

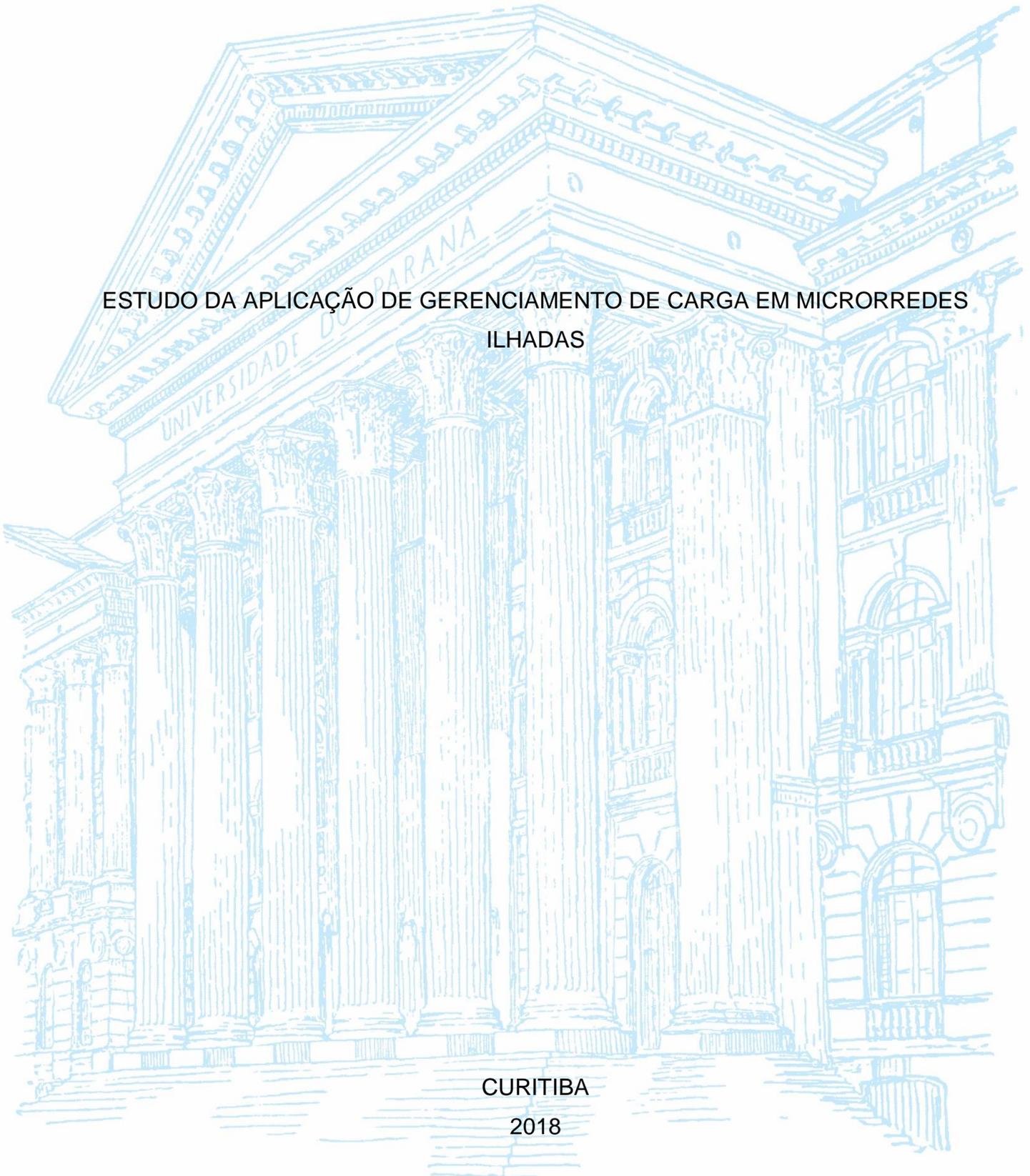
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

PEDRO HENRIQUE ROESLER

ESTUDO DA APLICAÇÃO DE GERENCIAMENTO DE CARGA EM MICRORREDES
ILHADAS

CURITIBA

2018



PEDRO HENRIQUE ROESLER

ESTUDO DA APLICAÇÃO DE GERENCIAMENTO DE CARGA EM MICRORREDES
ILHADAS

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao curso de Graduação em Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Odilon Luís Tortelli

Coorientador: Dr. Henry L. López Salamanca

CURITIBA

2018

Dedico esse trabalho para as próximas gerações de minha nação, que com muito estudo, fé, dedicação e justiça possam mudar a realidade de nosso povo.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, por tudo o que sou e tenho, a minha família, pelo amor, carinho, pela crença na educação, suporte financeiro e pela paciência.

Agradeço ao meu orientador, Prof. Dr. Odilon Luís Tortelli, pelos aconselhamentos, orientações, correções, pela paciência e pela crença em meu potencial.

Agradeço ao meu coorientador, Dr. Henry L. L. Salamanca, pelo suporte oferecido, paciência e pela oportunidade em trabalhar com o projeto de P&D que gerou o tema do TCC.

Agradeço também a minha amada companheira pelo carinho, aos meus colegas de graduação e de trabalho pelo auxílio e companheirismo, e aos meus professores por todos os ensinamentos transmitidos.

Por fim, agradeço ao Lactec pelo suporte ao projeto de TCC, permitindo que eu utilizasse alguns dados do P&D 2866-0442/2016, e também agradeço ao cliente e financiador do projeto, a Copel Distribuição S.A., por também permitir a utilização dos dados.

"O amor é paciente, o amor é bondoso. Não inveja, não se vangloria, não se orgulha. Não maltrata, não procura seus interesses, não se ira facilmente, não guarda rancor. O amor não se alegra com a injustiça, mas se alegra com a verdade. Tudo sofre, tudo crê, tudo espera, tudo suporta."

(1 Coríntios 13:4-7)

RESUMO

O presente trabalho apresenta um estudo da aplicação de dois gerenciamentos de carga em uma microrrede composta por painéis fotovoltaicos de 20 kWp, três consumidores com demanda de potência igual a 10 kW cada e um sistema de armazenamento de energia com capacidade igual a 50 kWh. Um dos gerenciadores de carga levou em conta apenas o atendimento das cargas, utilizando de forma fisicamente possível a máxima capacidade das fontes de energia. Já para o outro gerenciador foi feito o uso do método de Programação Linear Inteira Mista (PLIM), levando em conta o preço da utilização do banco de baterias e as compensações referentes aos procedimentos brasileiros para a realização do serviço de distribuição de energia (Prodist módulo 8). A partir de simulações computacionais foi realizada a aplicação dos dois gerenciadores, levantando os indicadores de qualidade de serviço, a utilização das baterias e as compensações resultantes. Por fim, foi realizada a comparação entre os dois gerenciadores, levantando as vantagens e desvantagens do algoritmo desenvolvido.

Palavras-chave: Geração Distribuída. Microrredes. Gerenciamento de carga. Programação Linear Inteira Mista.

ABSTRACT

The present work presents a study of the application of two load management systems in a microgrid composed by 20 kWp photovoltaic panels, three consumers with 10 kW maximum demand each and an 50 kWh battery energy storage system. One of these load managements is based only on the energy supply for the consumers, using the full capacity of energy sources, attempting to physical constraints. The other management system was based on an optimization procedure by Mixed Integer Linear Programming model (MILP), that takes into account the price of the battery bank and the compensations of the Brazilian energy distribution service (Prodint module 8). The application of both management procedures was simulated considering the quality service indicators, the batteries utilization and the compensation results. Finally, a comparison between the load managers results, identifying the advantages and disadvantages of the algorithm developed was evaluated.

Keywords: Distributed generation. Microgrids. Load management. Mixed Integer Linear Programming.

LISTA DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| FIGURA 1 – CONSUMO PER CAPITA DE ENERGIA EM FUNÇÃO DO PIB BRASILEIRO..... | 17 |
| FIGURA 2 – REPRESENTAÇÃO DO EFEITO FOTOVOLTAICO..... | 21 |
| FIGURA 3 – ARQUITETURA BÁSICA DE MICRORREDE..... | 23 |
| FIGURA 4 – ESQUEMA DO FUNCIONAMENTO DA VRB..... | 26 |
| FIGURA 5 – RESULTADOS DO TRABALHO ANALISADO..... | 29 |
| FIGURA 6 – NÍVEIS HIERÁRQUICOS DE CONTROLE..... | 30 |
| FIGURA 7 – ARQUITETURAS DE CONTROLE DE MICRORREDE..... | 31 |
| FIGURA 8 – RETAS P – F & Q – V..... | 32 |
| FIGURA 9 – AJUSTE DA FREQUÊNCIA PELO CONTROLE SECUNDÁRIO..... | 33 |
| FIGURA 10 – DIAGRAMA EM BLOCOS DA FUNÇÃO DO CONTROLE TERCIÁRIO | 34 |
| FIGURA 11 – TOPOLOGIA DA MR ESTUDADA..... | 38 |
| FIGURA 12 – TOPOLOGIA SIMPLIFICADA DA MICRORREDE ESTUDADA | 39 |
| FIGURA 13 – FORMULAÇÃO GENÉRICA DO MODELO PLIM..... | 45 |
| FIGURA 14 – ILUSTRAÇÃO DA TOMADA DE DECISÃO DO OTIMIZADOR..... | 45 |
| FIGURA 15 – DESENVOLVIMENTO DA OPERAÇÃO PARA CÁLCULO DO FIC ... | 49 |
| FIGURA 16 – CÁLCULO DO DMIC PARA UMA DECISÃO DO OTIMIZADOR | 50 |
| FIGURA 17 – FLUXOGRAMA DO GERENCIADOR OTIMIZADO | 52 |
| FIGURA 18 – FLUXOGRAMA DO GERENCIADOR SIMPLES | 52 |
| FIGURA 19 – GRÁFICO DAS POTÊNCIAS DOS CONSUMIDORES NOS INSTANTES DE FALTA..... | 55 |
| FIGURA 20 – GRÁFICO DA DEMANDA TOTAL E DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA (KW) NOS INSTANTES DAS FALTAS | 56 |
| FIGURA 21 – UTILIZAÇÃO DOS RECURSOS ENERGÉTICO PELO GERENCIADOR SIMPLES..... | 57 |
| FIGURA 22 – UTILIZAÇÃO DOS RECURSOS ENERGÉTICO PELO GERENCIADOR OTIMIZADO..... | 61 |

LISTA DE QUADROS

| | |
|--|----|
| QUADRO 1 – RESULTADOS DO TRABALHO ANALISADO | 28 |
| QUADRO 2 – INDICADORES INDIVIDUAIS DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO ... | 36 |
| QUADRO 3 – INDICADORES COLETIVOS DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO | 37 |
| QUADRO 4 – INDICADORES PROPORCIONADOS PELAS INTERRUPÇÕES ARBITRADAS | 41 |
| QUADRO 5 – DADOS DO BANCO DE BATERIAS | 56 |
| QUADRO 6 – DADOS REFERENTES AOS CÁLCULOS DAS COMPENSAÇÕES DOS INDICADORES | 57 |
| QUADRO 7 – INDICADORES PROPORCIONADOS PELO GERADOR SIMPLES . | 58 |
| QUADRO 8 – INDICADORES PROPORCIONADOS PELO GERADOR OTIMIZADO | 62 |
| QUADRO 9 – APANHADO DOS RESULTADOS DOS OTIMIZADORES..... | 63 |

LISTA DE TABELAS

| | |
|---|----|
| TABELA 1 – DADOS TÍPICOS DAS TECNOLOGIAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA | 25 |
| TABELA 2 – VALORES DAS FONTES DE ENERGIA DO TRABALHO ANALISADO | 27 |
| TABELA 3 – VALORES DAS FONTES DE ENERGIA DO TRABALHO ANALISADO | 28 |
| TABELA 4 – INTERRUPÇÕES OCORRIDAS NA REDE PRINCIPAL..... | 40 |
| TABELA 5 – VALOR DAS COMPENSAÇÕES GERADAS PELO GERENCIADOR SIMPLES(R\$)..... | 58 |
| TABELA 6 – OUTROS RESULTADOS RELEVANTES OBTIDOS PELO GERENCIADOR SIMPLES | 59 |
| TABELA 7 – VALOR DAS COMPENSAÇÕES GERADAS PELO GERENCIADOR OTIMIZADO(R\$) | 61 |
| TABELA 8 – OUTROS RESULTADOS RELEVANTES OBTIDOS PELO GERENCIADOR OTIMIZADO..... | 62 |

LISTA DE ABREVIATURAS OU SIGLAS

| | |
|-----------|---|
| ANEEL | - Agência Nacional de Energia Elétrica |
| EMS | - <i>Energy Management System</i> |
| GD | - Geração Distribuída |
| H μ R | - <i>Home microgrid</i> |
| PLIM | - Programação Linear Inteira Mista |
| Prodist | - Procedimentos de distribuição de energia no sistema elétrico nacional |
| PV | - Painéis fotovoltaicos |
| RAM | - <i>Random Access Memory</i> |
| SAE | - Sistema de Armazenamento de Energia |
| UG | - Unidade Geradora de energia |
| VRB | - <i>Vanadium Redox Battery</i> |
| μ R | - Microrrede |

LISTA DE SÍMBOLOS

| <u>Símbolo</u> | <u>Descrição</u> | <u>Unidade</u> |
|------------------|--|----------------|
| Cap_{bat} | – Capacidade da bateria | kWh |
| $ciclos$ | – Ciclos de carga e descarga da bateria | – |
| $Custo_{bat}$ | – Compensação pelo uso da bateria | R\$ |
| $Custo_{int}$ | – Compensação referente às interrupções | R\$ |
| DIC | – Duração das interrupções individuais | h |
| DIC_p | – Valor limite do indicador DIC | h |
| DIC_v | – Valor verificado do indicador DIC | h |
| $DMIC$ | – Maior duração individual | h |
| $DMIC_{cn}$ | – Variável para armazenar o tempo de interrupção | h |
| $DMIC_p$ | – Valor limite do indicador DMIC | h |
| $DMIC_v$ | – Valor verificado do indicador DMIC | h |
| d_n | – Variável para auxílio na contagem das interrupções | – |
| DOD | – Profundidade de descarga da bateria | % |
| E_{bat} | – Energia da bateria | kWh |
| $E_{bat\ ini}$ | – Energia inicial da bateria | kWh |
| $E_{bat\ máx}$ | – Energia máxima da bateria | kWh |
| $E_{bat\ mín}$ | – Energia mínima da bateria | kWh |
| $E_{bat\ total}$ | – Energia total que a bateria pode fornecer | kWh |
| $E_{bat\ total}$ | – Energia que a bateria pode fornecer na vida útil | kWh |
| FIC | – Frequência das interrupções individuais | – |
| FIC_p | – Valor limite do indicador FIC | – |
| FIC_v | – Valor verificado do indicador FIC | – |
| i | – Decisão i -ésima do conjunto de decisões do otimizador | – |
| kei | – Coeficiente de majoração | – |
| m | – Tamanho do vetor de decisões do otimizador | – |
| $MUSD_{médio}$ | – Montante médio do uso do sistema de distribuição | kW |
| n_c | – Eficiência de carga da bateria | % |
| n_d | – Eficiência de descarga da bateria | % |
| p | – Número de interrupções em um determinado período | – |
| $P_{bat\ máx}$ | – Potência máxima de carga/descarga da bateria | kW |

| <u>Símbolo</u> | <u>Descrição</u> | <u>Unidade</u> |
|-----------------------|--|----------------|
| P_c | – Potência de carga do banco de baterias | kW |
| P_{cons} | – Demanda prevista para o consumidor | kW |
| P_d | – Potência de descarga do banco de baterias | kW |
| P_{PV} | – Potência prevista para os painéis fotovoltaicos | kW |
| q | – Período de análise em que é calculado o indicador | h |
| SOH | – Estado de vida da bateria | % |
| t | – Tempo entre execuções das decisões do otimizador | – |
| $t(j)$ | – Duração da j -ésima interrupção | h |
| $t(j)_{máx}$ | – Interrupção de maior duração | h |
| TUSD | – Tarifa pelo uso do sistema de distribuição | R\$/kW |
| Valor _{DIC} | – Compensação pela infração do limite do indicador DIC | R\$ |
| Valor _{DMIC} | – Compensação pela infração do limite do indicador DMIC | R\$ |
| Valor _{FIC} | – Compensação pela infração do limite do indicador FIC | R\$ |
| δ_c | – Decisão de carga. Para $\delta_c = 1$ bateria carrega, para $\delta_c = 0$ bateria não carrega | – |
| δ_{cn} | – Variável binária para contagem ordenada das interrupções | – |
| δ_d | – Decisão de descarga. Para $\delta_d = 1$ bateria descarrega, para $\delta_d = 0$ bateria não descarrega | – |
| δ_{DMIC} | – Variável binária que identifica um início de interrupção | – |
| $\delta_{DMIC\ aux}$ | – Variável binária para auxiliar o cálculo do DMIC | – |
| δ_{FIC} | – Variável binária para o cálculo do FIC. Para $\delta_{FIC} = 1$ o contador FIC é incrementado, para $\delta_{FIC} = 0$ o contador FIC não incrementa | – |
| δ_{open} | – Variável binária de corte de fornecimento. Para $\delta_{open} = 1$ corte do consumidor, $\delta_{open} = 0$ atendimento do consumidor | – |
| δ_{PV} | – Variável binária de utilização do PV. Para $\delta_{PV} = 1$ o PV é utilizado, $\delta_{PV} = 0$ o PV não é utilizado | – |
| Δt | – Tempo em que a potência de carga ou descarga é mantida | h |

SUMÁRIO

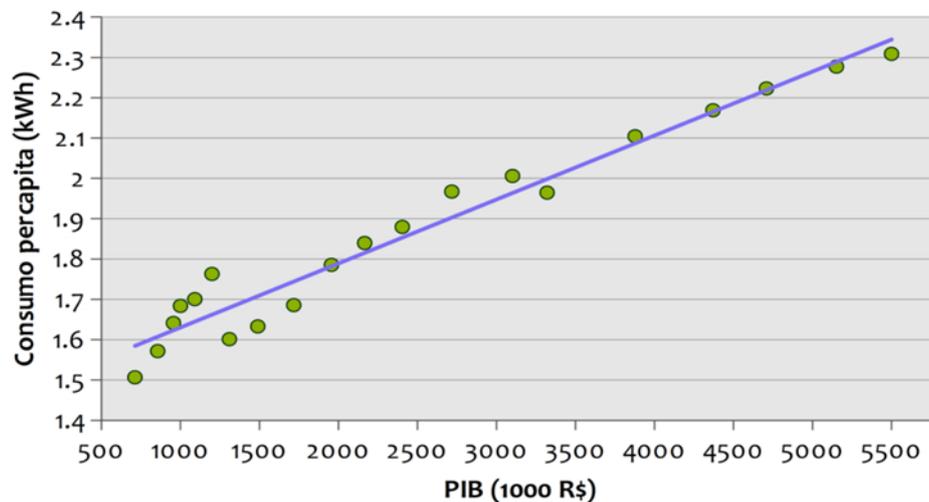
| | | |
|----------|--|-----------|
| 1 | INTRODUÇÃO | 17 |
| 1.1 | JUSTIFICATIVA..... | 18 |
| 1.2 | OBJETIVOS | 19 |
| 1.2.1 | Objetivo geral | 19 |
| 1.2.2 | Objetivos específicos..... | 19 |
| 2 | REVISÃO DE LITERATURA..... | 20 |
| 2.1 | GERAÇÃO DISTRIBUIDA | 20 |
| 2.1.1 | Painel fotovoltaico..... | 21 |
| 2.1.2 | Aero gerador..... | 21 |
| 2.2 | MICRORREDE | 22 |
| 2.2.1 | Microrrede para geração distribuída | 23 |
| 2.2.2 | Sistema de armazenamento de energia | 24 |
| 2.2.2.1 | Baterias de fluxo – Vanádio | 25 |
| 2.2.3 | Modos de operação | 26 |
| 2.2.4 | Gerenciamento de energia | 27 |
| 2.3 | NÍVEIS DE CONTROLE DE MICRORREDES | 29 |
| 2.3.1 | Arquiteturas de estratégias de controle | 30 |
| 2.3.2 | Controle primário | 31 |
| 2.3.3 | Controle secundário..... | 32 |
| 2.3.4 | Controle terciário | 33 |
| 2.4 | QUALIDADE DE ENERGIA..... | 34 |
| 2.4.1 | Indicadores de continuidade de serviço..... | 35 |
| 2.4.1.1 | Indicadores individuais de continuidade de serviço | 35 |
| 2.4.1.2 | Indicadores coletivos de continuidade de serviço..... | 37 |
| 3 | MATERIAL E MÉTODOS..... | 38 |
| 3.1 | CASO ESTUDADO..... | 38 |
| 3.2 | FORMULAÇÃO MATEMÁTICA | 41 |
| 3.3 | PROGRAMAÇÃO LINEAR INTEIRA MISTA | 44 |
| 3.4 | ESQUEMÁTICOS E FERRAMENTAS | 52 |
| 4 | APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS | 55 |
| 4.1 | RESULTADOS GERENCIADOR SIMPLES | 57 |
| 4.2 | RESULTADOS GERENCIADOR OTIMIZADO | 59 |

| | | |
|----------|--|-----------|
| 4.3 | ANÁLISES E COMPARAÇÕES..... | 62 |
| 4.4 | PROBLEMAS ENCONTRADOS..... | 64 |
| 5 | CONCLUSÃO..... | 66 |
| 5.1 | RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS..... | 66 |
| | REFERÊNCIAS..... | 68 |
| | APÊNDICE 1 – RESTRIÇÕES PARA O CÁLCULO DO DMIC..... | 70 |

1 INTRODUÇÃO

Com o desenvolvimento econômico de um país a demanda por energia elétrica aumenta. Essa correlação pode ser observada na FIGURA 1, que mostra o consumo de energia per capita em função do produto interno bruto brasileiro, em um intervalo de tempo contínuo. Nessa imagem é possível perceber que com o aumento do produto interno bruto também há um aumento no consumo de energia per capita brasileiro.

FIGURA 1 – CONSUMO PER CAPITA DE ENERGIA EM FUNÇÃO DO PIB BRASILEIRO



FONTE: Atlas Brasileiro de Energia Solar (2017)

Algumas medidas mostram-se cruciais para o aumento da produção energética de um país, como a variação da matriz energética e o incentivo para a geração distribuída (GD). Além do aumento da produção energética, a segunda medida traz benefícios ambientais, como a diminuição da utilização de fontes não renováveis, técnicos e econômicos, como a diminuição das perdas em linhas de transmissão.

Porém, a GD por si só pode gerar alguns problemas, como a energização do sistema principal de distribuição e a elevação da tensão e temperatura em linhas de distribuição próximas. Ou seja, para a aplicação da GD é necessário um sistema auxiliar de controle, proteção e comunicação para que os benefícios dessa solução sejam potencializados e os eventuais problemas sejam mitigados.

Para isso foi criado o conceito de microrrede (μR) que, com a incorporação de dispositivos de manobra e proteção e uma central de processamento em um sistema com fontes de energia de baixa potência e cargas, possibilita um gerenciamento da energia gerada e recebida pelo sistema em que o conceito foi aplicado. Para a realização de complexas estratégias de gerenciamento de energia, é necessário um sistema de armazenamento de energia (SAE). Além disso, a aplicação do SAE retira a intermitência de fontes renováveis, o que propicia um balanço energético entre geração e consumo em uma μR (Guerrero et al., 2013).

Esses sistemas de armazenamento de energia possuem vida útil limitada e são extremamente caros, ou seja, é necessário que o sistema de gerenciamento de energia da μR tenha ciência das condições desse sistema e tome decisões de forma que a duração do armazenador de energia seja potencializada. Além do prejuízo financeiro, a utilização excessiva desses dispositivos causa impactos ambientais, devido a dificuldade do tratamento do lixo formado por algumas tecnologias de armazenamento de energia na hora do seu descarte.

Para evitar o descarte precoce do SAE, é proposto nesse trabalho um estudo do impacto de um gerenciamento de carga otimizado, utilizando a modelagem PLIM (Programação Linear Inteira Mista), em uma μR arbitrária isolada, modelada e validada em ambiente virtual. Para verificar a operação desse gerenciador, foi proposto um gerenciamento de carga simples para comparar com o gerenciador proposto.

1.1 JUSTIFICATIVA

A utilização do gerenciamento ótimo de carga pretende reduzir a utilização indiscriminada da bateria. Essa redução acarreta o aumento da vida útil da bateria, levando a uma economia financeira. Para o meio ambiente, o prolongamento da vida da bateria significa menos lixo não reciclável e tóxico na natureza, ou seja, a aplicação do algoritmo contribui também para a preservação da natureza.

Este trabalho foi desenvolvido no âmbito do projeto PD 2866-0442-2016 – “Sistema de Controle Ótimo de Microgrid com Armazenamento de Energia para Smartgrid” executado pelo Lactec e financiado pela Copel Distribuição S.A., sob os auspícios do Programa de P&D da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo geral

Realizar um estudo de um gerenciamento de carga otimizado, utilizando a modelagem PLIM, em uma μR com SAE, painéis fotovoltaicos (PV) e três cargas controláveis, validando a aplicação em ambiente virtual.

1.2.2 Objetivos específicos

- Compreender os níveis de controle de uma μR , e identificar qual corresponde a otimização;
- Estudar sobre os indicadores de qualidade de serviço (Prodist, Módulo 8);
- Desenvolver a formulação matemática do problema;
- Desenvolver o algoritmo de gerenciamento de carga;
- Comparar o valor da transgressão dos indicadores de qualidade de energia e o valor da utilização da bateria entre um gerenciamento de carga simples e um gerenciamento otimizado, quando a μR opera no modo ilhado.

2 REVISÃO DE LITERATURA

Nessa seção é feita uma breve apresentação sobre as μR e sobre seus níveis hierárquicos de controle, deixando evidente quais são as funções de cada um desses níveis. Também é analisado qual deles tem a função de garantir uma operação ótima para a microrrede, pois essa é a função do algoritmo proposto nesse trabalho.

Na sequência são apresentadas as normas brasileiras referentes a qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica, contidos nos procedimentos de distribuição de energia elétrica (Prodist) módulo 8, qualidade de energia elétrica, disponível no endereço virtual da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). A análise dá ênfase na forma em que são realizados os cálculos das compensações referentes às transgressões dos limites dos indicadores de qualidade de serviço mensais.

2.1 GERAÇÃO DISTRIBUIDA

A GD, também chamada de microgeração, possibilita um suprimento de energia no local instalado, ou seja, diminui a energia consumida do sistema de distribuição, além de possibilitar o fornecimento da energia excedente para esse sistema. Fontes renováveis de energia são amplamente utilizadas nesse tipo de aplicação, contribuindo para a redução da emissão de gases agravantes do efeito estufa. Além dessas vantagens, a GD reduz as perdas nos cabos de transmissão de energia, já que menos energia trafega pelas longas linhas de transmissão, devido ao suprimento local (Mariam et al., 2016).

O principal elemento da GD é a unidade geradora de energia (UG) que, segundo Justo et al. (2013), é definido como um elemento de geração de energia distribuída de pequeno porte. As tecnologias mais comuns utilizadas como UG são o painel fotovoltaico, aero gerador e a microturbina hidráulica (Mariam et al., 2016).

A seguir é feita uma breve apresentação sobre o funcionamento das duas tecnologias mais comuns de geração renovável, o painel fotovoltaico e o aero gerador.

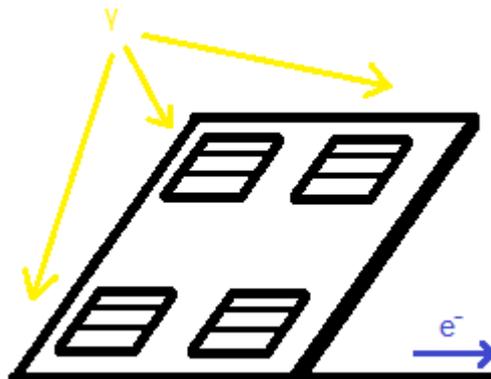
2.1.1 Painel fotovoltaico

O painel fotovoltaico (PV) é um gerador de energia que converte a energia dos raios solares em energia elétrica. Devido ao tamanho e a praticidade, esse sistema de geração é muito utilizado em residências em centros urbanos.

A maneira utilizada para obter a energia dos raios solares é a partir de um semicondutor chamado de célula fotovoltaica. Essa célula é arranjada em série e em paralelo com outras células fotovoltaicas, formando assim o PV. Cada célula fornece aproximadamente uma tensão de 0,5 V, com o arranjo, o PV é capaz de fornecer uma tensão maior na saída (El-Khattam, Salama, 2004; Singh, 2013).

A partir da absorção dos raios solares pelo cristal de silicone dopado, os fótons fazem com que os elétrons do semicondutor se tornem elétrons livres, possibilitando o fornecimento de uma corrente contínua na saída da célula fotovoltaica. Esse fenômeno é chamado de efeito fotovoltaico (El-Khattam, Salama, 2004; Singh, 2013). A FIGURA 2 mostra uma representação do efeito fotovoltaico, ilustrando os raios solares irradiando sobre o painel, acarretando em uma liberação de elétrons pelo painel.

FIGURA 2 – REPRESENTAÇÃO DO EFEITO FOTOVOLTAICO



FONTE: O autor (2018)

2.1.2 Aero gerador

O gerador eólico é um gerador que produz energia elétrica a partir do aproveitamento da energia mecânica dos ventos. Esses geradores são instalados

em parques eólicos em áreas rurais ou em alto mar, que no último caso geralmente é chamado de geração eólica *off shore*.

A conversão da energia é feita a partir da captação da energia cinética das correntes de ar pelas pás eólicas, ocasionando na rotação desse elemento. O eixo das pás é interligado em uma caixa de engrenagens, que transmite a energia rotacional para o estator do gerador interno ao aerogerador com a velocidade do eixo aumentada, assim, realizando a conversão da energia mecânica em elétrica (Pereira, 2004).

Além desses, outros elementos também fazem parte do gerador eólico, que são o anemômetro e a veleta, que realizam respectivamente a medição da velocidade e a direção do vento, e o sistema de controle, que garante uma correta operação do aerogerador (Pereira, 2004).

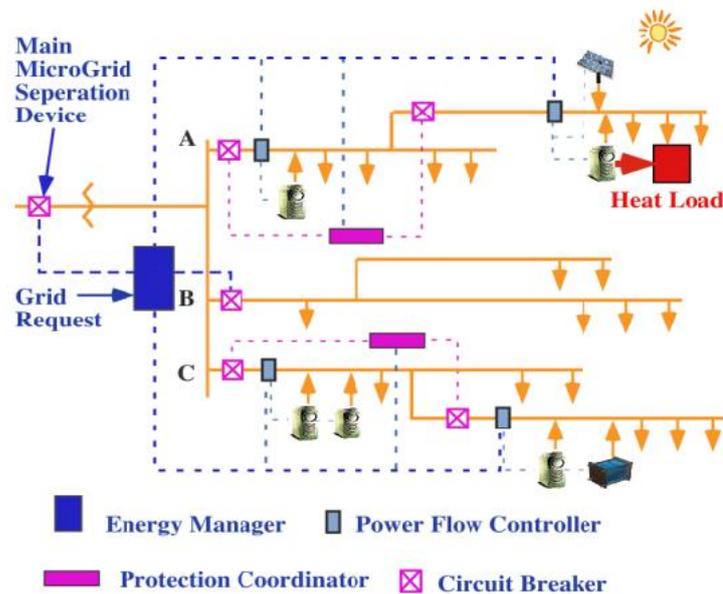
Com relação ao fotovoltaico, o gerador eólico necessita de uma área muito maior para ser instalado, sendo praticamente impraticável em áreas urbanas densas. No entanto, apesar de ocupar uma área maior, o gerador eólico possui uma densidade de potência, que é a potência por metro quadrado, superior ao sistema de geração fotovoltaico.

2.2 MICRORREDE

Segundo Lasseter (2002) uma μR corresponde a um arranjo elétrico composto por cargas, conversores de energia, geradores de energia de pequeno porte e por dispositivos de manobra e proteção. As cargas recebem energia e calor dos geradores, podendo também receber ou fornecer energia para o sistema de distribuição. Os conversores de energia e os dispositivos de manobra e proteção são controlados por centrais de gerenciamento de energia, que, de maneira otimizada, decidem a operação da μR dependendo do objetivo proposto.

A FIGURA 3 mostra os elementos básicos necessários para que um arranjo elétrico seja caracterizado como uma μR . Na topologia mostrada na figura, os geradores a combustão fornecem energia e, no caso do alimentador A, também fornecem calor para a carga. As linhas pontilhadas representam a medição e o envio de sinais de manobra feitos pelo sistema de gerenciamento de energia.

FIGURA 3 – ARQUITETURA BÁSICA DE MICRORREDE



FONTE: Lasseter (2002)

A FIGURA 3 ilustra uma das inúmeras possibilidades existentes de dispor os elementos que compõem a μR e das formas de como é feita a geração e o armazenamento de energia. As μR s podem variar também na característica da tensão transmitida e na forma de comunicação utilizada pelos elementos.

Segundo Marian et al. (2016) a tensão transmitida em uma μR pode ser contínua, alternada em 50 ou 60 Hz ou alternada em alta frequência. Cada uma dessas formas de transmissão tem vantagens e desvantagens, ou seja, cabe a proposta da μR definir qual é a melhor forma. Das metodologias existentes para a transmissão de dados pela μR , as metodologias básicas são a *Global System for Mobile Communications*, *General Pack Radio Service*, 3G, WiMax, *Power Line Communication* e Zig Bee (Marian et al., 2016).

2.2.1 Microrrede para geração distribuída

É possível a utilização de somente UGs e inversores para a GD, porém graves problemas podem ocorrer devido a essa aplicação sem um sistema de proteção e controle. Segundo Mariam et al. (2016) esses problemas são a elevação da tensão na linha de distribuição próxima a UG e os custos adicionais devido à ausência de um sistema de gerenciamento de energia. Outros problemas citados são a elevação da temperatura nas linhas de distribuição devido à circulação da

potência gerada na UG e a falta de uma ferramenta de isolamento da μR caso o sistema principal apresente problemas. Com a aplicação do conceito de microrrede em vez de simplesmente a aplicação de uma UG, é possível suprir os problemas apontados (Mariam et al., 2016).

Além das já mencionadas vantagens na aplicação do conceito de μR , outra pode facilmente ser levantada, que é a confiabilidade no quesito de fornecimento de energia que a μR pode oferecer para os clientes atendidos. Se as cargas tiverem uma dependência crítica do fornecimento de energia, a μR pode garantir um fornecimento ininterrupto de energia para elas (Justo et al., 2013).

Outras vantagens na utilização do conceito de μR , são a utilização de fontes renováveis que diminui a poluição do meio ambiente, o isolamento, ou ilhamento, da μR caso algum problema ocorra no sistema principal de energia e melhora na qualidade energia, devido a regulação de tensão e frequência (Justo et al., 2013).

2.2.2 Sistema de armazenamento de energia

Um elemento muito importante, porém ainda não citado, utilizado na μR é o sistema de armazenamento de energia (SAE). Esse elemento não foi explicitamente apresentado na definição clássica de Lasseter (2002), no entanto, nas definições mais atuais, como a feita por Justo et al. (2013), esse elemento já é definido como componente básico na composição de uma μR .

O SAE possibilita inúmeras estratégias para a utilização da energia gerada pelas unidades geradoras (UG), que anteriormente não eram possíveis. As tecnologias mais comuns de SAE são: Baterias, *flywheels*, super-capacitores e as células combustíveis (Mariam et al., 2016).

A TABELA 1 mostra os dados típicos de algumas tecnologias de armazenamento de energia. É possível concluir a partir dos dados apresentados na TABELA 1, que algumas tecnologias de armazenamento são melhores que outras dependendo da aplicação. Um exemplo de aplicação é o armazenamento da energia provinda de PVs em centros urbanos, onde a tecnologia de baterias apresenta uma boa solução, devido a uma alta densidade de potência e energia, bom tempo de descarga e baixa auto descarga.

TABELA 1 – DADOS TÍPICOS DAS TECNOLOGIAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

| EES technology | Power range (MW) | Discharge time (ms-h) | Overall efficiency | Power density (W/kg) | Energy density (Wh/kg) | Storage durability | Self-discharge (per day) | Lifetime (yr) | Life cycles (cycles) |
|-----------------------------|------------------|-----------------------|--------------------|----------------------|------------------------|--------------------|--------------------------|---------------|----------------------|
| PHS | 10-5000 | 1-24 h | 0.70-0.82 | | 0.5-1.5 | h-months | Negligible | 50-60 | 20000-50000 |
| CAES (underground) | 5-400 | 1-24 h | 0.7-0.89 | | 30-60 | h-months | Small | 20-40 | > 13,000 |
| CAES (aboveground) | 3-15 | 2-4 h | 0.70-0.90 | | | h-days | Small | 20-40 | > 13,000 |
| Flywheel | Up to 0.25 | ms-15 m | 0.93-0.95 | 1000 | 5-100 | s-min | 100% | 15-20 | 20,000-100,000 |
| Lead-acid | Up to 20 | s-h | 0.70-0.90 | 75-300 | 30-50 | min-days | 0.1-0.3% | 5-15 | 2000-4500 |
| NaS | 0.05-8 | s-h | 0.75-0.90 | 150-230 | 150-250 | s-h | 20% | 10-15 | 2500-4500 |
| NaNiCl ₂ (ZEBRA) | 50 | 2-5 h | 0.86-0.88 | 150-200 | 100-140 | s-h | 15% | 15 | 2500-3000 |
| Ni-Cd | Up to 40 | s-h | 0.60-0.73 | 50-1000 | 15-300 | min-days | 0.2-0.6% | 10-20 | 2000-2500 |
| Li-ion | up to 0.01 | m-h | 0.85-0.95 | 50-2000 | 150-350 | min-days | 0.1-0.3% | 5-15 | 1500-4500 |
| VRFB | 0.03-3 | s-10 h | 0.65-0.85 | 166 | 10-35 | h-months | Small | 5-10 | 10,000-13,000 |
| Zn-Br | 0.05-2 | s-10 h | 0.60-0.70 | 45 | 30-85 | h-months | Small | 5-10 | 5000-10,000 |
| Fe-Cr | 1-100 | 4-8 h | 0.72-0.75 | | | | | 10-15 | > 10,000 |
| PSB | 15 | s-10 h | 0.65-0.85 | | | h-months | Small | 10-15 | 2000-2500 |
| SMES | 0.1-10 | ms-8 s | 0.95-0.98 | 500-2000 | 0.5-5 | min-h | 10-15% | 15-20 | > 100,000 |
| Capacitors | Up to 0.05 | ms-60 m | 0.60-0.65 | 100,000 | 0.05-5 | s-h | 40% | 5-8 | 50,000 |
| SCES | Up to 0.3 | ms-60 m | 0.85-0.95 | 800-23,500 | 2.5-50 | s-h | 20-40% | 10-20 | > 100,000 |
| Hydrogen (fuel cell) | 0.3-50 | s-24 h | 0.33-0.42 | 500 | 100-10,000 | h-months | Negligible | 15-20 | 20,000 |

Fonte: Zakeri e Syri (2015)

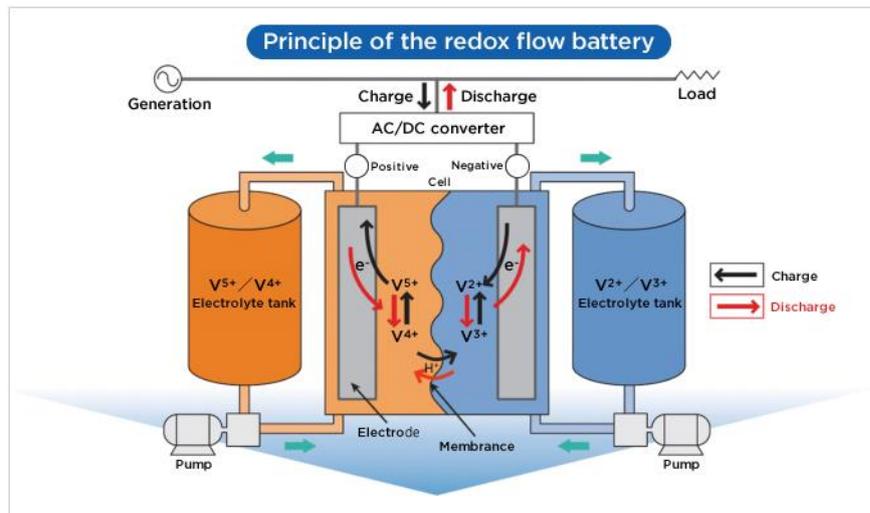
Segundo Reihani et al. (2016) uma aplicação muito utilizada do SAE é a função de corte de pico de demanda, do inglês *peak shaving*. Essa aplicação consiste em utilizar o SAE para armazenar energia gerada excedente no período de fora de pico de demanda, e injetar energia no sistema no período de pico de demanda, proporcionando benefícios técnicos e econômicos. Outra aplicação comum do SAE é o fornecimento de energia para UGs que necessitam de uma energia inicial para saírem de inercia, e também para auxiliá-las no fornecimento de energia (Zamora; Srivastava, 2010).

A seguir é apresentada uma tecnologia de baterias que apresentam inúmeras vantagens com relação as demais tecnologias, que são as baterias de fluxo utilizando vanádio como eletrólito, e em seguida, será retomado a apresentação das características das μR .

2.2.2.1 Baterias de fluxo – Vanádio

As baterias de oxidação/redução de fluxo que utilizam como eletrólito o vanádio, do inglês *Vanadium Redox Battery* (VRB), são um tipo de armazenamento de energia muito promissor em aplicações em redes de larga escala (Weber, 2011). A FIGURA 4 ilustra o funcionamento da VRB em uma situação de carga e descarga. É possível perceber na figura que a descarga da bateria é realizada pela reação de redução no polo positivo da bateria e oxidação no polo negativo da bateria, permitindo um fluxo de elétrons pelo circuito elétrico. Já para o processo de carga o processo descrito é inverso (Aneke e Wang, 2016).

FIGURA 4 – ESQUEMA DO FUNCIONAMENTO DA VRB



FONTE: Sumitomo Electric (2018)

Como a VRB utiliza o mesmo material para realizar a função de anodo e catodo, a contaminação do eletrólito pela carga e descarga da bateria é evitada. Essa contaminação é observada em baterias que utilizam diferentes eletrólitos para a função de anodo e catodo, e pode ocasionar uma perda da eficiência, capacidade e vida útil da bateria (Weber, 2011).

Outra grande vantagem das baterias de fluxo é a independência dos fatores construtivos que definem a potência e a energia dessas baterias, o que permite um melhor projeto do sistema de armazenamento (Aneke e Wang, 2016). A Energia dessas baterias é determinada em função da capacidade de armazenamento de eletrólito dos tanques e a potência é determinada pelo aspecto construtivo das células e o número de células em paralelo.

As demais vantagens da VRB são o baixo custo de manutenção, a independência entre a profundidade de descarga e a durabilidade da bateria e a tolerância a sobrecarga. As desvantagens dessa tecnologia são a necessidade de vários componentes como sensores, bombas e gerenciador de potência e a necessidade de uma grande área para a instalação da bateria (Aneke e Wang, 2016).

2.2.3 Modos de operação

No âmbito geral, a μR possui dois modos de operação, o modo conectado com a rede principal, e o modo ilhado. No modo ilhado, a μR é desconectada da rede principal, tendo disponível apenas a energia das fontes locais. Como já foi mencionado, para que uma fonte renovável seja despachável, é necessário um SAE, ou seja, para uma μR apenas com fontes renováveis, é necessário um SAE para que o sistema consiga operar ilhado.

No modo conectado com a rede principal, a μR pode controlar o fluxo de potência que entra e sai do sistema, dependendo da estratégia utilizada. Na seção 2.2.4 são apresentados alguns trabalhos que desenvolveram sistemas de gerenciamento de energia que conferiram a μR a decisão de comprar ou vender energia para o sistema principal.

2.2.4 Gerenciamento de energia

No decorrer dessa seção, são apresentados dois trabalhos que estudaram a aplicação de gerenciamentos de carga em topologias de μR .

O trabalho de Parisio et al. (2014) apresenta um estudo da utilização de um gerenciador de uma μR utilizando para a otimização o modelo PLIM e modelos de controle preditivo. Esse gerenciador foi aplicado e verificado de forma online em uma μR real composta por quatro geradores a diesel, um grupo de painéis fotovoltaicos, um sistema de armazenamento de energia, do inglês *Energy Management System* (EMS), e por cargas controláveis e cargas críticas, e está situada em Atenas, na Grécia. A potência dos geradores a diesel (DG), a potência de pico do PV, a energia e potência máxima do sistema de armazenamento estão ilustradas na TABELA 2.

TABELA 2 – VALORES DAS FONTES DE ENERGIA DO TRABALHO ANALISADO

| PV (kW pico) | DG 1 (kW) | DG 2 (kW) | DG 3 (kW) | DG 4 (kW) | E_EMS (kWh) |
|--------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-------------|
| 16 kW | 6 - 50 | 16.4 - 92 | 16 - 90 | 12.3 - 72 | 25 - 250 |

FONTE: Parisio et al. (2014)

Os autores realizaram a modelagem do problema de tal forma que, para cada instante de tempo, o otimizador deva decidir quais DG estarão ligadas ou não, qual a potência que cada um dos geradores fornecerá para um custo mínimo, quando o EMS irá armazenar ou despachar energia, o instante e a quantidade que a

μ R irá vender ou comprar energia da rede principal e quais das cargas controláveis deverão ser desligadas.

Nos resultados desse trabalho, Parisio et al. realizaram uma comparação do custo total da operação da μ R sem EMS, utilizando como gerenciamento o método PLIM + controle preditivo, que foi o método proposto no trabalho, um método heurístico e um custo total de referência. Por fim, foi realizada a comparação dos métodos PLIM + controle preditivo e apenas PLIM para a μ R com o EMS. O QUADRO 1 mostra os resultados dessas comparações realizadas nesse trabalho.

QUADRO 1 – RESULTADOS DO TRABALHO ANALISADO

| Microrrede sem EMS | |
|---------------------------|-----------|
| PLIM + controle preditivo | 418.9 (€) |
| Heurístico | 452.8 (€) |
| Valor de referência | 416.7 (€) |
| Microrrede com EMS | |
| PLIM + controle preditivo | 403.3 (€) |
| PLIM | 788.3 (€) |
| Valor de referência | 391.5 (€) |

FONTE: Parisio et al. (2014)

Os autores concluíram que o modelo PLIM + controle preditivo garante uma economia maior comparado aos outros métodos de gerenciamento analisados no trabalho, que eles chamam de métodos praticados na atualidade.

O trabalho de Marzband et al. (2017) apresenta uma modelagem utilizando programação linear inteira mista para uma μ R residencial, do inglês *home microgrid* ($H\mu$ R), composta por painéis fotovoltaicos, microturbinas, aero geradores, sistema de armazenamento e cargas. Os dados dessas fontes de energia utilizados nesse trabalho estão representados na TABELA 3.

TABELA 3 – VALORES DAS FONTES DE ENERGIA DO TRABALHO ANALISADO

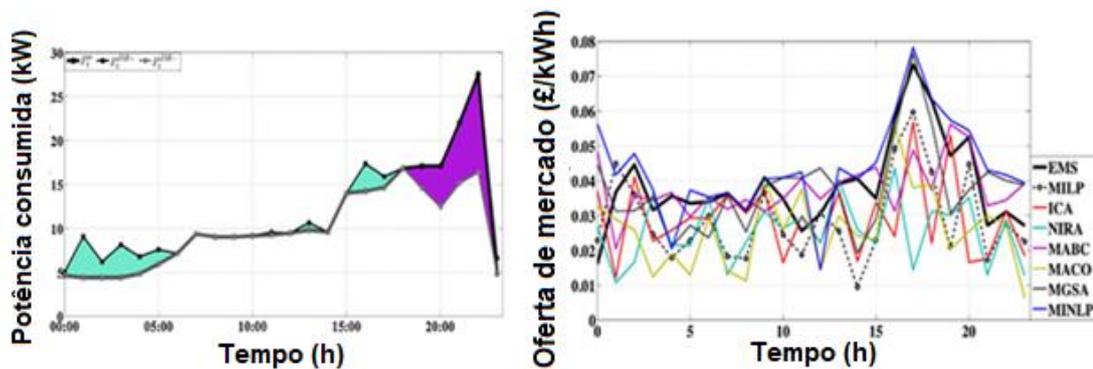
| Fotovoltaicos | Aero geradores | Microturbinas | Armaz. Energia | Energia inicial |
|----------------------|-----------------------|----------------------|-----------------------|------------------------|
| 0 - 6 (kW) | 0,45 - 8 (kW) | 3,6 - 12 (kW) | 20 - 80 (kWh) | 50 (kWh) |

FONTE: Marzband et al. (2017)

O algoritmo desenvolvido pelos autores tem como função objetivo minimizar os custos de operação da microrrede. As decisões do algoritmo envolvem a carga e descarga do sistema de armazenamento, a compra e venda de energia da rede principal e a alocação das demandas previstas.

A FIGURA 5 mostra os resultados obtidos em simulações realizadas no trabalho de Marzband et al. O primeiro gráfico da figura mostra o EMS feito pelo modelo PLIM proposto, com a área roxa representando a carga retirada e a área verde claro representando a carga alocada. Já o segundo gráfico mostra a compensação de mercado resultante para diversos métodos de otimização, incluindo o resultado do EMS sem otimização.

FIGURA 5 – RESULTADOS DO TRABALHO ANALISADO



FONTE: Marzband et al. (2017)

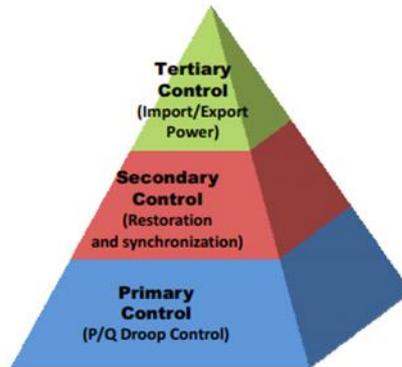
Os autores concluíram que o EMS realizado com PLIM foi melhor que o EMS sem otimizador na maior parte do tempo. Também foi concluído que o gerenciamento com PLIM alcançou o menor valor dentre as outras metodologias de otimização. Marzband et al. finalizam dizendo que outras μR podem ser interligadas para melhorarem o desempenho geral do sistema.

2.3 NÍVEIS DE CONTROLE DE MICRORREDES

De acordo com Morstyn et al. (2016) o controle de uma μR é tradicionalmente dividido em três níveis hierárquicos: Nível primário, secundário e terciário. Segundo Guerrero et al. (2011), a normativa internacional ISA – 95 estabelece a mesma divisão dos níveis hierárquicos citada anteriormente. A FIGURA 6 mostra um resumo das funções de cada nível de controle e a hierarquia desses

níveis, deixando evidente que o nível terciário tem domínio sobre o nível secundário e que o secundário tem domínio sobre o primário.

FIGURA 6 – NÍVEIS HIERÁRQUICOS DE CONTROLE



FONTE: Torres (2015)

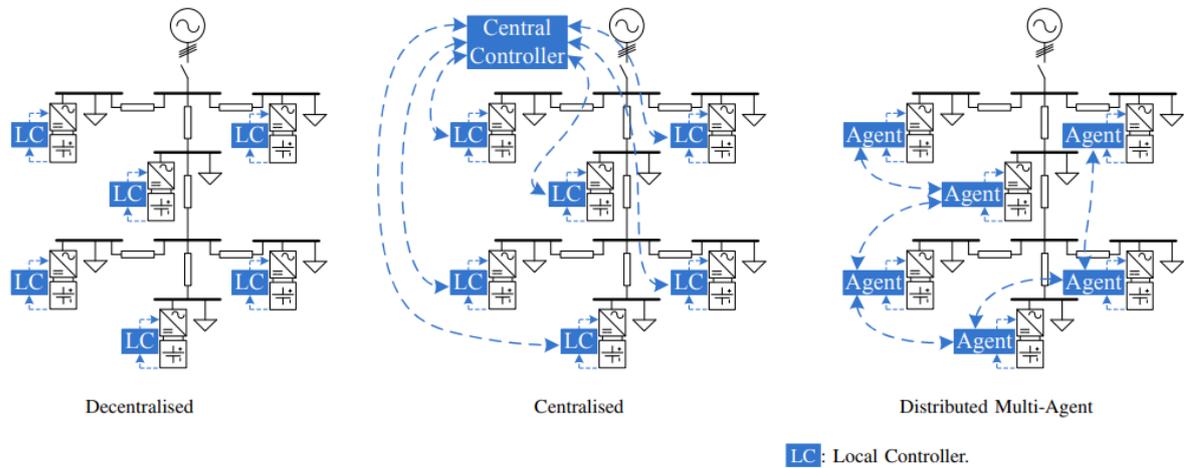
2.3.1 Arquiteturas de estratégias de controle

De acordo com Morstyn et al. (2016) as três arquiteturas de alto nível do controle de μR AC são as arquiteturas descentralizada, centralizada e múltiplos agentes distribuídos. A FIGURA 7 exibe exemplos de topologias para as três arquiteturas citadas.

O controle descentralizado dispõe somente das informações do SAE local, ou seja, as estratégias para esse tipo de controle são bem limitadas. Já o controle centralizado consegue realizar a seleção entre qual SAE irá atender a demanda, pois as informações de cada uma delas são enviadas para uma central de controle. Essa função de distribuição de demanda é chamada de *load sharing*. Porém, quando a μR possui muitas unidades de armazenamento de energia, a capacidade de processamento da central geradora eleva muito e a infraestrutura de comunicação necessária aumenta a complexidade (Morstyn et al., 2016).

Para solução desse problema é proposto o controle de múltiplos agentes distribuídos, que são controles de alto nível distribuídos que utilizam informações dos controles, ou agentes, vizinhos para desempenhar a estratégia proposta para cada um deles. Além disso, essa estratégia apresenta maior robustez nos controles em comparação com o controle centralizado (Morstyn et al., 2016).

FIGURA 7 – ARQUITETURAS DE CONTROLE DE MICORREDE



FONTE: Morstyn et al. (2016)

A partir do conhecimento dos tipos de topologias de controle de μR e suas características, é possível concluir que a melhor topologia para o presente trabalho é a centralizada, devido às dimensões do caso estudado, que é apresentado posteriormente no trabalho.

2.3.2 Controle primário

Também chamado de *droop control*, o controle primário, para uma μR com tensão AC, ajusta a frequência e a amplitude da tensão para que se aproximem de um valor de referência estabelecido.

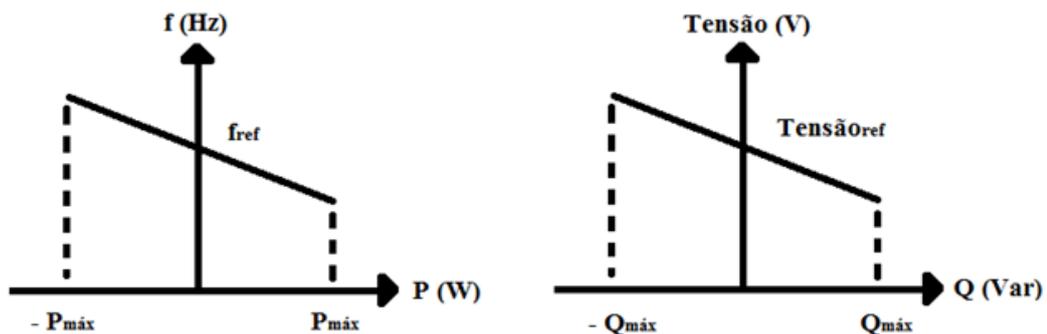
Esse ajuste de frequência e de amplitude de tensão é feito através da proporcionalidade dessas grandezas com a potência ativa e reativa respectivamente, ou seja, através das inclinações das retas $P - f$ e $Q - V$. Quando a MR possui cargas predominantemente resistivas, é utilizado a proporcionalidade relativa a inclinação das retas $P - V$ e $Q - f$ (Guerrero et al., 2011; Morstyn et al., 2016).

Para uma μR que distribui a energia em tensão contínua, o controle primário também é chamado de *droop control*, porém, a proporcionalidade analisada é obtida através da reta $V - I$. Ou seja, para uma variação de tensão, o controle primário de uma μR DC variará a corrente com o intuito de fazer com que a tensão volte para o valor de referência (Morstyn et al., 2016).

Com o intuito de manter a estabilidade do sistema para qualquer variação da demanda, o controle primário, dentro da estrutura hierárquica de controle, é o nível que apresenta a resposta mais rápida, ordem de milissegundos. Neste nível o controle ajuda no balanço energético na μR , ou seja, por meio do fornecimento e consumo da energia provida da rede principal ou pela carga e descarga do SAE, esse nível tende a igualar na μR o fornecimento de energia com a demanda (Guerrero et al., 2011; Morstyn et al., 2016).

A FIGURA 8 mostra que para frequências e amplitudes de tensão superiores ao valor de referência, o controle primário aumenta a potência fornecida para a μR AC, e para valores de frequência e amplitude de tensão abaixo ao de referência, o controle primário aumenta a carga da μR .

FIGURA 8 – RETAS P – F & Q – V



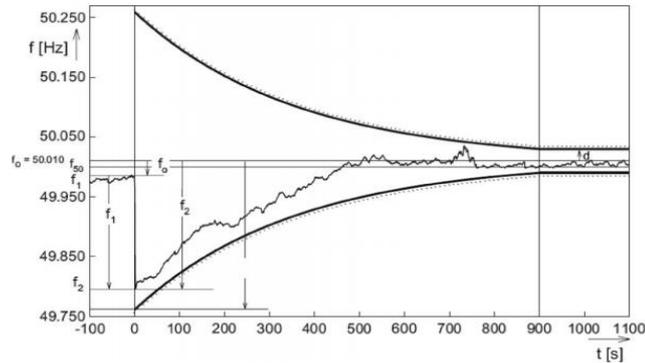
FONTE: O autor (2018)

2.3.3 Controle secundário

O segundo nível de controle serve para compensar o erro de frequência e amplitude de tensão existentes no controle primário e corrigi-los para que eles sigam os valores de referência em uma μR AC. O tempo de atuação do controle secundário é mais lento que o primário, sendo da ordem de segundos a minutos (Guerrero et al., 2011; Morstyn et al., 2016).

A Figura 4 mostra a resposta do controle secundário para uma abrupta variação de frequência provocada pelo controle primário. Também é possível perceber na figura o tempo de atuação desse nível de controle.

FIGURA 9 – AJUSTE DA FREQUÊNCIA PELO CONTROLE SECUNDÁRIO



FONTE: Guerrero et al. (2011)

Para que uma μR ilhada se conecte com a rede principal de distribuição de energia, é necessário que o controle secundário sincronize a tensão da μR com a tensão da rede principal. Isto é feito por meio de um controle de fase, do inglês *phase-locked loop*, o qual a partir de uma variável de sincronização extingue a defasagem do sinal de tensão da μR com o da rede, antes da conexão das duas (Guerrero et al., 2011).

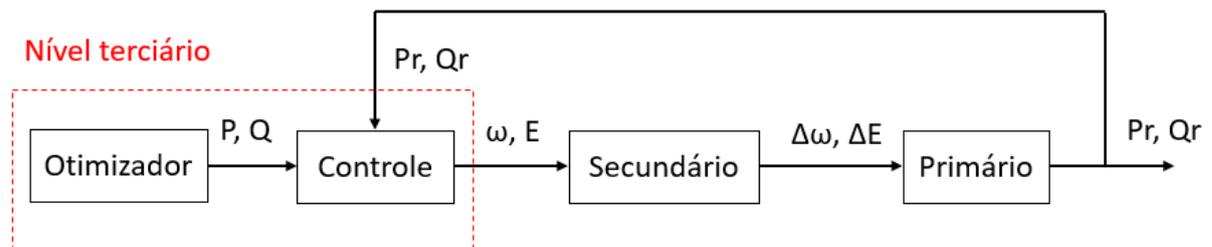
2.3.4 Controle terciário

O controle terciário serve para controlar o fluxo de potência através da variação da tensão e frequência, garantindo a operação ótima da μR quando conectada com a rede de distribuição. O controle mede a potência ativa e reativa da rede, e define os valores de tensão e de corrente que são utilizados como referências no controle secundário. Adicionalmente, o controle terciário é responsável por definir a hora que a μR deve trabalhar no modo ilhado, passando para o controle secundário a função de definir os valores de referência nesse modo (Guerrero et al., 2011; Morstyn et al., 2016). Assim, quando o sistema está ilhado, ele não precisaria de um controle terciário, como definido até agora.

Porém o nível terciário pode ser implementado para otimizar a operação das diferentes fontes de energia que constituem a μR , considerando aspectos econômicos que definem o objetivo do sistema de controle (Brabandere et al., 2007). A FIGURA 10 mostra em forma de diagrama em blocos o papel que o controle terciário tem no sistema de controle, ou seja, mostrando que esse nível fornece *set-points* de tensão e frequência para o controle secundário, através dos valores de

potência ativa e reativa fornecidos pelo sistema de otimização da μR . Também é mostrado na figura que o valor da potência de saída do sistema de controle é medido e utilizado pelo controle terciário, fechando a malha de controle.

FIGURA 10 – DIAGRAMA EM BLOCOS DA FUNÇÃO DO CONTROLE TERCIÁRIO



FONTE: O autor (2018)

A partir das definições dos níveis de controle é possível determinar que o nível responsável pela otimização é o terciário, ou seja, será nesse nível de controle que a aplicação desenvolvida nesse trabalho atuará.

2.4 QUALIDADE DE ENERGIA

A autarquia responsável pela regulação do setor elétrico brasileiro é a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que dentre suas funções estão determinar as tarifas de uso dos sistemas elétricos e de consumo de energia, e regular a geração, transmissão, e comercialização de energia (ANEEL, 2018).

Na questão de distribuição de energia, a ANEEL criou uma regulamentação que estabelece os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (Prodist), que são documentos contendo normas e padrões para atividades técnicas relacionadas à distribuição de energia elétrica (ANEEL, 2018).

O documento relacionado à qualidade de energia é o módulo 8, que estabelece indicadores para a qualidade do produto e qualidade do serviço. A qualidade do produto define os limites das características da energia fornecida aos consumidores, como o valor máximo e mínimo da tensão fornecida e a faixa de frequência do sinal de tensão admitida. A qualidade de serviço define limites que um consumidor, ou grupo de consumidores, podem ficar sem energia, no quesito tempo total, vezes e tempo máximo de duração.

O desenvolvimento do trabalho dá foco na qualidade de serviço, pois a partir das manobras que o algoritmo de gerenciamento de carga fará, os indicadores de qualidade de serviço serão alterados. Pela simplificação que é feita no problema proposto, explicada posteriormente, não são considerados os indicadores de qualidade do produto.

Demais conteúdos dispostos nos procedimentos de distribuição também não são apresentados nesse trabalho, como a forma de tratamento de reclamações feitas por consumidores, os padrões de armazenamento dos indicadores e a forma de calcular os indicadores em pontos de conexão entre distribuidoras e em demais instalações de transmissão que uma distribuidora detém.

2.4.1 Indicadores de continuidade de serviço

A qualidade do serviço de distribuição de energia de uma empresa distribuidora de energia é avaliada pela ANEEL a partir dos indicadores de continuidade de serviço, que devem ser levantadas e enviadas para a ANEEL periodicamente pela empresa.

Os eventos que esses indicadores avaliam são a quantidade de tempo e a quantidade de vezes que um consumidor fica sem energia, assim como o tempo da maior interrupção de energia que atingiu cada consumidor durante um tempo analisado.

No entanto, existem condições para que as interrupções sejam caracterizadas como válidas, ou seja, sejam contabilizadas no cálculo final do indicador. Um critério básico para a contabilização é que a falta deve ter duração superior a 3 minutos (0,05 horas). Outro critério básico é que se a tensão de alimentação em um ponto de conexão ou na entrada de um consumidor for menor que 70% da tensão nominal, esse ponto ou consumidor estará com falta de energia.

Na sequência, são apresentados os indicadores individuais e os respectivos critérios de expurgo, e os indicadores coletivos de continuidade de serviço.

2.4.1.1 Indicadores individuais de continuidade de serviço

Os indicadores individuais de continuidade de serviço são utilizados para avaliar o serviço de distribuição de energia feito para cada consumidor atendido pela

empresa de distribuição, ou seja, cada consumidor tem um indicador individual vinculado.

A cada mês, trimestre e ano esses indicadores são levantados para cada consumidor e, caso esses valores levantados extrapolarem o limite estabelecido, a distribuidora deve ressarcir esses consumidores. Essa compensação é feita a partir de um desconto na fatura de energia dos consumidores afetados.

O QUADRO 2 mostra os indicadores individuais de continuidade e uma breve explicação sobre cada um deles, baseada no módulo 8 do Prodist (ANEEL, 2018).

QUADRO 2 – INDICADORES INDIVIDUAIS DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO

| Indicador individual | Sigla | Unidade | Descrição |
|---|-------|---------|---|
| Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão | DIC | Horas | Somatório de todas as durações das interrupções que afetaram o consumidor ou o ponto verificado ocorridas em um determinado período de análise. |
| Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão | FIC | | Quantidade de interrupções que afetaram o consumidor ou o ponto verificado ocorridos em um determinado período de análise. |
| Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão | DMIC | Horas | Maior duração de uma interrupção que afetou o consumidor ou o ponto verificado ocorrido em um determinado período de análise. |
| Duração da Interrupção Individual ocorrida em Dia Crítico por unidade consumidora ou por ponto de conexão | DICRI | Horas | Interrupção que afetou um ponto de conexão ou uma unidade consumidora ocorrida em um dia crítico. |

FONTE: O autor (2018)

Anteriormente foram apresentados critérios básicos para a caracterização das interrupções, porém, para cada indicador existem outros critérios para uma falta ser contabilizada no cálculo final do indicador.

Para os indicadores DIC e FIC as interrupções não contabilizadas são interrupções ocasionadas por falha ou manutenção da unidade consumidora ou central geradora, interrupção emergencial, suspensão da distribuição de energia por inadimplência, vinculadas a programas de racionamento, ocorridos em dia crítico e interrupções provindas do Esquema Regional de Alívio de Carga estabelecido pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) (ANEEL, 2018).

No módulo 1 do Prodist é possível encontrar as definições de interrupção emergencial e de dia crítico. As interrupções de emergência são interrupções no sistema de distribuição devido a algum evento que gere a impossibilidade da distribuição de energia. O dia crítico é definido como o dia em que o número de

ocorrências emergências supera a média acrescida de três desvios padrões dos valores diários. Essa média e desvio padrão usados são calculados considerando 2 anos passados do dia analisado (ANEEL, 2018).

Para o indicador DMIC, além dos critérios correspondentes ao DIC e ao FIC, também não serão consideradas as interrupções programadas. Essas interrupções programadas são definidas como as interrupções comunicadas pela distribuidora com um tempo definido de antecedência (ANEEL, 2018). O critério de contabilização do DICRI é definido na própria definição do indicador, ou seja, são interrupções que ocorreram em um dia crítico.

2.4.1.2 Indicadores coletivos de continuidade de serviço

O QUADRO 3 mostra os indicadores coletivos de continuidade e uma breve explicação sobre cada um deles, baseada no módulo 8 do Prodist (ANEEL, 2018). Além de servir como critério de avaliação da distribuidora de energia, os indicadores coletivos também servem para a ANEEL estipular qual será o DEC e FEC anual limite para os anos seguintes da verificação. Esses limites servem para determinar quais serão os limites dos indicadores individuais.

QUADRO 3 – INDICADORES COLETIVOS DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO

| Indicador coletivo | Sigla | Unidade | Descrição |
|---|-------|---------|---|
| Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora | DEC | Horas | Duração da interrupção equivalente para um consumidor que pertence a um grupo analisado em um determinado período de análise. |
| Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora | FEC | | Número de interrupções equivalente para um consumidor que pertence a um grupo analisado em um determinado período de análise. |

FONTE: O autor (2018)

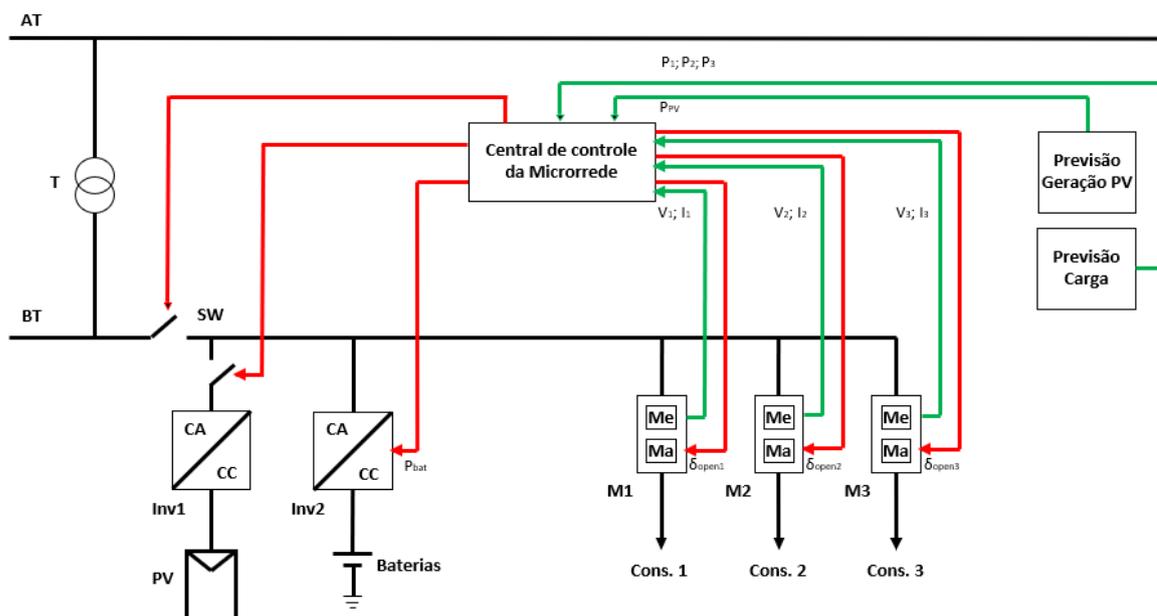
3 MATERIAL E MÉTODOS

Nesse capítulo são apresentadas as características da topologia da μR estudada, e a partir dela como foi formulado o modelo PLIM do otimizador. Além disso, são apresentados nesse capítulo os softwares utilizados no trabalho, as configurações do computador que realizou as simulações e os fluxogramas dos algoritmos desenvolvidos.

3.1 CASO ESTUDADO

A topologia de μR proposta para ser estudada está ilustrada na FIGURA 11. É possível observar na figura que essa topologia é composta por três consumidores, um grupo de painéis fotovoltaicos, baterias, uma central de controle, conversores de potência, e dispositivos de medição e manobra. Também é possível observar na figura que a central de controle receberá as previsões de demanda desses consumidores, a previsão de geração fotovoltaica e o consumo energético das cargas. Com relação aos sinais de comando, a central de controle da μR comandará o ilhamento do sistema, o corte do suprimento do painel fotovoltaico e principalmente o corte das cargas.

FIGURA 11 – TOPOLOGIA DA MR ESTUDADA

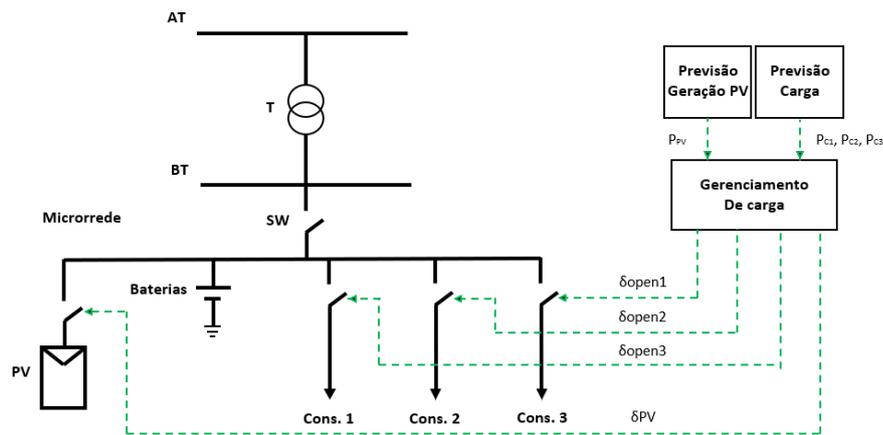


Fonte: O autor (2018)

Conforme apresentado, o gerenciamento de carga é relacionado ao nível terciário de controle, com isso, elementos de níveis primários, como os inversores, não foram considerados. Além disso, a análise que foi realizada, chamada de análise quase dinâmica, não considerou o perfil de tensão e corrente e as características transitórias do sistema. Outros elementos desconsiderados são a possibilidade de ilhamento do sistema, pois o gerenciamento só ocorrerá quando o sistema se encontrar ilhado, e os dispositivos de medição, pois será considerado que a demanda prevista será igual a real, para fins de simplificação.

Com isso, foi possível reduzir a topologia proposta em uma topologia simplificada, como mostra a FIGURA 12. Nela é possível perceber que os elementos de medição e potência foram retirados e o elemento que antes era chamado de central de controle, passou a ser chamado de gerenciamento de carga.

FIGURA 12 – TOPOLOGIA SIMPLIFICADA DA MICRORREDE ESTUDADA



FONTE: O autor (2018)

No estudo, conforme já mencionado, foram considerados dois modos de gerenciamento de carga. O primeiro gerenciador é chamado de simples, pois ele considera apenas a possibilidade de atendimento das cargas. Foi introduzido um critério de atendimento de cargas para o gerenciador simples, caso a energia das fontes não for suficiente para o atendimento de todas as cargas, o gerenciador devia decidir em atender a combinação de cargas que drenassem a maior quantidade de energia. Esse critério foi considerado com o intuito de atender o máximo de cargas possíveis em um instante. Por outro lado, o segundo gerenciador, chamado de

otimizado, leva em conta o preço do atendimento da demanda, ou seja, o preço pela utilização das baterias e o preço pelo não atendimento das cargas.

Para a verificação do desempenho dos gerenciadores de carga, foram arbitradas algumas faltas ocorridas em um ano no ponto de acoplamento comum entre a μR e o sistema principal de distribuição. Na TABELA 4 são mostradas as faltas que ocorreram em um ano e suas características, como o número, o dia e a duração da interrupção. Através dessa topologia simplificada e das faltas arbitradas, é apresentada no próximo tópico a formulação matemática desse caso arbitrado.

TABELA 4 – INTERRUPÇÕES OCORRIDAS NA REDE PRINCIPAL

| Interrupção | Início [data e hora] | Fim [data e hora] | Duração [horas] |
|--------------------|-----------------------------|--------------------------|------------------------|
| 1 | 02/01/2017 - 08:00 | 02/01/2017 - 12:00 | 4 |
| 2 | 28/01/2017 - 01:00 | 28/01/2017 - 16:00 | 15 |
| 3 | 05/03/2017 - 15:00 | 05/03/2017 - 20:00 | 5 |
| 4 | 20/03/2017 - 10:00 | 20/03/2017 - 16:00 | 6 |
| 5 | 14/04/2017 - 02:00 | 14/04/2017 - 10:00 | 8 |
| 6 | 18/04/2017 - 10:00 | 18/04/2017 - 15:00 | 5 |
| 7 | 22/04/2017 - 11:00 | 22/04/2017 - 14:00 | 3 |
| 8 | 26/04/2017 - 18:00 | 26/04/2017 - 20:00 | 2 |
| 9 | 04/05/2017 - 09:00 | 04/05/2017 - 19:00 | 10 |
| 10 | 24/06/2017 - 08:00 | 24/06/2017 - 10:00 | 2 |
| 11 | 09/08/2017 - 06:00 | 09/08/2017 - 14:00 | 8 |
| 12 | 18/08/2017 - 15:00 | 18/08/2017 - 18:00 | 3 |
| 13 | 03/09/2017 - 04:00 | 03/09/2017 - 06:00 | 2 |
| 14 | 12/09/2017 - 20:00 | 12/09/2017 - 22:00 | 2 |
| 15 | 19/09/2017 - 05:00 | 19/09/2017 - 08:00 | 3 |
| 16 | 28/09/2017 - 19:00 | 28/09/2017 - 23:00 | 4 |
| 17 | 08/10/2017 - 08:00 | 08/10/2017 - 15:00 | 7 |
| 18 | 14/11/2017 - 16:00 | 14/11/2017 - 18:00 | 2 |
| 19 | 17/11/2017 - 01:00 | 17/11/2017 - 10:00 | 9 |
| 20 | 20/12/2017 - 02:00 | 20/12/2017 - 13:00 | 11 |

FONTE: O autor (2018)

É importante salientar que foi considerado que essa μR é de uma empresa distribuidora de energia que deseja, além de melhorar o fornecimento de energia para os três consumidores, também reduzir a degradação do SAE. Com essa premissa arbitrada, é factível trabalhar com as compensações pela qualidade de serviço.

O QUADRO 4 mostra os indicadores dos consumidores gerais da rede para cada mês, proporcionados pelas interrupções ilustradas na TABELA 4.

QUADRO 4 – INDICADORES PROPORCIONADOS PELAS INTERRUPÇÕES ARBITRADAS

| Mês | DIC | FIC | DMIC |
|------------|------------|------------|-------------|
| Janeiro | 19 | 2 | 15 |
| Fevereiro | 0 | 0 | 0 |
| Março | 11 | 2 | 6 |
| Abril | 18 | 4 | 8 |
| Maio | 10 | 1 | 10 |
| Junho | 2 | 1 | 2 |
| Julho | 0 | 0 | 0 |
| Agosto | 11 | 2 | 8 |
| Setembro | 11 | 4 | 4 |
| Outubro | 7 | 1 | 7 |
| Novembro | 11 | 2 | 9 |
| Dezembro | 11 | 1 | 11 |

FONTE: O autor (2018)

Através dessa topologia simplificada, das faltas arbitradas e das considerações feitas, é apresentada no próximo tópico a formulação matemática desse caso arbitrado.

3.2 FORMULAÇÃO MATEMÁTICA

A primeira e mais importante restrição que o modelo de otimização deve atender é a restrição relativa ao balanço de potência, que para o sistema estudado é formulado pela seguinte equação:

$$P_{PV} + P_d = P_c + P_{cons.1} + P_{cons.2} + P_{cons.3} \quad (1)$$

onde:

P_{PV} = Potência dos painéis fotovoltaicos [W]

P_d = Potência de descarga do banco de baterias [W]

P_c = Potência de carga do banco de baterias [W]

$P_{cons1,2,3}$ = Potência dos consumidores [W]

O cálculo da energia da bateria é dado pela equação (2).

$$E_{bat} = E_{bat_{ini}} + P_c \cdot \Delta t - P_d \cdot \Delta t [kWh] \quad (2)$$

As variáveis E_{bat} , $E_{bat_{ini}}$ e Δt representam respectivamente a energia da bateria, a energia inicial da bateria e o tempo que as potências de carga e descarga são mantidas em um mesmo valor.

É necessário salientar que o banco de baterias ou está fornecendo energia ou está drenando energia, ou seja, quando a potência de carga não for nula a potência de descarga deverá ser nula e vice e versa. Na seção referente a modelagem PLIM é apresentado restrições para que esse problema de carga e descarga não ocorra.

Para o cálculo do valor monetário pelo uso da bateria e da vida útil da bateria é necessário saber a energia total que a bateria pode fornecer e drenar durante a vida útil. Primeiramente, a vida útil da bateria é definida pelo número de ciclos de carga e descarga que ela consegue executar, geralmente fornecida pelo fabricante desse equipamento no *datasheet*. Esse número de ciclos pode variar dependendo da profundidade de descarga, do inglês *deep of discharge* (DOD), que a bateria é submetida, ou seja, é necessário definir uma DOD para garantir que a bateria desempenhe um número mínimo definido de ciclos.

Sabendo que existem perdas na conversão de energia química para elétrica na carga e descarga, para o cálculo da energia total é necessário considerar a eficiência de carga e descarga da bateria.

Assim, sabendo a parcela da capacidade utilizada da bateria, a quantidade da energia que não será convertida no processo de carga e descarga e os ciclos de carga e descarga, é possível calcular a energia total da bateria. A equação (3) mostra o cálculo da energia total que uma bateria pode fornecer em sua vida útil.

$$E_{bat_{total}} = DOD \cdot \eta_c \cdot Cap_{bat} \cdot ciclos + DOD \cdot \eta_d \cdot Cap_{bat} \cdot ciclos [kWh] \quad (3)$$

onde:

DOD – Profundidade de descarga. Porcentagem da capacidade de armazenamento da bateria válida para carga e descarga [%]

η_d – Eficiência de descarga da bateria [%]

η_c – Eficiência de carga da bateria [%]

Cap_{bat} – Capacidade total de armazenamento de energia da bateria [kWh]

$Ciclos$ – Número de cargas e descargas que a bateria pode desempenhar

Tendo ciência da forma de cálculo da energia total da bateria, a partir da divisão da energia total que a bateria pode fornecer na vida útil pela energia da bateria utilizada, ou seja, a partir da parcela da energia utilizada da bateria, é possível determinar as equações do preço pelo uso da bateria e do estado de vida da bateria (SOH), que pode ser visualizada nas equações (4) e (5) respectivamente.

$$Custo_{bat} = \frac{\text{preço bateria}}{E_{bat_{total}}} \cdot (P_c \cdot \Delta t + P_d \cdot \Delta t) [R\$] \quad (4)$$

$$SOH = 100 - \frac{P_c \cdot \Delta t + P_d \cdot \Delta t}{E_{bat_{total}}} [\%] \quad (5)$$

Com relação aos indicadores de qualidade, as equações (6), (7) e (8) mostram as formulações matemáticas, dispostas no Prodlist módulo 8, para o cálculo dos indicadores de qualidade de serviço (ANEEL, 2018).

$$DIC = \sum_{j=1}^q t(j) [h] \quad (6)$$

$$FIC = p \quad (7)$$

$$DMIC = t(j)_{m\acute{a}x} \quad (8)$$

onde:

$t(j)$ – É o tempo de duração da j-ésima interrupção

q – Conjunto de interrupções ocorridas durante um mês, trimestre ou ano

p – Número de interrupções ocorridas em um determinado tempo de análise

$t(j)_{m\acute{a}x}$ – Duração da maior interrupção ocorrida em um mês

No Prodlist também é possível encontrar a equação para o cálculo das compensações referentes aos indicadores de qualidade de serviço. As expressões (9), (10) e (11) mostram como é feito esses cálculos (ANEEL, 2018).

$$Valor_{DIC} = \left(\frac{DIC_v}{DIC_p} - 1 \right) \cdot DIC_p \cdot \frac{TUSD \cdot MUSD_{m\u00e9dio}}{730} \cdot kei \text{ [R\$]} \quad (9)$$

$$Valor_{FIC} = \left(\frac{FIC_v}{FIC_p} - 1 \right) \cdot FIC_p \cdot \frac{TUSD \cdot MUSD_{m\u00e9dio}}{730} \cdot kei \text{ [R\$]} \quad (10)$$

$$Valor_{DMIC} = \left(\frac{DMIC_v}{DMIC_p} - 1 \right) \cdot DMIC_p \cdot \frac{TUSD \cdot MUSD_{m\u00e9dio}}{730} \cdot kei \text{ [R\$]} \quad (11)$$

onde:

$DIC_v, FIC_v, DMIC_v$ – Indicador verificado em um per\u00edodo considerado

$DIC_p, FIC_p, DMIC_p$ – Limite dos indicadores no per\u00edodo considerado

$TUSD$ – Tarifa pelo uso do sistema de distribui\u00e7\u00e3o [R\$/kW]

$MUSD_{m\u00e9dio}$ – Pot\u00eancia m\u00e9dia no ponto verificado, medido em intervalos de 15 minutos [kW]

kei – Coeficiente de majora\u00e7\u00e3o

730 – N\u00famero de horas m\u00e9dia em m\u00eas

Para obter uma caracter\u00edstica linear do problema, foi considerado que o valor do MUSD \u00e9 o mesmo para um ano inteiro. Na sequ\u00eancia ser\u00e1 apresentado o m\u00e9todo de otimiza\u00e7\u00e3o PLIM e a convers\u00e3o das equa\u00e7\u00f5es em restri\u00e7\u00f5es para ser compat\u00edvel com esse modelo.

3.3 PROGRAMA\u00c7\u00c3O LINEAR INTEIRA MISTA

Segundo Magat\u00e3o (2005) a express\u00e3o gen\u00e9rica para a formula\u00e7\u00e3o do modelo PLIM est\u00e1 ilustrada na FIGURA 13. Nas equa\u00e7\u00f5es ilustradas na figura, as letras c representam o coeficiente de custo, as letras x e y representam respectivamente as vari\u00e1veis cont\u00ednuas e inteiras do modelo, a letra b representa um valor limitante para a express\u00e3o, tornando-a uma restri\u00e7\u00e3o, a letra ρ representa os s\u00edmbolos matem\u00e1ticos \geq , \leq e $=$, e os \u00edndices i , j e k representam, respectivamente, uma vari\u00e1vel inteira do dom\u00ednio I , uma vari\u00e1vel cont\u00ednua do dom\u00ednio J e uma restri\u00e7\u00e3o no dom\u00ednio K .

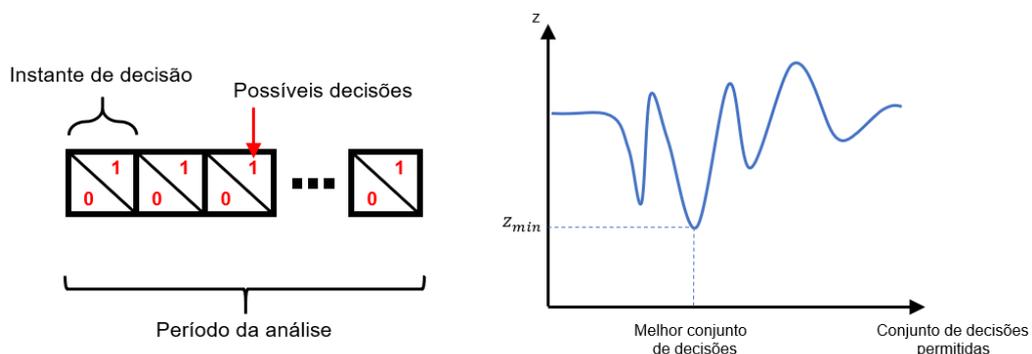
FIGURA 13 – FORMULAÇÃO GENÉRICA DO MODELO PLIM

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

FONTE: Magatão (2005)

Antes da formulação das restrições, é necessário explicar simplificadaamente como a ferramenta computacional irá determinar o melhor valor do problema a partir da PLIM. Essa explicação é ilustrada na FIGURA 14. A figura mostra o período de análise, que no caso estudado é a duração da interrupção. Dentro desse período existe um número de decisões, cuja quantidade é definida pela divisão do tempo do período da análise pela diferença entre um instante de decisão e outro. Essas decisões, da forma como ilustrado, podem assumir o valor zero ou um. No gráfico ilustrado na figura, é representado o valor da função otimizada em função das possíveis soluções do problema, ou seja, a ferramenta computacional realiza diversas iterações até encontrar a melhor solução para o problema. A FIGURA 14 não relata fielmente o que acontece na solução do problema pelo programa, é apenas para deixar mais claro a funcionalidade do otimizador.

FIGURA 14 – ILUSTRAÇÃO DA TOMADA DE DECISÃO DO OTIMIZADOR



FONTE: O autor (2018)

Como foi mencionado, o modelo proposto usando o método de otimização PLIM considera restrições na busca da solução do problema de otimização, ou seja, é necessário converter as equações do caso estudado em restrições. Além da formulação da restrição, é necessário formular também a função objetivo a partir das variáveis de decisão.

Para a equação (1), que garante o balanço de potência do sistema, a restrição correspondente PLIM é mostrada na equação (12).

$$P_{PV}(i) \cdot (1 - \delta_{PV}(i)) + P_d(i) = P_c(i) + P_{cons.1}(i) \cdot (1 - \delta_{open1}(i)) + \quad (12)$$

$$P_{cons.2}(i) \cdot (1 - \delta_{open2}(i)) + P_{cons.3}(i) \cdot (1 - \delta_{open3}(i)) \quad \forall i = 1 \dots m$$

A equação (12) possui três variáveis a mais que a equação (1), que são a variável binária referente ao estado do PV (δ_{PV}), ou seja, se ele está sendo utilizado ($\delta_{PV} = 1$) ou não ($\delta_{PV} = 0$), a variável binária referente ao corte ($\delta_{open} = 1$) ou fornecimento ($\delta_{open} = 0$) de energia aos consumidores, a variável m que é referente ao tamanho do vetor de decisões do otimizador e a variável i referente ao instante de análise pertencente ao vetor de decisões. Por simplificação, o conjunto que a variável i pertence não é ilustrado nas próximas equações.

Para a equação (2) referente à energia armazenada nas baterias, foi desenvolvida a restrição descrita abaixo:

$$E_{bat}(i) = E_{bat}(i - 1) + P_c(i) \cdot t - P_d(i) \cdot t [kWh] \quad (13)$$

A variável t , que ainda não foi introduzida nesse trabalho, é referente ao tempo entre a execução de cada uma das decisões do otimizador. Ou seja, se o otimizador fornecer como saída de uma interação o vetor "01100", quer dizer que no primeiro instante será mantido o fornecimento de energia para o consumidor, e depois de t horas o executor da saída do algoritmo de otimização irá cortar o fornecimento de energia desse consumidor, e assim sucessivamente.

Antes da apresentação da restrição para o cálculo da compensação das baterias, é preciso apresentar outras restrições necessárias para o problema. As equações (14) e (15) mostram as restrições referentes à energia máxima e mínima

do banco de baterias. Essas restrições são necessárias para que o algoritmo não forneça uma resposta que ultrapasse os limites de armazenamento de energia.

$$E_{bat}(i) \leq E_{bat_{m\acute{a}x}} \quad (14)$$

$$E_{bat}(i) \geq E_{bat_{min}} \quad (15)$$

As equações (16), (17) e (18) representam as restrições referentes a operação de carga e descarga e da potência máxima de carga e descarga.

$$\delta_c(i) + \delta_d(i) \leq 1 \quad (16)$$

$$P_c(i) \leq P_{bat_{m\acute{a}x}} \cdot \delta_c(i) \quad (17)$$

$$P_d(i) \leq P_{bat_{m\acute{a}x}} \cdot \delta_d(i) \quad (18)$$

As variáveis δ_c e δ_d representam a operação do banco de baterias. Quando o valor da primeira variável citada for igual a 1 e a segunda igual a 0, o SAE estará em situação de carga, já para o primeiro igual a 0 e o segundo igual a 1, o SAE estará em situação de descarga. O valor 1 para as duas variáveis é restringido, no entanto, o valor 0 para as duas é permitido e representa uma situação em que o banco de baterias não realiza nenhuma função. A inequação representada pela equação (16) tem a função de não permitir que as baterias carreguem e descarreguem ao mesmo tempo. Já as restrições representadas nas equações (17) e (18) são utilizadas para complementar a função da equação (16) e limitar a potência de carga e descarga do banco de baterias.

A última restrição referente ao banco de baterias é a referente ao preço pelo uso da bateria. Foi necessário que essa restrição levasse em conta para o cálculo da compensação o fato de que, para cada fim de interrupção, o SAE carregue ou descarregue com o intuito de manter uma energia inicial fixa para todas as interrupções. A restrição do valor da compensação do uso do banco de baterias está representada abaixo:

$$Custo_{bat} = \frac{\text{preço bateria}}{E_{bat_{total}}} \cdot (E_{bat_{ini}} - E_{bat}(m)) + \frac{\text{preço bateria}}{E_{bat_{total}}} \cdot \sum_i^m (P_c(i) + P_d(i)) \cdot t \quad (19)$$

Nessa equação, diferente da equação (4), foi acrescentado mais a parcela da energia que será drenada ou fornecida para bateria depois da ocorrência da falta, pois, como já foi mencionado, foi proposta que a energia inicial da bateria seja a mesma para todas as faltas. Para que o custo da bateria seja calculado corretamente, foi utilizado uma restrição que o valor final da bateria ($E_{bat}(m)$) fosse menor ou igual a energia inicial.

Na sequência, são apresentadas as restrições para o cálculo dos indicadores e as respectivas compensações. Todas as restrições apresentadas referentes ao DIC e FIC, são repetidas no algoritmo para cada consumidor. As restrições referentes ao DMIC também são repetidas para os três consumidores.

Para o cálculo do DIC foi utilizado a restrição representada na equação (20). Na condição inicial ($i = 1$) o valor utilizado no lugar da variável $DIC(i - 1)$ é o valor passado do DIC, resultado das interações anteriores.

$$DIC(i) = DIC(i - 1) + t \cdot \delta_{open}(i) \quad (20)$$

Para o cálculo do FIC, foram utilizadas as seguintes restrições:

$$FIC(i) = FIC(i - 1) + \delta_{FIC}(i) \quad (21)$$

$$\text{Se } i = m, \text{ então: } FIC(i) = FIC(i - 1) + \delta_{open}(m) \quad (22)$$

$$\delta_{FIC}(i) \leq \delta_{open}(i - 1) \quad (23)$$

$$\delta_{FIC}(i) \leq 1 - \delta_{open}(i) \quad (24)$$

$$\delta_{FIC}(i) \geq \delta_{open}(i - 1) - \delta_{open}(i) \quad (25)$$

Na condição inicial ($i = 1$) o valor utilizado no lugar das variáveis $FIC(i - 1)$ e $\delta_{open}(i - 1)$ são o valor passado do FIC, resultado das interações anteriores, e o

estado do consumidor antes da interação, ou seja, se ele estava recebendo energia da μR .

A restrição representada na equação (21) é utilizada para o cálculo do FIC. No entanto, a variável δ_{FIC} dessa equação, que representa a finalização de uma interrupção produzida pelo modelo, necessita de operações lógicas expressadas em forma de restrições para que, a partir da composição da resposta, possa ser modelada a evolução do valor do FIC dos consumidores. Devido ao fato que a energia voltará a ser fornecida aos consumidores após a falta, é necessária uma restrição no modelo que incremente o FIC caso a última decisão do otimizador seja a de corte. Na equação (22) é representada essa restrição.

Para realizar a operação lógica requerida no cálculo do FIC, foram necessárias as restrições representadas nas equações (23), (24) e (25). A FIGURA 15 ilustra o desenvolvimento das operações lógicas utilizadas para o cálculo do FIC. Essas operações garantem que apenas quando a decisão de corte passada for igual a 1 e a presente for igual a 0, ou seja, quando a finalização de uma falta ocorra, a variável binária que indica a ocorrência de uma interrupção seja igual a 1.

FIGURA 15 – DESENVOLVIMENTO DA OPERAÇÃO PARA CÁLCULO DO FIC

| $\delta_{open}(i-1)$ | $\delta_{open}(i)$ | $\delta_{FIC}(i)$ | A | B | $A \vee B$ |
|----------------------|--------------------|-------------------|---|---|------------|
| 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 0 | 1 | 0 | 0 | 1 | 1 |
| 1 | 0 | 1 | 1 | 0 | 1 |
| 1 | 1 | 0 | 1 | 1 | 1 |

| A | B | $\neg A \vee B$ | A | B | $\neg(\neg A \vee B)$ |
|---|---|-----------------|---|---|-----------------------|
| 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 |
| 0 | 1 | 1 | 0 | 1 | 0 |
| 1 | 0 | 0 | 1 | 0 | 1 |
| 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |

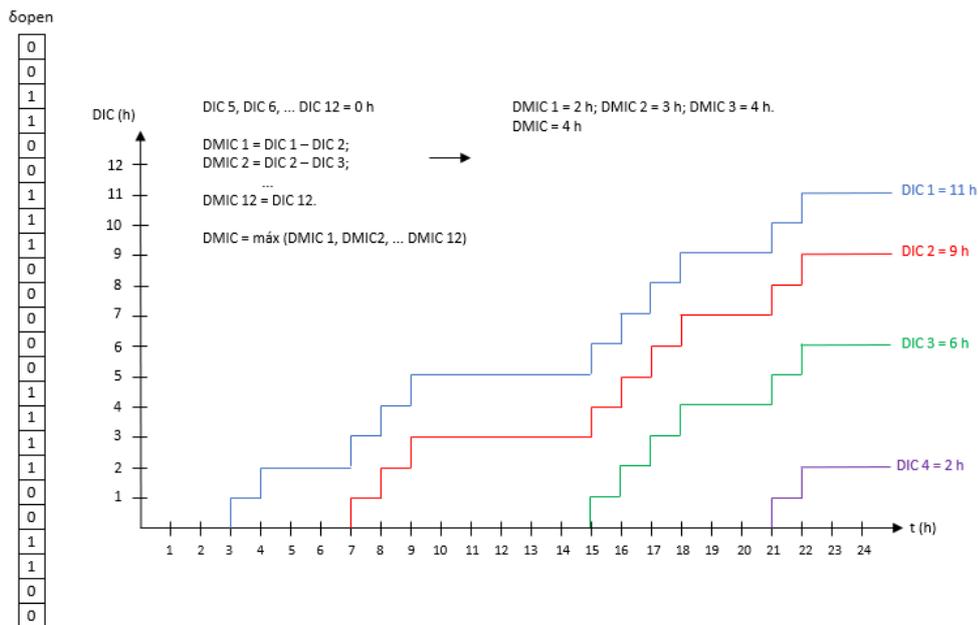
FONTE: O autor (2018)

Para o cálculo do DMIC foi necessário, primeiramente, determinar a quantidade de interrupções que poderiam ocorrer em um período de análise. Para isso, foi preciso saber quantas decisões são tomadas em um período de análise. Esse número de decisões é calculado utilizando a equação (26). Foi concluído que a quantidade de interrupções em um período é obtida dividindo o número de decisões m por 2.

$$m = \frac{\text{período de análise [h]}}{t [h]} \quad (26)$$

Tendo essas informações, a estratégia utilizada para o cálculo do DMIC foi iniciar a contagem por variáveis auxiliares das decisões de corte, quando o algoritmo, no cálculo da melhor resposta, decidir em iniciar uma interrupção. A cada nova interrupção gerada no cálculo do algoritmo, outra variável auxiliar também irá contar as decisões de corte. Na sequência é subtraído cada contador pelo contador seguinte, e o resultado armazenado em outras variáveis auxiliares. Por fim, o maior valor dentre os resultados das subtrações é a maior duração, ou seja, o DMIC. A FIGURA 16 ilustra uma situação hipotética de decisão do algoritmo de otimização para um consumidor, e como a estratégia utilizada calculou o valor do DMIC.

FIGURA 16 – CÁLCULO DO DMIC PARA UMA DECISÃO DO OTIMIZADOR



FONTE: O autor (2018)

Para realizar o método descrito para o cálculo do DMIC, foi utilizado as restrições descritas na figura do Apêndice 1. Foi utilizada uma figura para mostrar essas restrições com o intuito de mostrar a quantidade de restrições e variáveis que são acrescentadas ao modelo com a adição de mais consumidores e o com o aumento do número de decisões em uma interação

Nessa figura A.1 é possível observar que as restrições para o cálculo do DMIC foram divididas em seis grupos. O grupo 1 são as restrições utilizadas para realizar a contagem do número de faltas proporcionadas pelo otimizador. Os grupos 2 e 3 são as restrições utilizadas para que haja uma contagem ordenada das interrupções geradas pelo otimizador. Os grupos 4 e 5 são as restrições utilizadas para armazenar a contagem das faltas e para que a contagem não aconteça no período de atendimento de energia. Por fim, o grupo 6 de restrições é usado para o cálculo da maior interrupção, ou seja, do valor do DMIC do consumidor.

No quesito cálculo da compensação, as restrições que representam esses cálculos descritos na equação (9), (10) e (11), estão representados na sequência:

$$Valor_{DIC} = \left(\frac{DIC(m)}{DIC_p} - 1 \right) \cdot \frac{DIC_p \cdot TUSD \cdot MUSD \cdot kei}{730} \quad (27)$$

$$Valor_{FIC} = \left(\frac{FIC(m)}{FIC_p} - 1 \right) \cdot \frac{DIC_p \cdot TUSD \cdot MUSD \cdot kei}{730} \quad (28)$$

$$Valor_{DMIC} = \left(\frac{DMIC(m)}{DMIC_p} - 1 \right) \cdot \frac{DMIC_p \cdot TUSD \cdot MUSD \cdot kei}{730} \quad (29)$$

Para a decisão da maior compensação das interrupções, foi utilizado as restrições representadas nas equações (30), (31) e (32). Dessa forma, o valor final da compensação deverá ser o mesmo que o maior valor entre as compensações. Lembrando, para cada consumidor é necessário uma de cada restrição citada.

$$Custo_{int} \geq Valor_{DIC} \quad (30)$$

$$Custo_{int} \geq Valor_{FIC} \quad (31)$$

$$Custo_{int} \geq Valor_{DMIC} \quad (32)$$

Por fim, a equação abaixo representa a função objetivo do modelo proposto.

$$\min z = Custo_{int_1} + Custo_{int_2} + Custo_{int_3} + Custo_{bat}$$

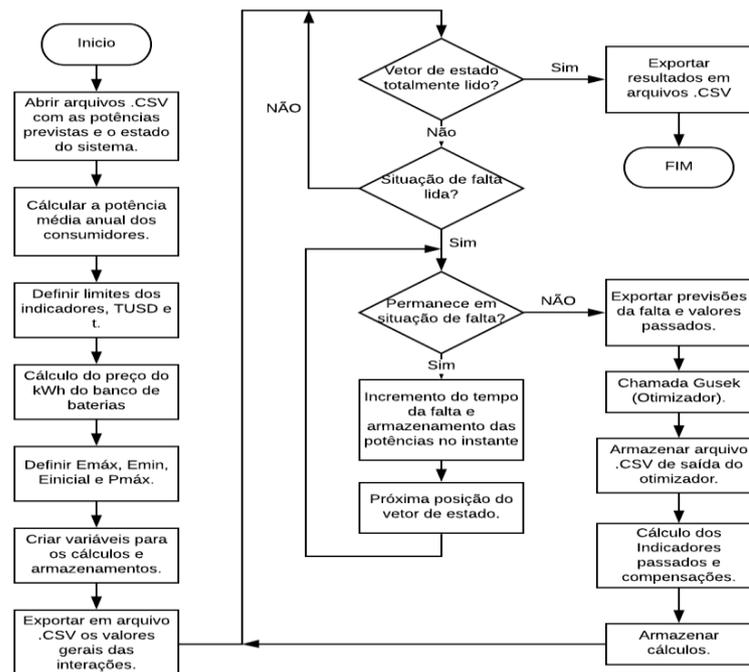
Como é possível perceber, a função objetivo busca minimizar a soma dos custos das compensações de cada consumidor somados com a compensação da bateria.

Com a apresentação da modelagem PLIM finalizada, é apresentado na próxima seção os esquemáticos dos algoritmos dos gerenciadores otimizado e simples e as configurações do computador que realizou as simulações.

3.4 ESQUEMÁTICOS E FERRAMENTAS

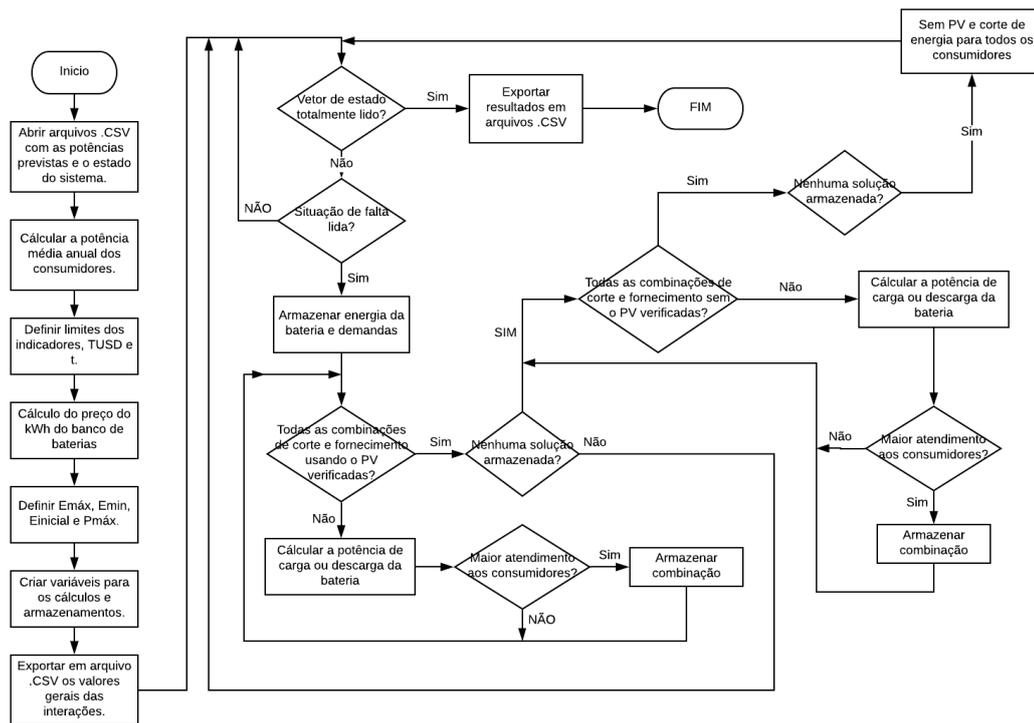
A lógica utilizada para o desenvolvimento dos algoritmos otimizado e simples estão ilustrados respectivamente na FIGURA 17 e na FIGURA 18.

FIGURA 17 – FLUXOGRAMA DO GERENCIADOR OTIMIZADO



FONTE: O autor (2018)

FIGURA 18 – FLUXOGRAMA DO GERENCIADOR SIMPLES



FONTE: O autor (2018)

É possível observar na FIGURA 17 que o algoritmo de gerenciamento otimizado é dividido em dois, a parte que recebe os dados de entrada e trata os resultados, ou seja, cria o ambiente de simulação, e a parte responsável pela otimização. O software utilizado para realizar essa ambientação foi o *Matlab* e o software utilizado para a otimização foi o *GUSEK*, que é um software de código aberto para o *Windows*, utilizado para resolver problemas de programação linear e PLIM.

Também é possível perceber na FIGURA 17 que o algoritmo recebe um vetor binário com o estado em que a rede principal se encontra, ou seja, se o estado for igual a 1 significa que a rede está energizada e o gerenciamento de carga não é realizado, e se ele for igual a 0 significa que a rede se encontra em falta e a rotina para a realização do gerenciamento é habilitada. Ou seja, como já foi mencionado, o gerenciamento só é realizado quando a μR opera ilhada. Esse ilhamento, como pode ser observado na figura, não é realizado pelo algoritmo, logo, é pressuposto que no momento de falta a μR entre em modo ilhado automaticamente.

Na FIGURA 18, é ilustrado o fluxograma do algoritmo do gerenciamento simples, que testa todas as possibilidades de corte de carga e do PV para encontrar a resposta que garanta um maior atendimento das cargas. É utilizado apenas o

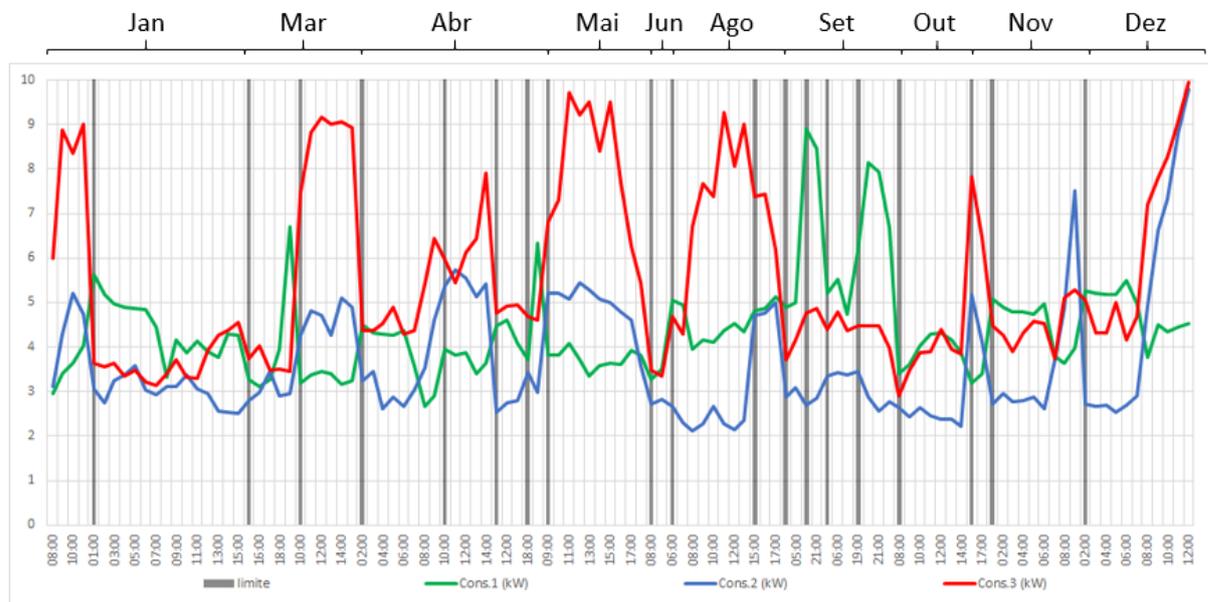
software *Matlab* para simular o gerenciamento simples. Todos os dados, provindos dos dois algoritmos, são tratados pela ferramenta *Excel*, onde é feito o cálculo dos indicadores, compensações e demais variáveis através da saída dos gerenciadores.

As simulações foram realizadas em um computador ACER, modelo Aspire E1 – 572, processador Inter Core i3, *clock* de 1,76 GHz e 4 GB de memória RAM. No próximo capítulo serão apresentadas análises e comparações dos resultados obtidos nas simulações.

4 APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS

Antes da apresentação dos resultados das simulações, é necessário mostrar as potências dos consumidores nos períodos de falta e a potência dos PVs também nos períodos de falta. A FIGURA 19 mostra o gráfico das potências dos consumidores em função do tempo. A curva verde, azul e vermelha representam respectivamente as potências dos consumidores 1, 2 e 3, e as linhas cinzas delimitam o período das faltas.

FIGURA 19 – GRÁFICO DAS POTÊNCIAS DOS CONSUMIDORES NOS INSTANTES DE FALTA

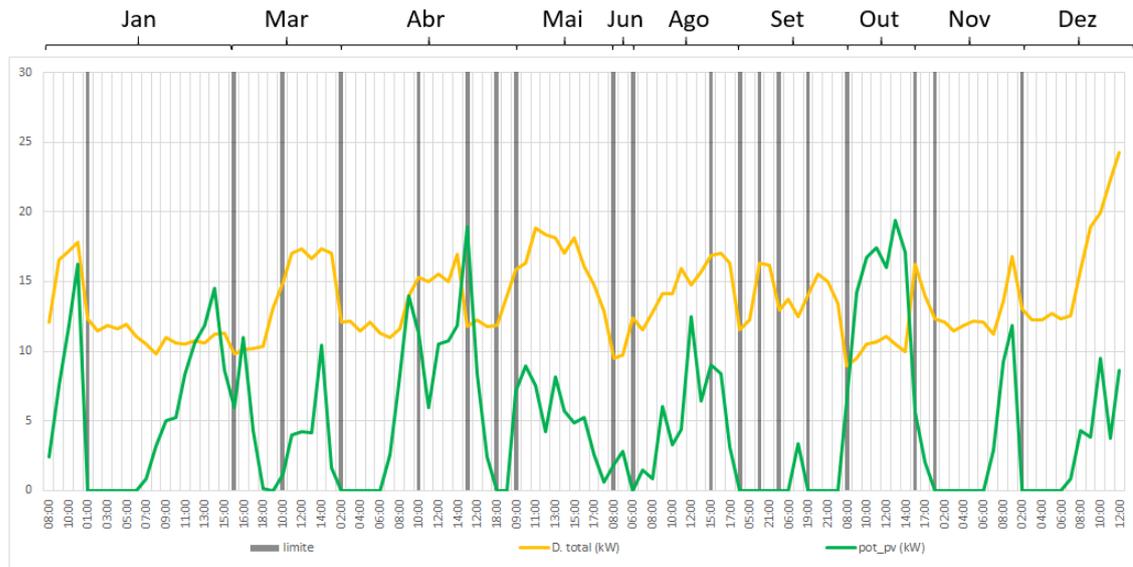


FONTE: O autor (2018)

A FIGURA 20 mostra os gráficos das previsões de demanda e de geração dos painéis fotovoltaicos nos horários de falta. As linhas cinzas delimitam as faltas, e acima dos gráficos está indicado quais faltas pertencem a cada mês do ano. Já a linha verde representa a potência dos painéis fotovoltaicos e a laranja representa a soma das potências dos consumidores.

Os perfis de carga dos três consumidores como o perfil de geração fotovoltaica utilizados, fazem parte do banco de dados da empresa Lactec, cujo um deles pertencendo ao projeto de P&D mencionado. As datas que foram obtidas essas medições não condizem com as datas das faltas arbitradas nesse trabalho.

FIGURA 20 – GRÁFICO DA DEMANDA TOTAL E DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA (KW) NOS INSTANTES DAS FALTAS



FONTE: O autor (2018)

Os dados necessários para o cálculo do preço do kWh do banco de baterias que foram arbitrados estão representados no QUADRO 5. Esses dados são o preço de uma bateria, a capacidade de uma bateria e do banco de baterias, a profundidade de descarga, o número de ciclos de carga e descarga e a eficiência de carga e descarga das baterias. O número de baterias utilizadas foi igual a capacidade do banco dividido pela capacidade de uma única bateria.

QUADRO 5 – DADOS DO BANCO DE BATERIAS

| | |
|---------------------|-------|
| Cap. Bateria (kWh) | 0,175 |
| Preço Bateria (R\$) | 250 |
| Cap. Banco (kWh) | 50 |
| Ciclos | 3000 |
| DOD (%) | 80 |

FONTE: O autor (2018)

Os últimos dados necessários para a realização das simulações estão representados no QUADRO 6. Esses dados são os limites dos indicadores, o tempo entre interações, a tarifa pelo uso do sistema de distribuição

QUADRO 6 – DADOS REFERENTES AOS CÁLCULOS DAS COMPENSAÇÕES DOS INDICADORES

| | |
|----------------|------|
| DIC lim (h) | 5,07 |
| FIC lim | 3,36 |
| DMIC lim (h) | 2,86 |
| t (h) | 1 |
| TUSD (R\$/kWh) | 0,2 |
| kei | 15 |

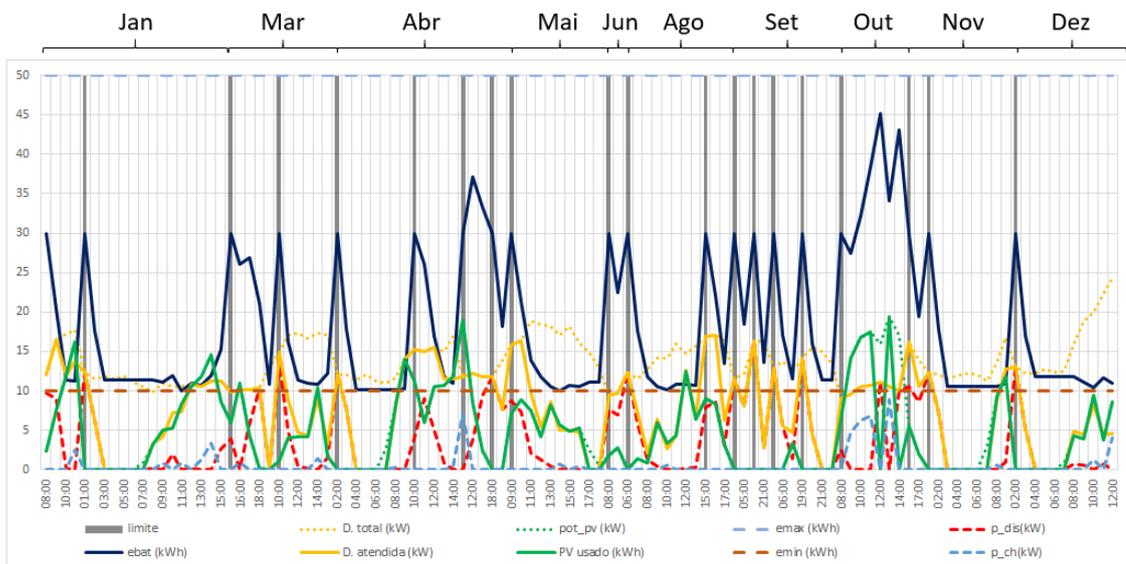
FONTE: O autor (2018)

Na sequência, são apresentados os resultados obtidos nos dois gerenciamentos e posteriormente é realizado uma comparação entre os resultados.

4.1 RESULTADOS GERENCIADOR SIMPLES

A primeira etapa foi realizar a simulação do gerenciamento simples e defini-lo como caso base. A FIGURA 21 ilustra o resultado da gestão da energia da μR pelo gerenciador simples.

FIGURA 21 – UTILIZAÇÃO DOS RECURSOS ENERGÉTICO PELO GERENCIADOR SIMPLES



FONTE: O autor (2018)

Nessa figura, a linha cinza delimita os dados de cada falta, a linha azul escuro representa a energia da bateria, a linha pontilhada e contínua laranja

| | DIC (h) | | | FIC | | | DMIC (h) | | |
|----------|---------|---|---|-----|---|---|----------|---|---|
| Março | 5 | 4 | 4 | 2 | 2 | 2 | 4 | 2 | 2 |
| Abril | 7 | 6 | 4 | 2 | 2 | 1 | 5 | 5 | 4 |
| Mai | 7 | 3 | 7 | 1 | 1 | 0 | 5 | 2 | 7 |
| Junho | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Julho | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Agosto | 3 | 3 | 6 | 2 | 1 | 2 | 1 | 2 | 5 |
| Setembro | 4 | 5 | 6 | 1 | 1 | 3 | 3 | 3 | 2 |
| Outubro | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Novembro | 8 | 6 | 5 | 2 | 1 | 1 | 6 | 6 | 5 |
| Dezembro | 6 | 9 | 9 | 2 | 1 | 1 | 5 | 5 | 7 |

FONTE: O autor (2018)

Já a TABELA 6 mostra mais alguns valores importantes do sistema utilizando o gerador simples, que são o SOH, a porcentagem da energia fornecida pelo PV que foi utilizado, a porcentagem da demanda prevista que foi atendida e o tempo de processamento do algoritmo.

TABELA 6 – OUTROS RESULTADOS RELEVANTES OBTIDOS PELO GERENCIADOR SIMPLES

| SOH (%) | PV (%) | Dem (%) | Tempo (s) |
|---------|--------|---------|-----------|
| 99,668 | 92,06 | 55,58 | 0,34 |

FONTE: O autor (2018)

4.2 RESULTADOS GERENCIADOR OTIMIZADO

Antes da apresentação dos resultados do gerenciador otimizado, é preciso informar que um ajuste foi necessário para a obtenção de um resultado adequado. Esse ajuste foi realizado no denominador da equação (9), que é a fórmula para encontrar o valor da compensação pela infração dos indicadores.

O valor que antes se encontrava no denominador dessa equação era o número 730, que proporcionava um resultado muito conservador no quesito utilização da bateria. Isso aconteceu, pois, o valor da compensação da bateria é muito maior que o valor da compensação dos indicadores utilizando esse valor. Por isso, foi preciso de um valor menor para aumentar o peso dessa compensação.

Para determinar esse número, foi considerado que para uma demanda total acima de 12 kW a compensação da bateria seria mais cara que a compensação do indicador DIC. Esse valor foi arbitrariamente escolhido com o intuito de buscar uma resposta do sistema mais justo com os consumidores, sem desgastar muito a bateria. Foi utilizada a compensação do indicador DIC, pois essa é a mais dinâmica das compensações, devido a contabilização imediata do DIC para uma decisão de corte de carga. Também foi utilizado arbitrariamente o maior MUSD dentre os consumidores para a realização desse cálculo. O cálculo descrito foi desenvolvido da seguinte forma:

$$12 \cdot \text{preço bat.} = \left(\frac{DIC_v}{DIC_p} - 1 \right) \cdot DIC_p \cdot \frac{TUSD \cdot MUSD_{\text{médio}} \cdot kei}{x} \quad (33)$$

A parcela em vermelho da equação acima representa o incremento do valor da compensação do DIC para uma decisão de corte de consumo. Continuando o desenvolvimento:

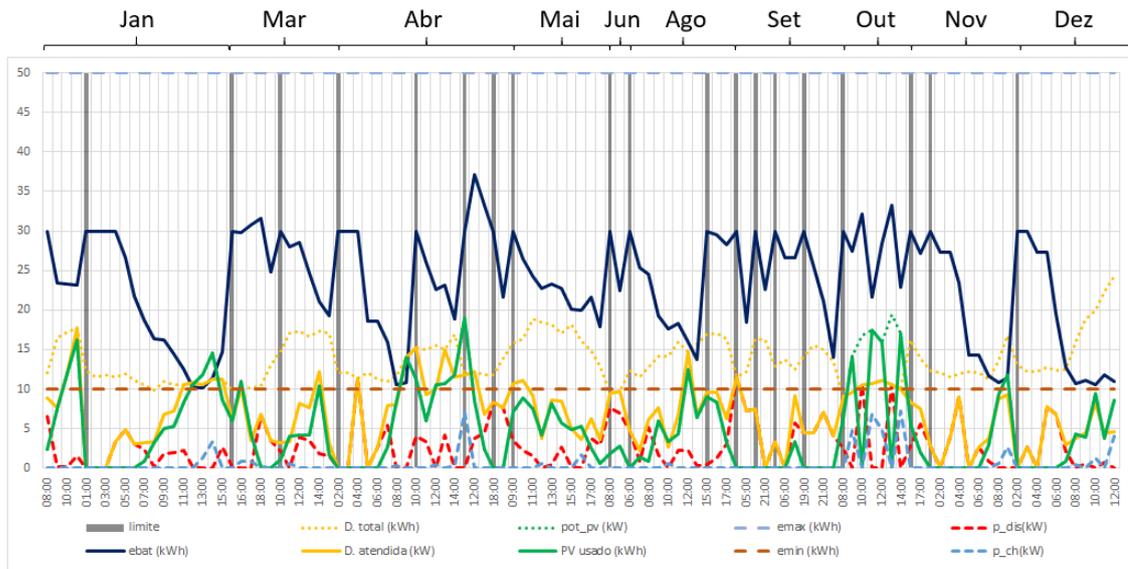
$$12 \cdot 0,3136 = \frac{0,2 \cdot 5,12 \cdot 15}{x} \quad (34)$$

Resolvendo a equação (34) acima foi obtido um valor para o 'x' igual a 4,08, que por conveniência foi arredondado para o valor 4. Depois da explicação dessa consideração, será apresentado os resultados da simulação do gerenciador otimizado.

A FIGURA 22 ilustra o resultado da gestão da energia da μR realizada pelo gerenciador otimizado. Nessa figura, a linha cinza delimita os dados de cada falta, a linha azul escuro representa a energia da bateria, e a linha pontilhada e contínua laranja representam, respectivamente, a soma da potência prevista para os três consumidores e a soma da potência fornecida para os três consumidores.

Ainda na descrição da FIGURA 22, a linha pontilhada e contínua verde representam, respectivamente, a potência prevista para os PVs e a potência dos PVs utilizada e as linhas tracejadas azul e vermelha representam a potência de carga e a potência de descarga respectivamente.

FIGURA 22 – UTILIZAÇÃO DOS RECURSOS ENERGÉTICO PELO GERENCIADOR OTIMIZADO



FONTE: O autor (2018)

A TABELA 7 mostra os valores das compensações mensais pelas interrupções do fornecimento de energia da μR utilizando o gerenciador otimizado. Também é mostrada na tabela a compensação mensal pelo uso do banco de baterias.

TABELA 7 – VALOR DAS COMPENSAÇÕES GERADAS PELO GERENCIADOR OTIMIZADO(R\$)

| Mês | Cons. 1 | Cons. 2 | Cons. 3 | Soma | Bat. | Total |
|-----------|---------|---------|---------|------|--------|--------|
| Janeiro | 0,03 | 0,07 | 0,07 | 0,18 | 18,06 | 18,24 |
| Fevereiro | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Março | 0 | 0,01 | 0,01 | 0,03 | 12,94 | 12,97 |
| Abril | 0 | 0,06 | 0,06 | 0,12 | 33,11 | 33,23 |
| Mai | 0 | 0,01 | 0,01 | 0,03 | 9,87 | 9,9 |
| Junho | 0 | 0 | 0 | 0 | 6,92 | 6,92 |
| Julho | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Agosto | 0 | 0 | 0 | 0 | 12,71 | 12,71 |
| Setembro | 0,07 | 0,04 | 0,04 | 0,15 | 29,33 | 29,48 |
| Outubro | 0 | 0 | 0 | 0 | 17,02 | 17,02 |
| Novembro | 0,02 | 0,03 | 0,03 | 0,08 | 16,3 | 16,37 |
| Dezembro | 0,02 | 0,03 | 0,03 | 0,08 | 14,26 | 14,33 |
| $\Sigma=$ | - | - | - | 0,66 | 170,52 | 171,18 |

FONTE: O autor (2018)

O QUADRO 8 ilustra o valor dos indicadores de qualidade de serviço relacionados aos três consumidores, gerados pelo gerenciador otimizado, para todos os meses do ano.

QUADRO 8 – INDICADORES PROPORCIONADOS PELO GERADOR OTIMIZADO

| Mês | DIC (h) | | | FIC | | | DMIC (h) | | |
|-----------|---------|--------|--------|--------|--------|--------|----------|--------|--------|
| | Cons.1 | Cons.2 | Cons.3 | Cons.1 | Cons.2 | Cons.3 | Cons.1 | Cons.2 | Cons.3 |
| Janeiro | 7 | 10 | 7 | 3 | 5 | 4 | 4 | 5 | 3 |
| Fevereiro | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Março | 2 | 6 | 7 | 2 | 2 | 3 | 1 | 3 | 4 |
| Abril | 5 | 9 | 5 | 2 | 6 | 3 | 2 | 2 | 2 |
| Maio | 4 | 6 | 6 | 1 | 4 | 2 | 2 | 2 | 3 |
| Junho | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Julho | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Agosto | 5 | 3 | 7 | 2 | 2 | 3 | 2 | 1 | 3 |
| Setembro | 9 | 6 | 3 | 1 | 2 | 1 | 5 | 4 | 3 |
| Outubro | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Novembro | 6 | 7 | 6 | 2 | 1 | 2 | 3 | 4 | 3 |
| Dezembro | 6 | 7 | 9 | 3 | 2 | 2 | 2 | 5 | 3 |

FONTE: O autor (2018)

Já a TABELA 8 mostra mais alguns valores importantes do sistema utilizando o gerador otimizado, que são o SOH, a porcentagem da energia fornecida pelo PV que foi utilizado, a porcentagem da demanda prevista que foi atendida e o tempo de processamento do algoritmo.

TABELA 8 – OUTROS RESULTADOS RELEVANTES OBTIDOS PELO GERENCIADOR OTIMIZADO

| SOH (%) | PV (%) | Dem (%) | Tempo (s) |
|---------|--------|---------|-----------|
| 99,762 | 93,38 | 49,62 | 2440 |

FONTE: O autor (2018)

4.3 ANÁLISES E COMPARAÇÕES

É possível perceber na FIGURA 21 que o gerenciador simples descarregou a bateria até o valor mínimo logo no começo da interação, que ocasionou uma

ausência de fornecimento de energia no final da maioria das faltas. Esse atendimento majoritário no começo das faltas propiciou um valor do FIC baixo e um valor do DMIC alto para os consumidores. Por outro lado, o gerenciador otimizado apresentou uma descarga distribuída da energia do banco de baterias durante as faltas. Isso fez com que o valor do FIC dos consumidores fosse alto e o valor do DMIC baixo, ou seja, o contrário do gerenciador simples.

Comparando o valor dos indicadores proporcionados pelos dois gerenciadores dentro da μR com o valor dos indicadores de um consumidor fora da μR que também foi afetado pelas faltas arbitradas, pode-se notar que todos os indicadores melhoraram na μR com o gerenciamento simples, e apenas o FIC em alguns casos foi pior com o gerenciamento otimizado. Era esperado que esse indicador pudesse piorar um pouco, pois o gerenciador otimizado pode dividir a falta em várias outras faltas.

Com relação ao DIC dos consumidores gerados nos dois gerenciamentos, é possível perceber que os valores foram melhores em alguns momentos para um gerenciador, e em outros momentos para o outro. Com relação ao valor máximo do DIC, em ambos os gerenciadores o valor máximo foi igual a 10 e ocorreram no mesmo mês e foram relacionados ao mesmo consumidor. Ou seja, com relação aos valores dos indicadores, os resultados dos gerenciadores foram parecidos.

A principal comparação é entre os valores das compensações proporcionadas pelos gerenciadores. Essa comparação é a principal, pois a função objetivo do otimizador é minimizar a soma dessas compensações. O QUADRO 9 faz um apanhado das informações contidas nas apresentadas, com o intuito de melhorar a comparação entre os dois gerenciadores.

QUADRO 9 – APANHADO DOS RESULTADOS DOS OTIMIZADORES

| Gerenciador | SOH (%) | PV (%) | Dem (%) | Tempo (s) | Comp. Ind. (R\$) | Comp. Bat. (R\$) |
|-------------|---------|--------|---------|-----------|---------------------|---------------------|
| Simple | 99,668 | 92,06 | 55,58 | 0,34 | 0,85 | 237,11 |
| Otimizado | 99,762 | 93,38 | 49,62 | 2440 | 0,66 | 170,52 |

FONTE: O autor (2018)

É possível observar que o gerenciador otimizado proporcionou o menor valor das compensações relacionadas aos indicadores (diferença de 0,19 R\$) e

relacionada com a bateria (diferença de 66.59 R\$), ou seja, uma diferença de respectivamente 22,35 e 28,08 pontos percentuais. Com relação ao estado de vida do banco de baterias e a utilização do PV, o gerenciamento otimizado obteve melhores valores que o simples, que foram respectivamente 0,094 e 1,32 pontos percentuais maiores. Porém, com relação à porcentagem da energia atendida, o gerenciador simples obteve o melhor valor, que foi 5,96 pontos percentuais melhor. Esse resultado era esperado, pois a proposta do gerador simples foi proporcionar o maior atendimento dos consumidores, sem levar em conta fatores econômicos.

4.4 PROBLEMAS ENCONTRADOS

Um dos problemas encontrados no trabalho foi a fórmula para o cálculo dos valores das compensações dos indicadores, que fazia com que o otimizador cortasse a alimentação dos consumidores. No entanto, pela alteração realizada, comentada no trabalho, foi possível obter uma resposta do gerador otimizado mais justa com relação ao atendimento aos consumidores.

Devido ao tempo de processamento do algoritmo, que foi aproximadamente 40 minutos, a aplicação fica limitada com relação ao número de decisões feitas pelo otimizador em um período de análise e ao número de consumidores analisados. Essa limitação é devida a forma como o DMIC é calculado, que, para o acréscimo do número de decisões e consumidores, o modelo aumenta o número de restrições e variáveis significativamente.

Outro problema encontrado, porém, não solucionado, foi que o algoritmo de otimização não identificou que faltas únicas mensais de até 2 horas, podem não serem atendidas, pois não são capazes de gerar indicadores maiores que o valor limite. Foi possível perceber esse problema pelo total atendimento do período de falta no mês de junho, que só tinha uma falta de 2 horas. Foi identificado que o algoritmo não identificou que os valores das compensações são iguais a zero se não ultrapassarem os valores limites.

O último problema encontrado foi relacionado ao valor final proporcionado pelo cálculo do DMIC, que era sobreposto por outro valor de DMIC que gerava uma compensação igual a compensação do DIC. Esse problema acontecia quando o valor passado dos indicadores atingia uma certa diferença entre eles. O motivo da ocorrência pode ter sido ocasionado pela forma que foi calculado o DMIC, que foi

apenas por inequação e nenhuma igualdade. Assim, o valor do DMIC ficava em aberto, podendo ser alterado por uma igualdade do algoritmo.

5 CONCLUSÃO

O presente trabalho tratou do estudo sobre o gerenciamento de cargas em microrredes operando em modo ilhado. Nesse sentido, foi apresentado o desenvolvimento de um gerenciador otimizado de carga, utilizado em uma μR de uma empresa de distribuição de energia, e comparado os resultados com outro gerenciador, que priorizava o atendimento dos consumidores e utilizava de uma lógica simples para a realização dos cortes e atendimentos dos consumidores.

O resultado encontrado pela utilização do gerenciamento otimizado foi melhor que o gerenciador simples em muitos aspectos, que foram a redução da utilização das baterias, proporcionando um maior estado de vida do banco de baterias, uma maior utilização do PV e um menor valor das compensações. Isso foi possível devido ao fracionamento das interrupções, que piorou um pouco o FIC, porém, melhorou muito o valor do DMIC.

A partir dos resultados, foi possível concluir que no caso de uma empresa gerenciadora englobar cargas no conceito para a melhora da qualidade da energia, o gerenciamento otimizado diminui os gastos proporcionados pela utilização da bateria sem comprometer a melhora dos indicadores. No entanto, para uma aplicação da μR com o otimizador visando um curto período de *payback* e posteriormente um lucro, essa aplicação se mostra inviável, pois o lucro mensal proporcionado pela aplicação é muito baixo.

5.1 RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Para que o algoritmo proposto no presente trabalho possa obter um melhor desempenho e realizar os cálculos com maior fidelidade e realidade, são necessários os seguintes trabalhos futuros:

- Desenvolvimento de um método para o cálculo do DMIC menos custoso computacionalmente, no mesmo escopo de PLIM, e que não permita sobreposição de valores;
- Criação de um método de cálculo para o valor das compensações pela infração dos limites dos indicadores, que considere essa compensação igual a zero quando os indicadores forem menores que o limite;

- Desenvolvimento do problema proposto em um método de programação quadrática, com o intuito de considerar a não linearidade do cálculo do MUSD, e comparar com a simplificação feita no presente trabalho, a fim de verificar o erro de aproximação;
- Desenvolvimento do algoritmo de gerenciamento otimizado considerando as compensações mensais e trimestrais dos indicadores.
- Levantamento do resultado da aplicação do algoritmo desenvolvido em uma microrrede real.

REFERÊNCIAS

- ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica**. Resolução Normativa nº 794/2017, rev. 10, 2018.
- ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 1 – Introdução**. Resolução Normativa nº 687/2015, rev. 9, 2016.
- Aneke, M; Wang, M. **Energy storage technologies and real life applications – A state of the art review**. Applied Energy, v. 179, p. 350-377, out, 2016.
- Brabandere, K. et al. **Control of microgrids**. Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE, p. 1–7, 2007.
- El-Khattam, W; Salama, M. **Distributed generation technologies, definitions and benefits**. Electric Power Systems Research, v. 71, p. 119-128, out, 2004.
- Guerreiro, J. et al. **Advanced Control Architectures for Intelligent Microgrids— Part I: Decentralized and Hierarchical Control**. 2013.
- Guerreiro, J. et al. **Hierarchical Control of Droop-Controlled AC and DC Microgrids—A General Approach Toward Standardization**. IEEE Transactions On Industrial Electronics, v. 58, n. 1, p. 158 – 172, jan. 2011.
- Justo, J et al. **AC-microgrids versus DC-microgrids with distributed energy resources: A review**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 24, p. 387-405, ago, 2013.
- Lasseter, R. **MicroGrids**. 2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, New York, USA, v. 1, p. 305-308, 2002.
- Magatão, L. **Mixed Integer Linear Programming and Constraints Logic Programming: Towards a Unified Modeling Framework**. Tese (Doutor em Ciências), Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Informática Industrial, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Paraná, 2005.
- Mariam, L. et al. **Microgrid: Architecture, policy and future trends**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 64, p. 477-489, out, 2016.
- Marzband, M et al. **A real-time evaluation of energy management systems for smart hybrid home Microgrids**. Electric Power Systems Research, v. 143, p. 624-633, fev, 2017.
- Morstyn, T. et al. **Control Strategies for Microgrids with Distributed Energy Storage Systems: An Overview**. IEEE Transactions on Smart Grid, 2016.

Parisio, A et al. **A Model Predictive Control Approach to Microgrid Operation Optimization**. IEEE Transactions on Control Systems Technology, v. 22, n. 5, p. 1813-1827, set, 2014.

Pereira, E et al. **ATLAS BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR - 2ª EDIÇÃO**. Disponível em: <http://labren.ccst.inpe.br/atlas_2017.html>. Acesso em: 18 nov. 2018.

Pereira, M. **Um Estudo do Aerogerador de Velocidade Variável e Sua Aplicação para Fornecimento de Potência Elétrica Constante**. Tese (Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica), Programa de Pós-Graduação de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora, Minas Gerais, 2004.

Reihani, E et al. **Load peak shaving and power smoothing of a distribution grid with high renewable energy penetration**. Renewable Energy, v. 86, p. 1372-1379, fev, 2016.

Singh, G. **Solar power generation by PV (photovoltaic) technology: A review**. Energy, v. 53, p. 1-13, mai, 2013.

Sumitomo. **Sumitomo Electric Starts Demonstration of Storage Battery System for Power Grid in California**. Disponível em: <global-sei.com/company/press/2017/03/prs025.html>. Acesso em: 18 nov. 2018.

Torres, F. **Advanced Control of Renewable Energy Microgrids with Hybrid Energy Storage System**. ResearchGate, dez, 2015.

Weber, A et al. **Redox flow batteries: a review**. Journal of Applied Electrochemistry, v. 41, p. 1137-1164, 2011.

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

Zamora, R; Srivastava, A. **Controls for microgrids with storage: Review, challenges, and research needs**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 14, p. 2009 – 2018, 2010.

APÊNDICE 1 – RESTRIÇÕES PARA O CÁLCULO DO DMIC

| | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|--|--|--|--|--|---|---|---|---|--|--|--|--|---|---|
| 1 | <p><i>Sujeito a:</i> $\delta_{DMIC_1}(i) \leq \delta_{open_1}(i)$</p> <p><i>Sujeito a:</i> $\delta_{DMIC_1}(i) \leq se(i = 1)$ então: $\delta_{open_1}(i) - \delta_{pass_1}$ senão: $\delta_{open_1}(i) - \delta_{open_1}(i - 1)$</p> <p><i>Sujeito a:</i> $\delta_{DMIC_{aux_1}}(i) \leq se(i = 1)$ então: $\delta_{DMIC_1}(i)$ senão: $\delta_{DMIC_{aux_1}}(i - 1) + \delta_{DMIC_1}(i)$</p> <p style="text-align: center;">⋮</p> <p><i>Sujeito a:</i> $\delta_{DMIC_n}(i) \leq se(i = 1)$ então: $1 - \delta_{pass_n}$ senão: $1 - \delta_{open_n}(i - 1)$</p> <p><i>Sujeito a:</i> $\delta_{DMIC_n}(i) \leq \delta_{open_n}(i)$</p> <p><i>Sujeito a:</i> $\delta_{DMIC_n}(i) \leq se(i = 1)$ então: $\delta_{open_n}(i) - \delta_{pass_n}$ senão: $\delta_{open_n}(i) - \delta_{open_n}(i - 1)$</p> <p><i>Sujeito a:</i> $\delta_{DMIC_{aux_n}}(i) \leq se(i = 1)$ então: $\delta_{DMIC_n}(i)$ senão: $\delta_{DMIC_{aux_n}}(i - 1) + \delta_{DMIC_n}(i)$</p> | | | | | | | | | | | | | | |
| 2 | <p style="text-align: center;"><i>Sujeito a:</i> $\delta_{c1_1}(i) + \delta_{c2_1}(i) + \dots + \delta_{c(m/2)_1}(i) = \delta_{DMIC_{aux_1}}(i)$</p> <p style="text-align: center;">⋮</p> <p style="text-align: center;"><i>Sujeito a:</i> $\delta_{c1_n}(i) + \delta_{c2_n}(i) + \dots + \delta_{c(m/2)_n}(i) = \delta_{DMIC_{aux_n}}(i)$</p> | | | | | | | | | | | | | | |
| 3 | <table style="width: 100%; border: none;"> <tr> <td style="width: 50%;"><i>Sujeito a:</i> $1 \cdot \delta_{c1_1}(i) \leq \delta_{DMIC_{aux_1}}(i)$</td> <td style="width: 50%;"><i>Sujeito a:</i> $1 \cdot \delta_{c1_n}(i) \leq \delta_{DMIC_{aux_n}}(i)$</td> </tr> <tr> <td><i>Sujeito a:</i> $2 \cdot \delta_{c1_1}(i) \leq \delta_{DMIC_{aux_1}}(i)$</td> <td><i>Sujeito a:</i> $2 \cdot \delta_{c1_n}(i) \leq \delta_{DMIC_{aux_n}}(i)$</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">⋮</td> <td style="text-align: center;">⋮</td> </tr> <tr> <td><i>Sujeito a:</i> $\left(\frac{m}{2}\right) \cdot \delta_{c(m/2)_1}(i) \leq \delta_{DMIC_{aux_1}}(i)$</td> <td><i>Sujeito a:</i> $\left(\frac{m}{2}\right) \cdot \delta_{c(m/2)_n}(i) \leq \delta_{DMIC_{aux_n}}(i)$</td> </tr> </table> | <i>Sujeito a:</i> $1 \cdot \delta_{c1_1}(i) \leq \delta_{DMIC_{aux_1}}(i)$ | <i>Sujeito a:</i> $1 \cdot \delta_{c1_n}(i) \leq \delta_{DMIC_{aux_n}}(i)$ | <i>Sujeito a:</i> $2 \cdot \delta_{c1_1}(i) \leq \delta_{DMIC_{aux_1}}(i)$ | <i>Sujeito a:</i> $2 \cdot \delta_{c1_n}(i) \leq \delta_{DMIC_{aux_n}}(i)$ | ⋮ | ⋮ | <i>Sujeito a:</i> $\left(\frac{m}{2}\right) \cdot \delta_{c(m/2)_1}(i) \leq \delta_{DMIC_{aux_1}}(i)$ | <i>Sujeito a:</i> $\left(\frac{m}{2}\right) \cdot \delta_{c(m/2)_n}(i) \leq \delta_{DMIC_{aux_n}}(i)$ | | | | | | |
| <i>Sujeito a:</i> $1 \cdot \delta_{c1_1}(i) \leq \delta_{DMIC_{aux_1}}(i)$ | <i>Sujeito a:</i> $1 \cdot \delta_{c1_n}(i) \leq \delta_{DMIC_{aux_n}}(i)$ | | | | | | | | | | | | | | |
| <i>Sujeito a:</i> $2 \cdot \delta_{c1_1}(i) \leq \delta_{DMIC_{aux_1}}(i)$ | <i>Sujeito a:</i> $2 \cdot \delta_{c1_n}(i) \leq \delta_{DMIC_{aux_n}}(i)$ | | | | | | | | | | | | | | |
| ⋮ | ⋮ | | | | | | | | | | | | | | |
| <i>Sujeito a:</i> $\left(\frac{m}{2}\right) \cdot \delta_{c(m/2)_1}(i) \leq \delta_{DMIC_{aux_1}}(i)$ | <i>Sujeito a:</i> $\left(\frac{m}{2}\right) \cdot \delta_{c(m/2)_n}(i) \leq \delta_{DMIC_{aux_n}}(i)$ | | | | | | | | | | | | | | |
| 4 | <p><i>Sujeito a:</i> $DMIC_{c1_1}(i) = se(i = 1)$ então: $DMIC_{pass_1} + \delta_{c1_1}(i) \cdot t$ senão: $DMIC_{c1_1}(i - 1) + d_{1_1}(i) \cdot t$</p> <p style="text-align: center;">⋮</p> <p><i>Sujeito a:</i> $DMIC_{c1_{m/2}}(i) = se(i = 1)$ então: $\delta_{c1_{m/2}}(i) \cdot t$ senão: $DMIC_{c1_{m/2}}(i - 1) + d_{1_{m/2}}(i) \cdot t$</p> <p style="text-align: center;">⋮</p> <p><i>Sujeito a:</i> $DMIC_{cn_1}(i) = se(i = 1)$ então: $DMIC_{pass_1} + \delta_{cn_1}(i) \cdot t$ senão: $DMIC_{cn_1}(i - 1) + d_{n_1}(i) \cdot t$</p> <p style="text-align: center;">⋮</p> <p><i>Sujeito a:</i> $DMIC_{cn_{m/2}}(i) = se(i = 1)$ então: $\delta_{cn_{m/2}}(i) \cdot t$ senão: $DMIC_{cn_{m/2}}(i - 1) + d_{n_{m/2}}(i) \cdot t$</p> | | | | | | | | | | | | | | |
| 5 | <table style="width: 100%; border: none;"> <tr> <td style="width: 50%;"><i>Sujeito a:</i> $d_{1_1}(i) \leq \delta_{open_1}(i)$</td> <td style="width: 50%;"><i>Sujeito a:</i> $d_{n_1}(i) \leq \delta_{open_n}(i)$</td> </tr> <tr> <td><i>Sujeito a:</i> $d_{1_1}(i) \leq \delta_{c1_1}(i)$</td> <td><i>Sujeito a:</i> $d_{n_1}(i) \leq \delta_{cn_1}(i)$</td> </tr> <tr> <td><i>Sujeito a:</i> $d_{1_1}(i) \geq \delta_{open_1}(i) + \delta_{c1_1}(i) - 1$</td> <td><i>Sujeito a:</i> $d_{n_1}(i) \geq \delta_{open_n}(i) + \delta_{cn_1}(i) - 1$</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">⋮</td> <td style="text-align: center;">⋮</td> </tr> <tr> <td><i>Sujeito a:</i> $d_{1_{m/2}}(i) \leq \delta_{open_1}(i)$</td> <td><i>Sujeito a:</i> $d_{n_{m/2}}(i) \leq \delta_{open_n}(i)$</td> </tr> <tr> <td><i>Sujeito a:</i> $d_{1_{m/2}}(i) \leq \delta_{c1_{m/2}}(i)$</td> <td><i>Sujeito a:</i> $d_{n_{m/2}}(i) \leq \delta_{cn_{m/2}}(i)$</td> </tr> <tr> <td><i>Sujeito a:</i> $d_{1_{m/2}}(i) \geq \delta_{open_1}(i) + \delta_{c1_{m/2}}(i) - 1$</td> <td><i>Sujeito a:</i> $d_{n_{m/2}}(i) \geq \delta_{open_n}(i) + \delta_{cn_{m/2}}(i) - 1$</td> </tr> </table> | <i>Sujeito a:</i> $d_{1_1}(i) \leq \delta_{open_1}(i)$ | <i>Sujeito a:</i> $d_{n_1}(i) \leq \delta_{open_n}(i)$ | <i>Sujeito a:</i> $d_{1_1}(i) \leq \delta_{c1_1}(i)$ | <i>Sujeito a:</i> $d_{n_1}(i) \leq \delta_{cn_1}(i)$ | <i>Sujeito a:</i> $d_{1_1}(i) \geq \delta_{open_1}(i) + \delta_{c1_1}(i) - 1$ | <i>Sujeito a:</i> $d_{n_1}(i) \geq \delta_{open_n}(i) + \delta_{cn_1}(i) - 1$ | ⋮ | ⋮ | <i>Sujeito a:</i> $d_{1_{m/2}}(i) \leq \delta_{open_1}(i)$ | <i>Sujeito a:</i> $d_{n_{m/2}}(i) \leq \delta_{open_n}(i)$ | <i>Sujeito a:</i> $d_{1_{m/2}}(i) \leq \delta_{c1_{m/2}}(i)$ | <i>Sujeito a:</i> $d_{n_{m/2}}(i) \leq \delta_{cn_{m/2}}(i)$ | <i>Sujeito a:</i> $d_{1_{m/2}}(i) \geq \delta_{open_1}(i) + \delta_{c1_{m/2}}(i) - 1$ | <i>Sujeito a:</i> $d_{n_{m/2}}(i) \geq \delta_{open_n}(i) + \delta_{cn_{m/2}}(i) - 1$ |
| <i>Sujeito a:</i> $d_{1_1}(i) \leq \delta_{open_1}(i)$ | <i>Sujeito a:</i> $d_{n_1}(i) \leq \delta_{open_n}(i)$ | | | | | | | | | | | | | | |
| <i>Sujeito a:</i> $d_{1_1}(i) \leq \delta_{c1_1}(i)$ | <i>Sujeito a:</i> $d_{n_1}(i) \leq \delta_{cn_1}(i)$ | | | | | | | | | | | | | | |
| <i>Sujeito a:</i> $d_{1_1}(i) \geq \delta_{open_1}(i) + \delta_{c1_1}(i) - 1$ | <i>Sujeito a:</i> $d_{n_1}(i) \geq \delta_{open_n}(i) + \delta_{cn_1}(i) - 1$ | | | | | | | | | | | | | | |
| ⋮ | ⋮ | | | | | | | | | | | | | | |
| <i>Sujeito a:</i> $d_{1_{m/2}}(i) \leq \delta_{open_1}(i)$ | <i>Sujeito a:</i> $d_{n_{m/2}}(i) \leq \delta_{open_n}(i)$ | | | | | | | | | | | | | | |
| <i>Sujeito a:</i> $d_{1_{m/2}}(i) \leq \delta_{c1_{m/2}}(i)$ | <i>Sujeito a:</i> $d_{n_{m/2}}(i) \leq \delta_{cn_{m/2}}(i)$ | | | | | | | | | | | | | | |
| <i>Sujeito a:</i> $d_{1_{m/2}}(i) \geq \delta_{open_1}(i) + \delta_{c1_{m/2}}(i) - 1$ | <i>Sujeito a:</i> $d_{n_{m/2}}(i) \geq \delta_{open_n}(i) + \delta_{cn_{m/2}}(i) - 1$ | | | | | | | | | | | | | | |
| 6 | <table style="width: 100%; border: none;"> <tr> <td style="width: 50%;"><i>Sujeito a:</i> $DMIC_1 \geq DMIC_{c1_1}(m) - DMIC_{c1_2}(m)$</td> <td style="width: 50%;"><i>Sujeito a:</i> $DMIC_n \geq DMIC_{cn_1}(m) - DMIC_{cn_2}(m)$</td> </tr> <tr> <td><i>Sujeito a:</i> $DMIC_1 \geq DMIC_{c1_2}(m) - DMIC_{c1_3}(m)$...</td> <td><i>Sujeito a:</i> $DMIC_n \geq DMIC_{cn_2}(m) - DMIC_{cn_3}(m)$</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">⋮</td> <td style="text-align: center;">⋮</td> </tr> <tr> <td><i>Sujeito a:</i> $DMIC_1 \geq DMIC_{c1_{m/2}}(m)$</td> <td><i>Sujeito a:</i> $DMIC_n \geq DMIC_{cn_{m/2}}(m)$</td> </tr> </table> | <i>Sujeito a:</i> $DMIC_1 \geq DMIC_{c1_1}(m) - DMIC_{c1_2}(m)$ | <i>Sujeito a:</i> $DMIC_n \geq DMIC_{cn_1}(m) - DMIC_{cn_2}(m)$ | <i>Sujeito a:</i> $DMIC_1 \geq DMIC_{c1_2}(m) - DMIC_{c1_3}(m)$... | <i>Sujeito a:</i> $DMIC_n \geq DMIC_{cn_2}(m) - DMIC_{cn_3}(m)$ | ⋮ | ⋮ | <i>Sujeito a:</i> $DMIC_1 \geq DMIC_{c1_{m/2}}(m)$ | <i>Sujeito a:</i> $DMIC_n \geq DMIC_{cn_{m/2}}(m)$ | | | | | | |
| <i>Sujeito a:</i> $DMIC_1 \geq DMIC_{c1_1}(m) - DMIC_{c1_2}(m)$ | <i>Sujeito a:</i> $DMIC_n \geq DMIC_{cn_1}(m) - DMIC_{cn_2}(m)$ | | | | | | | | | | | | | | |
| <i>Sujeito a:</i> $DMIC_1 \geq DMIC_{c1_2}(m) - DMIC_{c1_3}(m)$... | <i>Sujeito a:</i> $DMIC_n \geq DMIC_{cn_2}(m) - DMIC_{cn_3}(m)$ | | | | | | | | | | | | | | |
| ⋮ | ⋮ | | | | | | | | | | | | | | |
| <i>Sujeito a:</i> $DMIC_1 \geq DMIC_{c1_{m/2}}(m)$ | <i>Sujeito a:</i> $DMIC_n \geq DMIC_{cn_{m/2}}(m)$ | | | | | | | | | | | | | | |