadModel**: classe que calcula valores de consumo de uma carga comercial com base em uma entrada fornecida em p.u. (*per unit*).
- **ResidentialLoadModel**: classe que calcula valores de consumo de uma carga residencial com base em uma entrada fornecida em p.u.
- **PVModel**: classe que realiza o cálculo de geração fotovoltaica com base em valores de irradiação solar.
- **WTModel**: classe que realiza o cálculo de geração da turbina eólica com base em valores de velocidade do vento.

Apêndice B

Código-Fonte GCMR

O Código-Fonte do GCMR, que contém as classes para criação do modelo matemático para IF e ID, os arquivos contendo os dados utilizados na simulação e também as bibliotecas utilizadas estão disponibilizadas no seguinte repositório *online*:

- <https://bitbucket.org/emeca/pgeec-gcmr/src>

Para a execução do GCMR desenvolvido em JAVA, é pré-requisito a instalação do *software* GAMS, disponível em <https://www.gams.com/>. A instalação padrão já disponibiliza a API em JAVA, necessária para realizar a comunicação entre o GCMR e GAMS.