



Universidade Federal de Ouro Preto
Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas
Departamento de Engenharia Elétrica



Trabalho de Conclusão de Curso

Gerenciamento do fluxo de energia em microrredes de corrente contínua e análises em ambiente simulado

Moisés Soares Martins

João Monlevade, MG
2018

Moisés Soares Martins

Gerenciamento do fluxo de energia em microrredes de corrente contínua e análises em ambiente simulado

Trabalho de Conclusão de curso apresentado à Universidade Federal de Ouro Preto como parte dos requisitos para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica pelo Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas da Universidade Federal de Ouro Preto.

Orientador: Dr. Renan Fernandes Bastos

Universidade Federal de Ouro Preto
João Monlevade
2018

M386g Martins, Moisés.
Gerenciamento do fluxo de energia em microrredes de corrente contínua e análises em ambiente simulado [manuscrito] / Moisés Martins. - 2018.

93f.: il.: color; grafs; tabs.

Orientador: Prof. Dr. Renan Fernandes Bastos.

Monografia (Graduação). Universidade Federal de Ouro Preto. Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas. Departamento de Engenharia Elétrica.

1. Engenharia elétrica. 2. Energia elétrica - Geração. 3. Eletrônica de potência. I. Bastos, Renan Fernandes. II. Universidade Federal de Ouro Preto. III. Título.

CDU: 621.311



ANEXO IV - ATA DE DEFESA

Aos 13 dias do mês de julho de 2018, às 10 horas, no bloco B deste instituto, foi realizada a defesa de monografia pelo (a) formando (a) Moisés Soares Martins, sendo a comissão examinadora constituída pelos professores: Renan Fernandes Bastos, Gabriel A. Fogli, Marcelo M. Tiago

O (a) candidato (a) apresentou a monografia intitulada: Gerenciamento do Fluxo de Energia em Microrrede de Corrente Contínua e Análise em Ambiente Simulado. A comissão examinadora deliberou, por unanimidade, pela Aprovação do(a) candidato(a), com a nota média 9,66, de acordo com a tabela 1. Na forma regulamentar foi lavrada a presente ata que é assinada pelos membros da comissão examinadora e pelo (a) formando(a).

Tabela 1 – Notas de avaliação da banca examinadora

Banca Examinadora	Nota
Renan Fernandes Bastos	9,5
Gabriel A. Fogli	8,5
Marcelo M. Tiago	10,0
Média	9,66

João Monlevade, 13 de Julho de 2018.

Renan F. Bastos

Professor(a) Orientador(a)

Moisés Soares Martins

Aluno (a)

Gabriel Azevedo Fogli

Professor(a) Convidado(a)

Marcelo Moreira Tiago

Professor(a) Convidado(a)



ANEXO X - TERMO DE RESPONSABILIDADE

O texto do trabalho de conclusão de curso intitulado “ Gerenciamento do Fluxo de Energia em Microrredes de Corrente Contínua e Análises em Ambiente Simulado ” é de minha inteira responsabilidade. Declaro que não há utilização indevida de texto, material fotográfico ou qualquer outro material pertencente a terceiros sem a devida citação ou consentimento dos referidos autores.

João Monlevade, 13 de Julho de 2018.

Moisés Soares Martins

Moisés Soares Martins

Agradecimentos

Agradeço a minha família e aos meus amigos pelo apoio e incentivo. Aos meus pais, pelos ensinamentos, educação e sabedoria recebida ao longo dos anos. Ao meu pai por ter me convencido que o caminho dos estudos é mais garantia de sucesso do que do futebol, já que o conhecimento ninguém retira de você; podem te roubar tudo, menos o conhecimento. Agradeço a minha mãe pelo carinho, amor e exemplo de pessoa honesta.

Agradeço de forma especial aos amigos e aos professores da Universidade Federal de Ouro Preto. Agradeço pelo conhecimento repassado de forma paciente e correto. Agradeço também a todos os meus professores que contribuíram pela minha formação acadêmica, desde do primeiro contato com a escola até a faculdade.

"The ultimate measure of a man is not where he stands in moments of comfort and convenience, but where he stands at times of challenge and controversy."

– Martin Luther King, Jr.

Resumo

O presente trabalho investiga o gerenciamento energético de uma microrrede CC em relação à uma operação financeiramente vantajosa. Devido ao cenário energético atual, em um futuro próximo, será comum projetar microrredes CC em residências e aplicar os conceitos da *smart grid*. Nos dias de hoje já existem vários sistemas fotovoltaicos instalados no setor residencial, mostrando assim que os consumidores estão interessados em reduzir custos com a eletricidade e preocupados com um mundo ambientalmente sustentável. Na microrrede CC proposta nesse trabalho existem vários elementos como geração distribuída (solar fotovoltaica e eólica), elemento de armazenamento (banco de baterias), conversores e controladores. Será estudado o comportamento de uma microrrede CC no cenário residencial, podendo estar conectada à rede ou não. Nos dois cenários o objetivo é gerenciar o fluxo de energia para reduzir os custos com eletricidade utilizando dados reais de irradiação solar, velocidade do vento, preço de energia elétrica e demanda ativa de uma residência.

Palavras-chave: Microrrede CC, gerenciamento de energia, geração distribuída, *smart grid*, eletrônica de potência.

Abstract

The present work investigates the energy management of a DC microgrid in terms of a financially advantageous operation. Due to the current energy scenario, in the near future, it will be common to design DC microgrids in residences and apply the concepts of the smart grid. Nowadays, there are already several photovoltaic systems installed in the residential sector, thus showing that the consumers are interested in reducing costs with electricity and concerned about an environmentally sustainable world. In the DC microgrid proposed in this work, there are several elements such as distributed generation (solar photovoltaic and wind power), storage unit (battery bank), converters and controllers. The behavior of a DC microgrid in the residential scenario will be studied, being able to be connected to the grid or not. In both scenarios, the goal is to manage the energy flow to reduce electricity costs by using real data of solar irradiance, wind speed, electricity price and active demand of a residence.

Keywords: DC microgrid, energy management power, distributed generation, smart grid, electronics.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Estrutura de uma microrrede CC.	3
Figura 2 – Incorporação da <i>cyber layer</i> e <i>market layer</i> na estrutura da rede elétrica	5
Figura 3 – Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica.	6
Figura 4 – Curva potência versus tensão para diferentes níveis de irradiação.	7
Figura 5 – Produção mundial de energia solar fotovoltaica.	7
Figura 6 – Esquema de uma residência geradora conectada à rede elétrica (<i>on-grid</i>).	8
Figura 7 – Simplificado <i>layout</i> de um sistema solar híbrido.	9
Figura 8 – Diagrama eólico com gerador de indução duplamente alimentado.	11
Figura 9 – Diagrama eólico com gerador síncrono a imã permanente.	11
Figura 10 – Curva típica de P_ω versus W_ω da turbina para diferentes velocidades do vento, considerando o ângulo das pás fixos.	12
Figura 11 – Número de ciclos de uma bateria chumbo-ácido em função da profundidade de descarga.	14
Figura 12 – Camadas básicas de um ultracapacitor.	15
Figura 13 – Aplicações de uma microrrede CC.	17
Figura 14 – Topologia do conversor CC-CC <i>Buck-Boost</i> bidirecional.	18
Figura 15 – Topologia do conversor CC-CA bidirecional.	19
Figura 16 – Irradiação solar média global durante 10 dias seguidos.	21
Figura 17 – Velocidade do vento durante 10 dias seguidos.	21
Figura 18 – Consumo de potência em kW durante 10 dias de uma residência.	22
Figura 19 – Diagrama de controle de um microrrede CC.	23
Figura 20 – Princípios básicos de operação das estratégias de controle.	24
Figura 21 – Diagrama de controle local incluindo controladores locais de tensão e corrente.	24
Figura 22 – Princípio básico de operação do método DBS.	26
Figura 23 – Preço da eletricidade em dólares por kWh durante 10 dias na região da cidade de Chicago nos Estados Unidos para a classe residencial.	30
Figura 24 – Preço da eletricidade em dólares por kWh durante um dia na região da cidade de Chicago nos Estados Unidos para a classe residencial.	31
Figura 25 – Potência consumida em kW por uma residência de forma a estabelecer um consumo de 200 kWh/mês.	35
Figura 26 – Potência gerada pelo sistema fotovoltaico do Caso 1.	35
Figura 27 – Resultados do Caso 1: balanço energético e balanço da bateria.	36
Figura 28 – Potência gerada do sistema fotovoltaico do Caso 2.	37
Figura 29 – Resultados do Caso 2: balanço energético e balanço da bateria.	38
Figura 30 – Potência gerada do sistema fotovoltaico do Caso 3.	39

Figura 31 – Potência gerada do sistema eólico do Caso 3.	39
Figura 32 – Resultados do Caso 3: balanço energético e balanço da bateria.	40
Figura 33 – Preço de eletricidade normalizado.	42
Figura 34 – Balanço energético do caso sem geração distribuída para um consumo de 200 kWh/mês.	42
Figura 35 – Balanço do investimento em energia elétrica instantâneo do caso sem geração distribuída para um consumo de 200 kWh/mês.	43
Figura 36 – Balanço do investimento em energia elétrica instantâneo do Caso 1 sem gerenciamento.	44
Figura 37 – Balanço do investimento em energia elétrica instantâneo do Caso 2 sem gerenciamento.	45
Figura 38 – Potência gerada do sistema fotovoltaico do Caso 3.	46
Figura 39 – Balanço energético do Caso 3 para um superávit de 30% na geração.	46
Figura 40 – Balanço do investimento em energia elétrica instantâneo do Caso 3 sem gerenciamento.	46
Figura 41 – Balanço do investimento em energia elétrica instantâneo do Caso 4 sem gerenciamento.	47
Figura 42 – Potência gerada em kW pelo sistema fotovoltaico do Caso 5.	48
Figura 43 – Potência gerada em kW pelo sistema eólico do Caso 5.	48
Figura 44 – Balanço energético do Caso 5 para um superávit de 30% na geração.	48
Figura 45 – Balanço do investimento em energia elétrica instantâneo do Caso 5 sem gerenciamento.	49
Figura 46 – Preço de eletricidade normalizado com indicação do limite alto de 0,35 PU e limite baixo de 0,25 PU.	54
Figura 47 – Carga na bateria (curva em vermelho) e variações de compra e venda de 1 kW instantâneo (curva em verde) para o Caso 1 com gerenciamento.	54
Figura 48 – Balanço do investimento em energia elétrica instantâneo do Caso 1 com gerenciamento.	55
Figura 49 – Carga na bateria (curva em vermelho) e variações de compra e venda de 1 kW instantâneo (curva em verde) para o Caso 2 com gerenciamento.	56
Figura 50 – Balanço do investimento em energia elétrica instantâneo do Caso 2 com gerenciamento.	56
Figura 51 – Carga na bateria (curva em vermelho) e variações de compra e venda de 1 kW instantâneo (curva em verde) para o Caso 3 com gerenciamento.	57
Figura 52 – Balanço do investimento em energia elétrica instantâneo do Caso 3 com gerenciamento.	57
Figura 53 – Carga na bateria (curva em vermelho) e variações de compra e venda de 1 kW instantâneo (curva em verde) para o Caso 4 com gerenciamento.	58

Figura 54 – Balanço do investimento em energia elétrica instantâneo do Caso 4 com gerenciamento.	59
Figura 55 – Carga na bateria (curva em vermelho) e variações de compra e venda de 1 kW instantâneo (curva em verde) para o Caso 5 com gerenciamento.	59
Figura 56 – Balanço do investimento em energia elétrica instantâneo do Caso 5 com gerenciamento.	60
Figura 57 – Resultado completo do Caso 1 com gerenciamento.	67
Figura 58 – Resultado completo do Caso 2 com gerenciamento.	68
Figura 59 – Resultado completo do Caso 3 com gerenciamento.	69
Figura 60 – Resultado completo do Caso 4 com gerenciamento.	70
Figura 61 – Resultado completo do Caso 5 com gerenciamento.	71
Figura 62 – Resultado completo do Caso 6 com gerenciamento.	72
Figura 63 – Resultado completo do Caso 7 com gerenciamento.	73
Figura 64 – Resultado completo do Caso 8 com gerenciamento.	74
Figura 65 – Resultado completo do Caso 9 com gerenciamento.	75
Figura 66 – Resultado completo do Caso 10 com gerenciamento.	76

Lista de tabelas

Tabela 1 – Participação da Energia Eólica nos Estados Brasileiros	10
Tabela 2 – <i>Ranking</i> mundial de capacidade acumulado de geração eólica em 2016 .	10
Tabela 3 – Resultado da conta de energia no Brasil e nos EUA.	32
Tabela 4 – Resultados microrrede isolada.	41
Tabela 5 – Resultados microrrede sem gerenciamento conectada a rede.	49
Tabela 6 – Mapa de estado do gerenciamento de energia.	52
Tabela 7 – Resultados microrrede com gerenciamento conectada a rede.	61
Tabela 8 – Comparação dos resultados da microrrede com gerenciamento e sem gerenciamento.	63
Tabela 9 – Comparação dos rendimentos em energia elétrica da microrrede com gerenciamento sem incentivo e com incentivo.	77
Tabela 10 – Comparação dos rendimentos em energia elétrica da microrrede com gerenciamento para diferentes valores de estado inicial da bateria. . . .	77
Tabela 11 – Comparação dos rendimentos em energia elétrica da microrrede com gerenciamento para diferentes valores de capacidade máxima de baterias.	78

Lista de abreviaturas e siglas

a	Fator de idealidade do diodo
A	Área varrida pelo rotor de um aerogerador
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
$B_{bateria}$	Balanco da bateria
$B_{energético}$	Balanco energético
C_p	Coefficiente de potência
CC	Corrente Contínua
CA	Corrente Alternada
D	Ciclo de trabalho dos conversores CC-CC
EIA	<i>Energy Information Administration</i>
G	Irradiação
G_*	Dados de irradiação normalizados
\overline{G}_*	Média dos dados de irradiação normalizados
GD	Geração Distribuída
GWEC	<i>Global Wind Energy Council</i>
I	Corrente gerada pelos fóton no painel fotovoltaico em função da tensão no dispositivo
I_{pv}	Corrente induzida pela luz
I_0	Corrente de saturação do diodo
i_O	Corrente de saída do conversor
i_{oi}	Corrente de saída do controlador por <i>droop</i> de tensão
K	Constante de Boltzmann
k_{ajuste}	Constante de ajuste a fim de estabelecer um consumo de 200 kWh/mês
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i> , algoritmo de busca do ponto de máxima potência

m_p	Coefficiente de potência do controlador por <i>droop</i> de tensão
m_c	Coefficiente de corrente do controlador por <i>droop</i> de tensão
N_S	Número de células fotovoltaicas conectadas em paralelo
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
P	Vetor com os dados originais de consumo de uma residência
P_*	Dados de potência originais normalizados
\overline{P}_*	Média dos dados de potência normalizados
P_{ajuste}	Dados de potência ajustados
$\overline{P_{ajuste}}$	Média da potência consumida após o ajuste
P_{oi}	potência de saída do controlador por <i>droop</i> de tensão
P_{aero}	Potência máxima extraída da velocidade do vento
P_{painel}	Potência máxima extraída da irradiação solar
P_ω	Potência extraída do vento
PD	Proporcional Derivativo
PI	Proporcional Integral
PID	Proporcional Integral Derivativo
PLC	<i>Power Line Communication</i>
PWM	Modulação por Largura de Pulso
q	Carga elementar do elétron
R	Raio da pá
R_D	Resistência virtual de <i>droop</i>
R_S	Resistência série equivalente do módulo fotovoltaico
R_p	Resistência equivalente paralelo do módulo fotovoltaico
SOC	<i>State-of-Charge</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional
T	Temperatura da junção p-n em Kelvin

T_ω	Torque aerodinâmico
UC	Ultracapacitores
V	Tensão fornecida pelo painel fotovoltaico
v_{DCi}	Saída do controlador por <i>droop</i> de tensão
V_{nom}	Tensão a vazio do conversor
v_{ref}	Tensão de referência
V_t	Tensão térmica do painel
v_ω	Velocidade do vento que atravessa as pás
v_ω^*	Dados de velocidade do vento normalizados
$\overline{v_\omega^*}$	Média dos dados de velocidade do vento normalizados
W_ω	Velocidade angular da turbina

Sumário

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Contextualização e Motivação	1
1.2	Revisão Bibliográfica	3
1.2.1	Microrrede CC	3
1.2.2	<i>Smart Grid</i>	4
1.2.3	Fontes Renováveis de Energia em Destaque	5
1.2.3.1	Solar Fotovoltaica	5
1.2.3.2	Eólica	9
1.2.4	Elementos Armazenadores de Energia	13
1.2.4.1	Banco de Baterias	13
1.2.4.2	Ultracapacitores	14
1.3	Objetivos	15
1.4	Estrutura do Trabalho	16
2	METODOLOGIA	17
2.1	Conversores	17
2.1.1	Conversor CC-CC	18
2.1.2	Conversor CC-CA	18
2.2	Métodos de Gerenciamento em Microrredes	18
2.3	Topologias de Controle em Microrredes	22
2.3.1	Controle Local	23
2.3.2	Controle Coordenado	25
2.3.2.1	Controle Descentralizado	25
2.3.2.2	Controle Centralizado	27
2.3.2.3	Controle Distribuído	27
2.4	Tarifação de Energia Elétrica	28
3	RESULTADOS E DISCUSSÕES	33
3.1	Microrrede Isolada	33
3.1.1	Estudo de Caso 1	34
3.1.2	Estudo de Caso 2	37
3.1.3	Estudo de Caso 3	38
3.1.4	Resumo dos Resultados	40
3.2	Microrrede Conectada à Rede sem Gerenciamento de Energia	41
3.2.1	Estudo de Caso 1	42
3.2.2	Estudo de Caso 2	44

3.2.3	Estudo de Caso 3	45
3.2.4	Estudo de Caso 4	45
3.2.5	Estudo de Caso 5	47
3.2.6	Resumo dos Resultados	47
3.3	Microrrede Conectada à Rede com Gerenciamento de Energia . . .	49
3.3.1	Estudo de Caso 1	52
3.3.2	Estudo de Caso 2	54
3.3.3	Estudo de Caso 3	55
3.3.4	Estudo de Caso 4	57
3.3.5	Estudo de Caso 5	58
3.3.6	Resumo dos Resultados	60
4	CONCLUSÃO	62
	REFERÊNCIAS	64
5	APÊNDICE	67
5.1	Resultados Microrrede com Gerenciamento	67
5.2	Outros Testes	77

1 Introdução

1.1 Contextualização e Motivação

A demanda de energia elétrica vem crescendo com o passar dos anos principalmente devido ao aumento populacional, desenvolvimento tecnológico e industrial. De acordo com o relatório da agência americana EIA (*Energy Information Administration*), entre os anos de 2010 e 2040 a demanda mundial por eletricidade crescerá 93% (EIA, 2013). No Brasil, por exemplo, projeta-se um crescimento de consumo de energia elétrica de 50,6% entre os anos de 2015 e 2024 (OLIVEIRA; DONOSO-GARCIA, 2015). Sendo assim, é de extrema importância desenvolver técnicas eficazes e alternativas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica com o objetivo de atender a esta alta demanda. Nesse contexto, já se vem estudando o uso de fontes de energia renováveis para ajudar a suprir a demanda de energia futura e contribuir para um mundo sustentável (OLIVEIRA, 2016).

Sabe-se que existe um forte apelo da sociedade mundial por um desenvolvimento sustentável e ambientalmente responsável. Porém, a situação da matriz energética atual ainda não condiz com um mundo sustentável, em que 67% da oferta de energia se baseia em fontes não-renováveis, como por exemplo o carvão (EIA, 2013; OLIVEIRA, 2016). Nesse sentido, vários pesquisadores estão examinando a aplicação de fontes de energia renováveis que reduzem os impactos ambientais causados pelas emissões de carbono. Estima-se, então, uma maior exploração de fontes renováveis de energia, as quais aumentarão sua participação na matriz global de 20% em 2010, para 24% em 2040, com destaque para energia eólica e solar (EIA, 2013). A energia solar, que utiliza painéis fotovoltaicos para a geração, vem ganhando destaque devido à facilidade de instalação e incentivos governamentais.

O governo federal por meio de órgãos como ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) e Ministério de Minas e Energia vem incentivando a tecnologia de geração distribuída (GD) decorrente do uso de fontes alternativas como uma forma de promover soluções para os problemas de fornecimento de energia. No Brasil, o maior problema é a dependência excessiva da hidroeletricidade, que torna a segurança energética do país vulnerável a variações na intensidade e duração dos períodos chuvosos, o que impacta a operação do sistema elétrico e os custos das tarifas (OLIVEIRA; DONOSO-GARCIA, 2015; OLIVEIRA, 2016).

Sendo assim, como uma forma de diversificar a matriz energética brasileira e incentivar o uso de fontes renováveis, a ANEEL lançou a Resolução Normativa nº 482 em 17 de abril de 2012, atualizada pela Resolução Normativa nº 697 em 24 de novembro de 2015, a qual estabelece critérios diferenciados para acesso ao sistema de distribuição para centrais geradoras classificadas como microgeração (potência instalada igual ou inferior

a 75 kW) ou minigeração (potência instalada de 75 kW a 5 MW), além de definir o sistema de compensação de energia elétrica, para tarifação dessas unidades. O sistema de compensação regulamentado se baseia no modelo de tarifação denominado de *Net Metering*, onde se analisa mensalmente a diferença entre a energia consumida e produzida pela central geradora e, em caso de saldo negativo (maior produção), cria-se um crédito para abater faturas dos meses seguintes, em um prazo máximo de 60 meses (ANEEL, 2012; OLIVEIRA, 2016).

Além da forte inserção de fontes renováveis no sistema elétrico, outro fator que vem ganhando destaque é a participação de veículos elétricos e híbridos nos setores de transporte da sociedade. Segundo estimativas do governo brasileiro, por exemplo, a participação de veículos elétricos e híbridos na frota nacional em 2030 será de aproximadamente 3% e em 2050, de 61% (OLIVEIRA; DONOSO-GARCIA, 2015; Empresa de Pesquisa Energética, 2014). Dessa forma, aumentará a demanda por eletricidade, o que pressionará ainda mais a necessidade de expansão e diversificação da oferta interna de energia em relação ao que já foi discutido até o momento (OLIVEIRA, 2016).

A diversificação e a expansão do sistema elétrico, como já apresentado, vêm sendo realizadas por incentivos governamentais como a tecnologia de GD decorrente do uso de fontes renováveis, principalmente a solar e a eólica. Entretanto, o sistema atual energético brasileiro não possui as condições técnicas para acomodar as intermitências causadas por fontes renováveis, o que pode expor setores da rede elétrica a problemas como flutuação de tensão e sobrecarregamento de linhas (IOV et al., 2007; LINDER, 2012; OLIVEIRA, 2016). Além disso, a situação atual da rede é baseada em um fluxo unidirecional que se inicia em grandes centros geradores distantes dos centros consumidores. Com essa configuração surge um outro problema, relacionado às perdas, devido ao aumento da demanda as perdas envolvidas desde a geração até o consumo também serão maiores podendo ocasionar elevados custos financeiros e dificuldade em transportar a energia de forma eficaz (OLIVEIRA, 2016).

Este cenário evidencia a necessidade de realizar mudanças na estrutura e filosofia do sistema elétrico, de forma a adaptá-lo às novas tendências de consumo e geração, em destaque, a geração por fontes renováveis (solar e eólica). Uma das propostas de mudança que se vem estudando são as microrredes de corrente contínua (CC). Microrredes ou microgrids, são sistemas elétricos de menor porte compostos por fontes de geração distribuída, cargas locais e sistemas de armazenamento (Empresa de Pesquisa Energética, 2015). O estudo das microrredes CC é interessante devido, principalmente, à facilidade e à viabilidade de interagir com as fontes renováveis e os sistemas de armazenamento. Além disso, a redução de perdas durante a distribuição é significativa devido à geração e às cargas estarem próximas (OLIVEIRA, 2016).

1.2 Revisão Bibliográfica

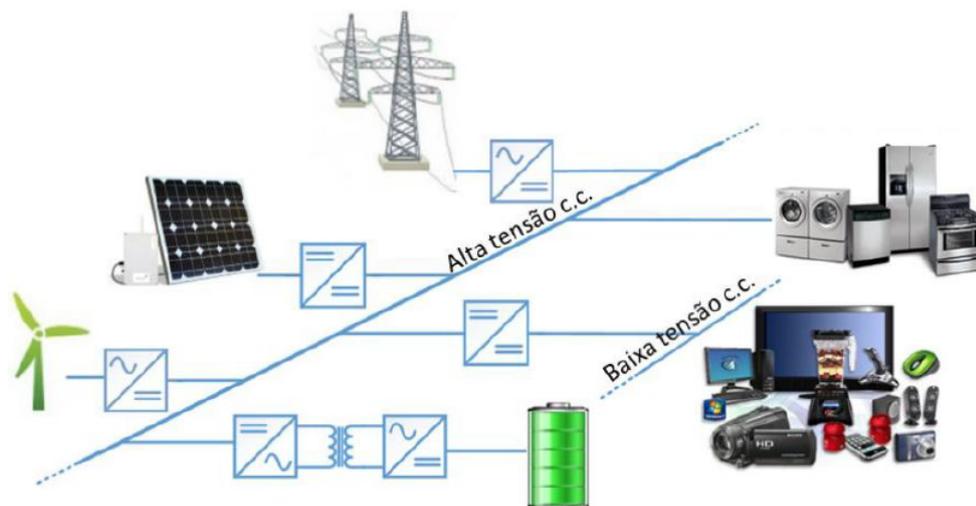
Nessa seção será apresentado uma revisão sobre microrrede CC, *smart grid*, fontes renováveis de energia em destaque (energia solar e eólica) e elementos armazenadores de energia (banco de baterias e ultracapacitores).

1.2.1 Microrrede CC

As microrredes surgiram, principalmente, como uma forma viável de interagir com as fontes renováveis e os sistemas de armazenamento e para solucionar os problemas na estrutura atual da rede elétrica devido à forte penetração de fontes de GD com caráter intermitente, como eólica e solar (OLIVEIRA, 2016). Como já foi mencionado anteriormente, o sistema elétrico atual não está preparado para lidar com o fluxo bidirecional de energia e grandes variações de potência, que podem causar flutuações de tensão locais, afetar procedimentos de proteção e promover o carregamento de linhas de distribuição e transmissão como acontece com a penetração de fontes de GD (Grupo de Trabalho de Redes Elétricas Inteligentes, 2010; OLIVEIRA, 2016). Portanto, a introdução de fontes renováveis é uma solução limpa para suprir a alta demanda e também diversificar a matriz energética.

A configuração de uma microrrede CC é caracterizada por ser um sistema elétrico independente, composto por fontes de GD, cargas locais e sistemas de armazenamento (HUAYLLAS; RAMOS; VASQUEZ-ARNEZ, 2010; LESSETER, 2011; OLIVEIRA, 2016). A Figura 1 mostra a estrutura simplificada de uma microrrede CC, evidenciando seus elementos e a conexão com o sistema elétrico, isto é, a rede de transmissão/distribuição em corrente alternada (CA).

Figura 1 – Estrutura de uma microrrede CC.



Fonte: (BOLZON, 2014)

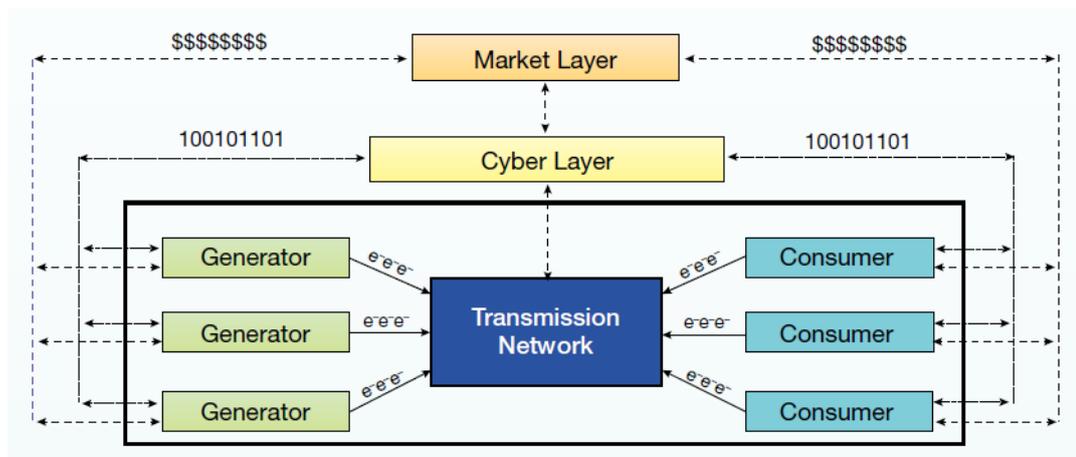
Uma microrrede é capaz de suavizar o comportamento intermitente das fontes renováveis, devido ao armazenamento local em banco de baterias, ultracapacitores e outros. Além disso, é possível se desconectar da rede principal durante períodos de falhas, assim como prover um melhor nível de controle e despacho (energia gerada em um determinado momento) da energia (OLIVEIRA, 2016). Também, a integração com as fontes renováveis é mais viável, necessitando apenas de um estágio de conversão. No Brasil, aproximadamente 40% do consumo residencial se destina a aparelhos eletrônicos, os quais poderiam ser diretamente alimentados em CC (OLIVEIRA; DONOSO-GARCIA, 2015; OLIVEIRA, 2016). Por fim, a existência de um barramento único em CC faz com que se simplifique a interconexão de múltiplos componentes, uma vez que não é necessário sincronizar a frequência e a fase de diversos elementos (PUGLIESE; KANNEWURFF, 2013; OLIVEIRA, 2016).

1.2.2 *Smart Grid*

Uma das mudanças propostas na estrutura e filosofia do sistema elétrico para atender à necessidade de integrar as fontes renováveis é a incorporação de um nível de inteligência ao sistema elétrico, conhecido como *smart grid*. O conceito de *smart grid* pode ser definido como uma rede elétrica com elementos de automação interligados por uma grande rede de comunicação que utiliza informação analógica ou digital para atuar no sistema elétrico, podendo agir de forma automática para melhorar a eficiência, confiabilidade, economia e sustentabilidade da produção e distribuição de energia elétrica (CHMIELEWSKI, 2014). Além disso, é possível uma interação entre os componentes da rede em um fluxo bidirecional de energia (OLIVEIRA, 2016).

Em relação à estrutura, a *smart grid* não propõe a substituição das linhas de transmissão existentes, e sim a adição de novas tecnologias e princípios de operação no sistema de energia elétrico. Isso é feito adicionando duas novas "camadas" à rede elétrica, *cyber layer* e *market layer* (CHMIELEWSKI, 2014). A Figura 2 ilustra a incorporação dessas duas novas camadas na estrutura da rede elétrica.

A *cyber layer* consiste em um novo *hardware* e *software* para a troca de informação presente e futura sobre as condições da rede elétrica entre os vários participantes do sistema elétrico. Isso é feito adicionando-se sensores, controles automatizados, medidores eletrônicos e outros elementos digitais. Dessa forma, os consumidores podem interagir com o sistema, podendo, por exemplo, fornecer energia elétrica em momentos de alta demanda, ou então armazená-la para o uso em um futuro próximo (CHMIELEWSKI, 2014; BHATT; SHAH; JANI, 2014). Um dos principais objetivos da *smart grid* é justamente uma maior participação do usuário (Grupo de Trabalho de Redes Elétricas Inteligentes, 2010). Além disso, com a introdução de sensores e controles automatizados, a rede poderá ser capaz também de antecipar, detectar e resolver problemas no sistema. Assim, podem-se

Figura 2 – Incorporação da *cyber layer* e *market layer* na estrutura da rede elétrica .

Fonte: (CHMIELEWSKI, 2014)

evitar faltas de energia, problemas na qualidade do serviço e suas interrupções (Grupo de Trabalho de Redes Elétricas Inteligentes, 2010).

Em relação à *market layer*, consiste em utilizar as informações fornecidas pela *cyber layer* para estabelecer incentivos econômicos entre os participantes da rede elétrica. Não é o caso do Brasil, mas em alguns países o preço da eletricidade não é constante ao longo do dia e varia de acordo com a demanda. Dessa forma, os consumidores podem escolher o melhor momento de produzir, armazenar e consumir eletricidade (CHMIELEWSKI, 2014; BHATT; SHAH; JANI, 2014).

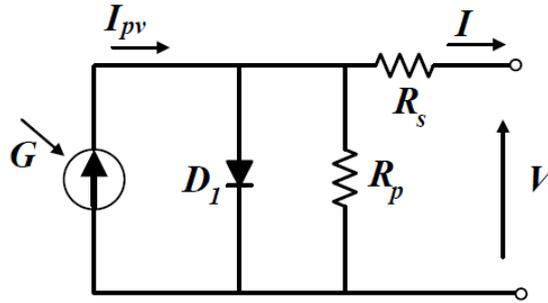
1.2.3 Fontes Renováveis de Energia em Destaque

As principais fontes renováveis de energia, que vêm crescendo a participação na matriz energética mundial com o passar dos anos são a energia solar e a eólica. Será apresentado o princípio básico de funcionamento dessas fontes e assim como alguns dados e conceitos relevantes.

1.2.3.1 Solar Fotovoltaica

A energia solar é obtida pelos painéis fotovoltaicos quando expostos à luz. Devido ao efeito fotovoltaico, um semicondutor quando exposto à luz passa a ter em seus terminais uma diferença de potencial. Portanto, a célula fotovoltaica é um dispositivo fabricado com material semicondutor (normalmente silício) que libera elétrons em torno de um circuito elétrico fechado quando exposto à luz (MOCAMBIQUE; MACHADO; OLIVEIRA, 2011; BASTOS, 2016). O circuito equivalente de uma célula fotovoltaica real (modelo de um diodo) é mostrado na Figura 3.

Figura 3 – Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica.



Fonte: (BASTOS, 2016)

A corrente gerada pelos fótons em função da tensão no dispositivo, denominada de curva característica, pode ser descrita pela equação (1.1) (BASTOS, 2016; VILLALVA; GAZOLI; FILHO, 2009), derivada da Equação de Shockley, do diodo ideal.

$$I = I_{pv} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V - R_s I}{V_t a}\right) - 1 \right] - \frac{V + R_s I}{R_p} \quad (1.1)$$

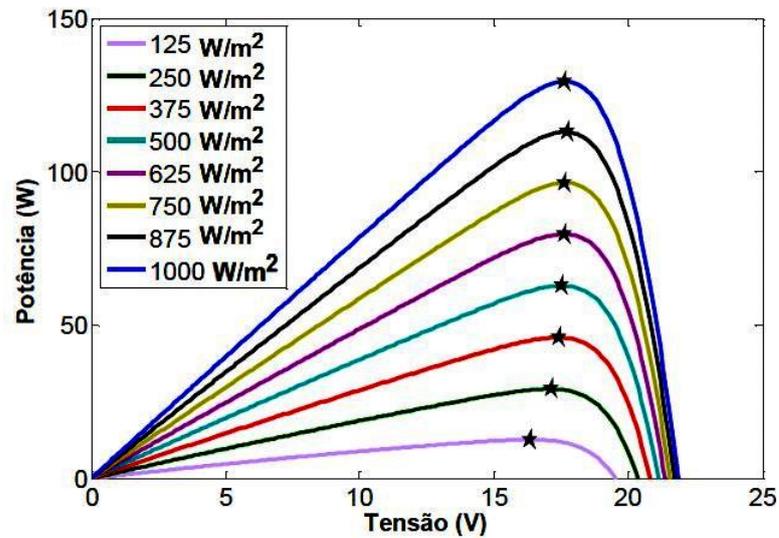
Onde I_{pv} é a corrente induzida pela luz, I_0 é a corrente de saturação do diodo, a é o fator de idealidade do diodo, R_s é a resistência séria equivalente do módulo e R_p é a resistência equivalente em paralelo do módulo, $V_t = N_s k T / q$ é a tensão térmica do painel com N_s células conectadas em série, k é a constante de Boltzmann, T é a temperatura da junção p-n em Kelvin e q é a carga elementar do elétron.

Em suma, a corrente I , que é a corrente final fornecida pela célula fotovoltaica, é a corrente I_{pv} menos as correntes provenientes da saturação do diodo e das resistências R_s e R_p , onde I_{pv} depende do nível de irradiação (G) e da temperatura (T).

A Figura 4 mostra a relação entre a potência média de saída e a tensão terminal para diferentes níveis de irradiação. Observa-se que a relação entre potência máxima extraída e a irradiação incidente apresenta um comportamento aproximadamente linear (BASTOS, 2016).

O surgimento dessa tecnologia está atrelada ao setor de telecomunicações, principalmente em áreas mais isoladas, e posteriormente à corrida espacial. Em 1973, a crise energética renovou e ampliou as expectativas em aplicações terrestres. A tecnologia proporcionou um impacto positivo, levando as empresas especializadas em petróleo a optarem pelo desenvolvimento de células fotovoltaicas, já que se trata de uma fonte alternativa de energia que não possui grande impacto ambiental, sonoro, visual, não necessita de manutenção custosa como em grandes usinas hidroelétricas, resfriamento, combustível ou grandes construções (FRANCO; SILVA, 2010; BASTOS, 2016; OLIVEIRA, 2016). Em relação à manutenção para os casos de sistemas fotovoltaicos sem motores que variam a posição das placas a fim de seguir o sol, necessita apenas de limpeza das placas e verificação

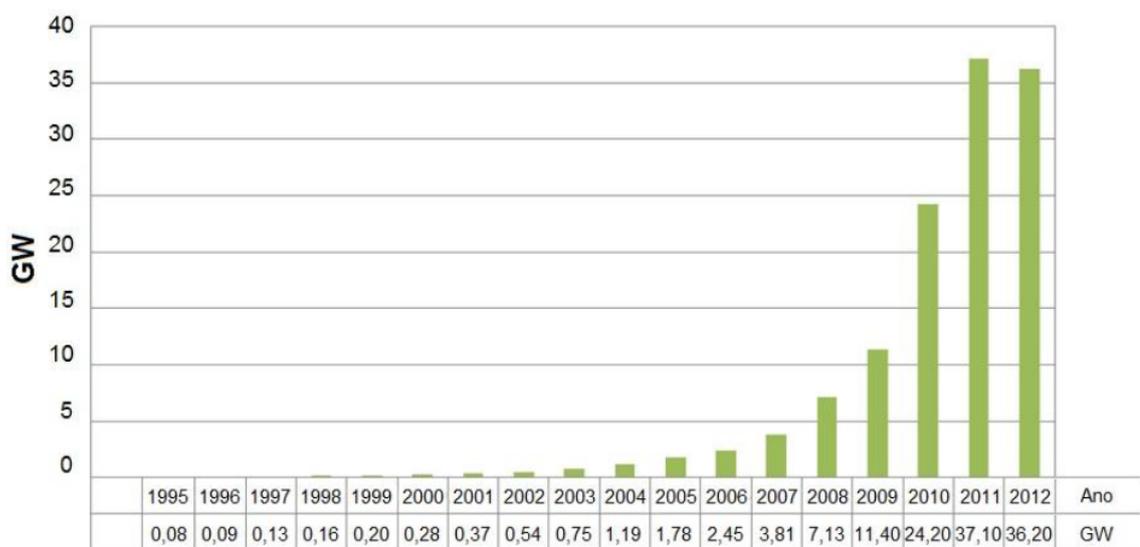
Figura 4 – Curva potência versus tensão para diferentes níveis de irradiação.



Fonte: (BASTOS, 2016)

de cabos e suportes. A Figura 5 apresenta a evolução da produção mundial de energia solar fotovoltaica, tendo sido produzidos cerca de 36,2 GWp em 2012, potência equivalente a mais de duas vezes e meia a potência da usina hidroelétrica de Itaipu (PINHO; GALDINO, 2014).

Figura 5 – Produção mundial de energia solar fotovoltaica.



Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014)

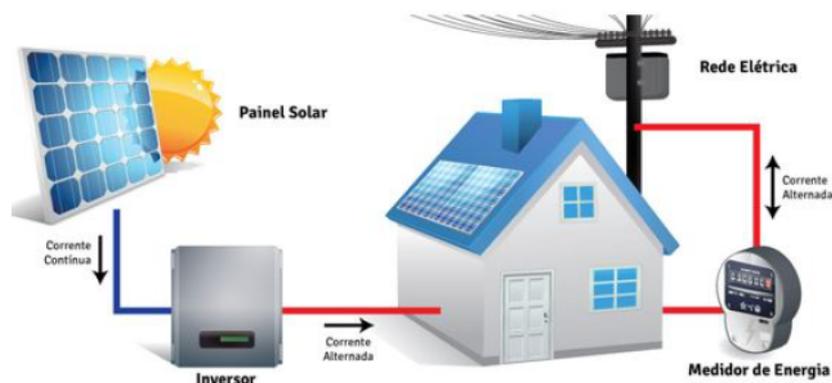
Em relação aos tipos de sistemas fotovoltaicos, existem três categorias principais: isolados, conectados à rede e híbridos. A escolha de cada um dependerá da aplicação e também do local onde será implantado o sistema.

Os sistemas isolados (*off-grid*), são usados em locais remotos, de difícil acesso ou locais onde o custo da transmissão de energia é elevado. Tais sistemas têm problemas de sobredimensionamento, pois necessitam de funcionamento integral. Além disso, o uso das baterias torna o sistema caro (FIGUEIRA, 2014; NEWKIRK, 2014).

Os sistemas conectados à rede (*grid-tie* ou *on-grid*), funcionam como uma forma complementar de geração de energia; de tal maneira que não necessitam de baterias. Isso é possível devido a toda energia gerada pelo sistema fotovoltaico ser consumida ou injetada na rede elétrica da concessionária (FIGUEIRA, 2014; NEWKIRK, 2014). Essa energia gerada é usada para suprir a demanda das cargas e apenas o excesso é injetado na rede, portanto a energia que é injetada na rede não é constante. As concessionárias brasileiras ainda não possuem um controle desse fluxo de potência, que a princípio devido aos limites de geração impostos pela ANEEL por enquanto não afetam o sistema elétrico como um todo.

Esse tipo de sistema, conectado à rede (*on-grid*), pode ser instalado em ambientes residenciais ou comerciais e é visto como gerador de energia elétrica para a rede da concessionária. A Figura 6 ilustra o esquema de uma residência geradora conectada à rede elétrica. A energia gerada pela célula fotovoltaica é fornecida em corrente contínua, não compatível com o sistema elétrico de transmissão/distribuição (corrente alternada), necessitando assim, de um conversor CC-CA. O inversor de frequência é o conversor utilizado para converter corrente contínua para corrente alternada. O inversor também é responsável por monitorar a tensão e a frequência da rede antes de injetar a energia proveniente da célula fotovoltaica. Esse monitoramento é essencial para garantir a compatibilidade da energia gerada com a da rede (BIGGI, 2013).

Figura 6 – Esquema de uma residência geradora conectada à rede elétrica (*on-grid*).



Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014)

Em relação aos sistemas híbridos, são sistemas conectados à rede elétrica em conjunto com elementos armazenadores de energia; geralmente, banco de baterias. Dessa forma, é possível armazenar nas baterias a energia gerada excedente pelos painéis fotovoltaicos durante o dia e usá-la no período noturno, além de ter a rede como um *back up*. Essa

configuração permite aos usuários obterem as vantagens dos sistemas *on-grid* e *off-grid* e contribui também para aplicar os conceitos da *smart grid* (NEWKIRK, 2014). A Figura 7 mostra o esquema de um sistema solar híbrido com seus componentes principais.

Figura 7 – Simplificado *layout* de um sistema solar híbrido.



Fonte: (NEWKIRK, 2014)

Os sistemas híbridos permitem aos usuários interagirem com a rede de tal forma a minimizar ainda mais os custos com eletricidade. Isso é possível devido ao poder de decisão em relação à produção de energia e armazenamento. Para um cenário em que é conhecido o perfil da curva do preço da eletricidade ao longo do dia, o sistema pode ser projetado para armazenar a energia proveniente da rede no momento em que se tem o menor preço. Além disso, o sistema também pode ser projetado para vender energia para a rede em momentos de pico, em que geralmente, tem-se o maior preço de eletricidade. No Brasil, ainda não está regulamentado a venda de eletricidade por partes das pequenas centrais geradoras e sim a política de créditos, porém em outros países essa prática já é possível.

1.2.3.2 Eólica

A energia eólica, assim como a solar fotovoltaica, também vem ganhando espaço na matriz energética mundial, incentivada pela tendência por um desenvolvimento sustentável e ambientalmente responsável. No cenário nacional, de acordo com os dados fornecidos pela ANEEL até julho de 2016, o percentual de energia eólica na matriz energética brasileira correspondia a 6,15% (ANEEL, 2016a). A Tabela 1 mostra o número de usinas eólicas em operação e em construção nos estados brasileiros, assim como a potência instalada; sendo que as regiões nordeste (zona litorânea), sul e sudeste possuem áreas com maior potencial eólico. Em comparação com o mundo, de acordo com o *ranking* divulgado em 2016 pela

Global Wind Energy Council (GWEC), o Brasil ocupa a 9ª posição, com uma capacidade acumulada de geração eólica igual a 10.740 MW (2,2%), como mostra a Tabela 2 (GWEC, 2016).

Tabela 1 – Participação da Energia Eólica nos Estados Brasileiros

Estado	Potência (MW)	Usinas Eólicas em Geração e Construção
Bahia	5.135,8	223
Rio Grande do Norte	4.873,5	181
Ceará	2.508,3	104
Rio Grande do Sul	2.092,6	94
Piauí	1.887,5	68
Pernambuco	878,6	38
Maranhão	264,3	10
Santa Catarina	241,5	16
Paraíba	159,0	16
Sergipe	34,5	1
Rio de Janeiro	28,0	1
Paraná	2,5	1
Minas Gerais	1,56	1
São Paulo	0,22	1

Fonte: (ANEEL, 2016a)

Tabela 2 – *Ranking* mundial de capacidade acumulado de geração eólica em 2016

País	MW	%
China	168.690	34,7
EUA	82.184	16,9
Alemanha	50.018	10,3
Índia	28.700	5,9
Espanha	23.074	4,7
Reino Unido	14.543	3,0
França	12.066	2,5
Canadá	11.900	2,4
Brasil	10.740	2,2
Itália	9.257	1,9
Resto do Mundo	75.577	15,5

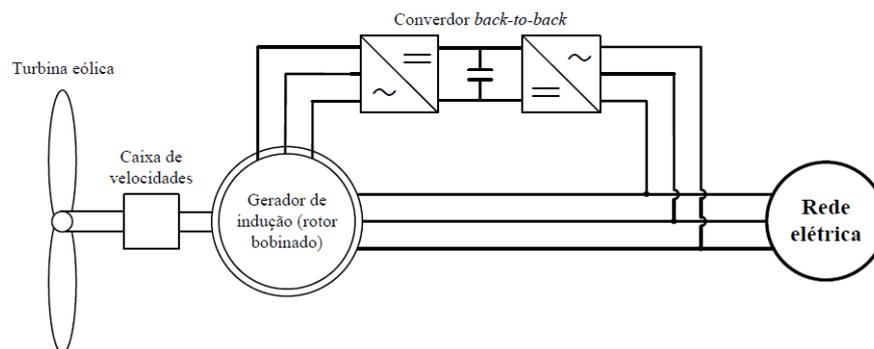
Fonte: (GWEC, 2016)

A energia eólica é obtida pelas turbinas eólicas ou aerogeradores, que se baseiam na conversão da energia cinética de translação, formada nas massas de ar em movimento, em energia cinética de rotação (ALVES, 2010). Em relação à topologia do aerogerador, consiste, basicamente, em hélices acopladas a um gerador elétrico, que pode ser uma máquina de

indução ou síncrona, com enrolamentos de campo ou ímã permanente no rotor (BASTOS, 2016). Caso seja uma máquina de indução, geralmente, as aplicações envolvem conexão com a rede de distribuição e, nesse cenário, não é preciso utilizar conversores entre o estator do gerador e a rede e nem mesmo algoritmos de sincronismo. A Figura 8 exemplifica um sistema de geração eólico com um gerador de indução duplamente alimentado conectado na rede e um conversor, conhecido como conversor *back to back*, que tem a função de fornecer tensão ao rotor do gerador de indução (REIS, 2015).

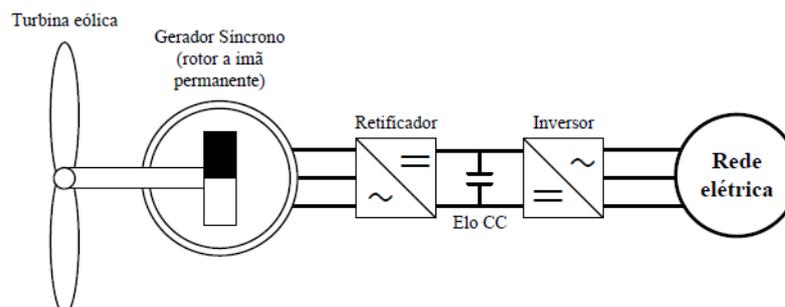
Já para o caso de uma máquina síncrona utilizada em aerogeradores, as aplicações envolvem, normalmente, a microrrede CC, uma vez que esse tipo de topologia se adequa muito bem com a estrutura da microrrede; isto é, várias fontes acopladas a um barramento CC comum (BASTOS, 2016). Além disso, esse tipo de sistema eólico é utilizado também como compensador de potência reativa. A Figura 9 mostra um sistema eólico utilizando gerador síncrono com rotor a ímã permanente e seus componentes; em destaque, os conversores eletrônicos que se destinam ao processamento de toda a energia produzida pelo gerador e o elo em CC (REIS, 2015).

Figura 8 – Diagrama eólico com gerador de indução duplamente alimentado.



Fonte: (REIS, 2015)

Figura 9 – Diagrama eólico com gerador síncrono a ímã permanente.



Fonte: (REIS, 2015)

A potência fornecida pelo gerador eólico, é extraída do vento. As relações aerodinâmicas do gerador são conhecidas e descritas pelas equações (1.2) e (1.3) (BASTOS, 2016).

$$P_\omega = C_p \frac{1}{2} \rho A v_\omega^3 \quad (1.2)$$

Onde P_ω é a potência extraída do vento em (W), ρ é a densidade do ar, C_p é o coeficiente de potência, v_ω é a velocidade do vento que atravessa as pás em (m/s) e A representa a área varrida pelo rotor (em m^2 , sendo $A = \pi R^2$ e R é o raio da pá).

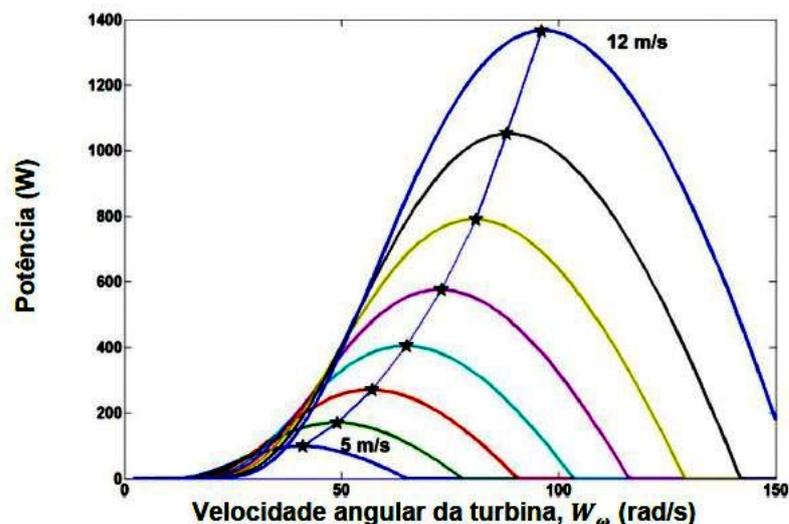
$$T_\omega = \frac{P_\omega}{W_\omega} \quad (1.3)$$

O torque aerodinâmico em (Nm) é representado por T_ω , P_ω representa a potência extraída do vento em (W) e W_ω é a velocidade angular da turbina em (rad/s).

O valor de C_p pode ser obtido por meio das seguintes abordagens: utilização tabelada ou o uso de uma equação que define C_p em função da velocidade do vento, das pás e o ângulo de ataque das pás (BASTOS, 2016). O seu valor máximo é 0,593. Isso significa que o rendimento máximo de uma turbina eólica é de 59,3% (limite de Betz) (BASTOS, 2016).

Sendo assim, de acordo com a equação (1.2) e como evidencia a Figura 10, o valor da potência máxima extraída de uma turbina cresce, aproximadamente, de forma cúbica com a velocidade do vento que incide nas pás (BASTOS, 2016).

Figura 10 – Curva típica de P_ω versus W_ω da turbina para diferentes velocidades do vento, considerando o ângulo das pás fixos.



Fonte: (BASTOS, 2016)

1.2.4 Elementos Armazenadores de Energia

As fontes renováveis como a solar e a eólica são inconstantes e apresentam uma disponibilidade variável de energia. Isso devido à dificuldade de prever as condições climáticas favoráveis para a geração. Portanto, o sistema de armazenamento é um dos elementos mais importante de uma microrrede CC, uma vez que ele possibilita a suavização da intermitência de fontes renováveis e permite também o controle do fornecimento da energia da microrrede (BASTOS, 2016; OLIVEIRA, 2016). Os sistemas de armazenamento mais utilizados em uma microrrede são os bancos de baterias e os supercapacitores. Nesse trabalho, é utilizado apenas o banco de baterias como sistema de armazenamento, devido ao fácil acesso para os consumidores residenciais. Porém, apresenta-se a seguir tanto o banco de baterias como os supercapacitores.

1.2.4.1 Banco de Baterias

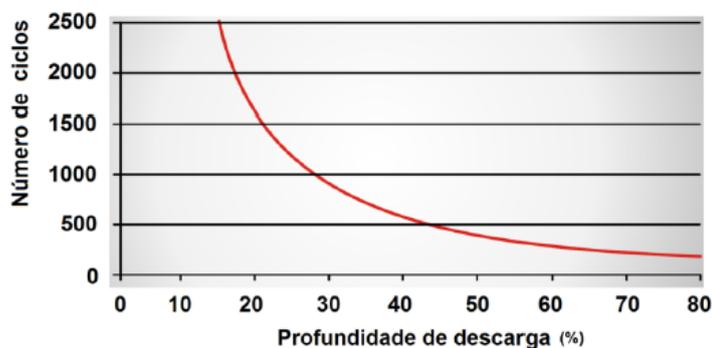
A bateria é um componente que armazena energia elétrica na forma eletroquímica e existem vários tipos disponíveis comercialmente, tais como: chumbo-ácido, Ni-Cad, NiMh, Lítio-ion e outros. A bateria do tipo chumbo-ácido estacionária é a mais utilizada devido ao seu baixo custo inicial, robustez e adaptação à microrrede (BASTOS, 2016). A sua composição constitui, essencialmente, de chumbo e ácido sulfúrico e apesar de um baixo custo inicial, apresenta um alto impacto ambiental e um alto custo no longo prazo. Isso devido as manutenções e os cuidados que devem ser tomados tais como, armazenar em local arejado, longe de produtos explosivos e inflamáveis.

Geralmente, os fabricantes disponibilizam um catálogo com a capacidade em ampère hora (Ah) de vários modelos de bateria. O fabricante FREEDON, por exemplo, possui uma linha de baterias chumbo-ácido estacionárias que podem ser usadas em sistemas com GD. O dimensionamento da bateria consiste em determinar a sua capacidade em Ah. A seguir, alguns modelos desse fabricante são citados, todos com um valor de 10,5 V de tensão final. O modelo de bateria DF300 tem uma capacidade de 18 Ah (menor valor disponível), o DF1500 de 54 Ah e o DF4001 de 120 Ah (maior valor disponível) (FREEDOM, 2018). Sendo assim, dependendo da capacidade do sistema a ser suprido, faz-se necessário um banco de baterias.

Em relação aos ciclos de carga e descarga, pode durar, normalmente 200 ciclos, dependendo da profundidade da descarga e da tecnologia da bateria, sendo que o número de carga e descarga é inversamente proporcional à profundidade da descarga para bateria de chumbo-ácido (BASTOS, 2016). A Figura 11 mostra a possibilidade de ciclos em função da profundidade da descarga. Devido às perdas na forma de calor nas resistências internas à bateria, o rendimento é de 85% em uma bateria de chumbo-ácido (COELHO, 2001).

Portanto, os sistemas (fotovoltaico, microrrede e outros) devem ser projetados de tal forma a preservarem as baterias, evitando descargas profundas que diminuem a

Figura 11 – Número de ciclos de uma bateria chumbo-ácido em função da profundidade de descarga.



Fonte: (BASTOS, 2016)

vida útil. Porém, os fabricantes impulsionados pelo avanço da energia renovável e suas aplicações, como sistemas fotovoltaicos isolados da rede, microrrede e outros, já estão desenvolvendo novas tecnologias que permitem às baterias fornecerem períodos constantes e longos de energia, ocasionando descargas profundas sem prejudicar a vida útil (BASTOS, 2016).

Mesmo com o advento das baterias de chumbo-ácido de última geração, que possuem ciclos profundos com alta durabilidade, é necessário gerenciar o processo de carga e descarga com exatidão. Em relação a isso, existe um parâmetro que é utilizado para avaliar o estado da bateria, conhecido como estado de carga ou do inglês, *state-of-charge* (SOC). Esse parâmetro informa quanto de carga existe e pode ser obtido, no caso de bateria chumbo-ácido, fazendo-se a integração da corrente (BASTOS, 2016).

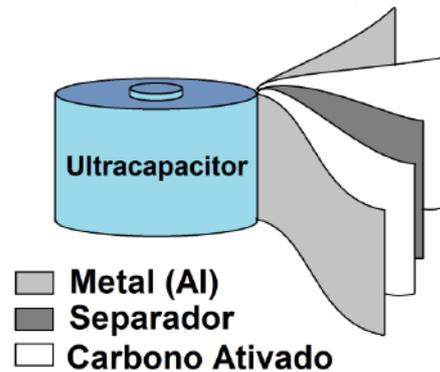
Existe também a tecnologia das baterias Lítio-ion, que vem ganhando destaque mundial. Elas são usadas quando se deseja uma alta densidade de energia e um peso leve. Uma vantagem, em relação à Ni-Cad, é que a autodescarga é menor. Alguns fabricantes de baterias vêm investindo nessa tecnologia, inclusive criando linhas específicas, como a *Powerwall* do fabricante TESLA, que são usadas para suprir uma carga, geralmente residencial, em caso de falha de energia. Essa tecnologia garante até sete dias contínuos de fornecimento de energia. Esse sistema também pode ser projetado junto a um sistema fotovoltaico para deixar uma residência totalmente independente da rede elétrica (TESLA, 2018).

1.2.4.2 Ultracapacitores

Os supercapacitores ou ultracapacitores (UC) são elementos com uma alta densidade de potência, isto é, são capazes de entregar uma quantidade de energia maior em um tempo muito reduzido, diferentemente das baterias que possuem uma grande densidade de energia. Portanto, UC e baterias se completam, já que cada dispositivo apresenta uma densidade

de energia e de potência diferentes. Em termos práticos, as baterias são utilizadas para suprir situações em períodos longos com uma constância maior, já os UC podem suprir alta demanda em um curto intervalo de tempo (BASTOS, 2016).

Figura 12 – Camadas básicas de um ultracapacitor.



Fonte: (BASTOS, 2016)

Os UC possuem um elevado valor de capacitância, que é obtido devido à elevada área superficial dos eletrodos e à mínima distância entre as cargas. A capacitância é a grandeza que determina a capacidade de armazenar energia, que é acumulada por meio do campo elétrico que surge entre as cargas (BASTOS, 2016). A Figura 12 mostra a estrutura de um ultracapacitor, que é composto por várias camadas.

Uma vantagem dos UC em comparação com às baterias é em relação ao *state-of-charge*, uma vez que nos UC o SOC durante a carga ou descarga pode ser simplesmente obtido diretamente pela tensão nos seus terminais, que é proporcional à capacitância, enquanto que nas baterias (chumbo-ácido) é obtido pela integração da corrente (BASTOS, 2013).

1.3 Objetivos

Em relação a esse trabalho de conclusão de curso, os objetivos gerais consistem no gerenciamento de energia e análises de uma microrrede CC, aplicada a uma residência conectada à rede e isolada, de tal forma a obter o menor custo de eletricidade.

Esse trabalho envolverá os conceitos da *smart grid*, já que será realizado um estudo de vários casos para um perfil da curva de preço da eletricidade ao longo do dia. O objetivo é identificar as melhores condições para armazenar e utilizar a energia proveniente da rede e assim como das fontes renováveis, isto é, gerenciar esse fluxo de energia para reduzir custos com a eletricidade.

Os objetivos específicos estão listados a seguir:

- Revisão bibliográfica das tecnologias utilizadas na implementação de microrredes CC com sistema de geração distribuída (solar fotovoltaica e eólica) e banco de baterias;
- Análise e estudo de topologias de conversores estáticos adequadas às características da microrrede;
- Estudo das topologias de controle e métodos de gerenciamento em microrredes CC;
- Estudo da tarifação de energia elétrica;
- Simulação de uma microrrede CC, aplicada a uma residência com geração distribuída e sistema de baterias para armazenamento de energia.

1.4 Estrutura do Trabalho

A estrutura do trabalho está dividida em 4 capítulos, que estão organizados da seguinte forma:

- Capítulo 1: contextualiza o assunto, apresenta a motivação, revisão bibliográfica, objetivos e a estrutura do trabalho;
- Capítulo 2: trata da metodologia utilizada, apresenta os conversores CC-CC e CC-CA, os métodos de gerenciamento em microrredes, as topologias de controle, e um estudo da tarifação de energia elétrica;
- Capítulo 3: apresenta os resultados e as discussões obtidas;
- Capítulo 4: expõem as conclusões e as considerações finais, por exemplo, propostas futuras.

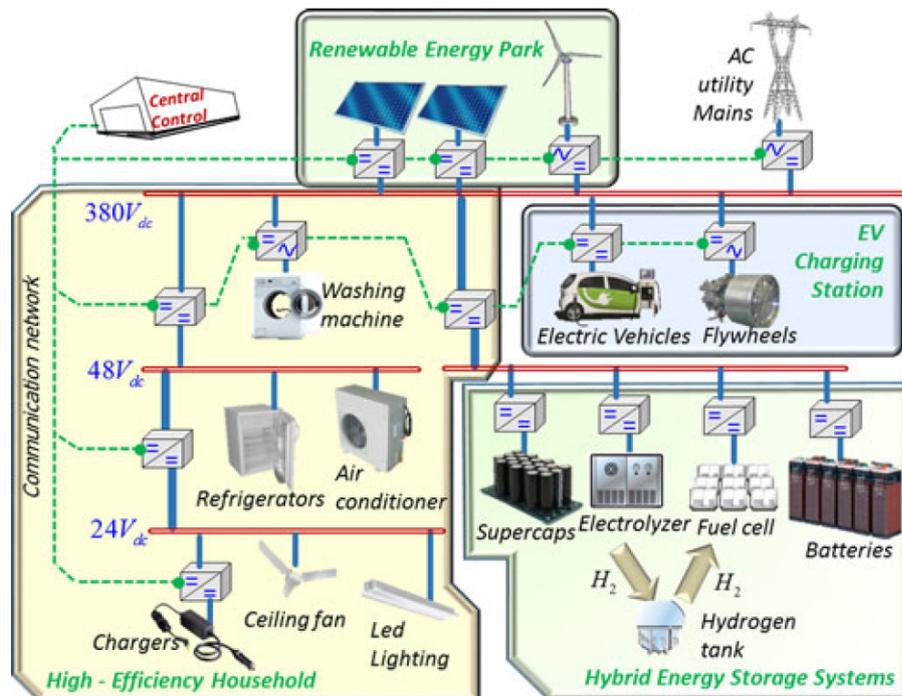
2 Metodologia

2.1 Conversores

Os conversores utilizados em microrredes CC são circuitos eletrônicos com funções importantes, tais como normalização do nível de tensão e da forma de onda, controle do fluxo de potência, extração da máxima potência e outros (BASTOS, 2016; OLIVEIRA, 2016). Devido à não compatibilidade de níveis de tensão e forma de onda proveniente das diversas fontes alternativas de energia e podendo existir mais de um barramento CC com valores de tensão distintos, o uso de conversores é fundamental para compartilhar e transmitir energia entre os elementos da microrrede CC e a rede externa da concessionária de energia.

A Figura 13 ilustra as aplicações de uma microrrede CC, onde é possível visualizar os conversores, os barramentos CC (que para esse exemplo existe mais de um), os elementos armazenadores de energia (baterias, UC, *electrolyzer* e *fuel cell*), as fontes renováveis de energia, a rede da concessionária e outros elementos. A seguir são apresentados os principais conversores de uma microrrede CC.

Figura 13 – Aplicações de uma microrrede CC.

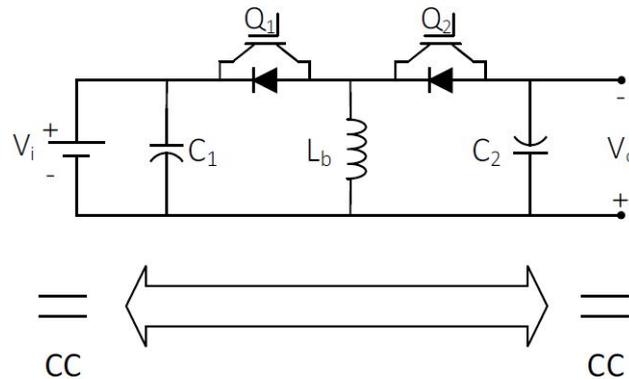


Fonte: (DRAGICEVIC et al., 2016)

2.1.1 Conversor CC-CC

Os conversores CC-CC tem a finalidade de converter uma tensão CC para diferentes níveis de tensão CC (HART, 2012). Em uma microrrede podem existir vários barramentos CC com níveis de tensão diferentes, como mostra a Figura 13. O conversor amplamente usado em microrredes CC é o conversor *Buck-Boost* bidirecional, ver Figura 14.

Figura 14 – Topologia do conversor CC-CC *Buck-Boost* bidirecional.



Fonte: (SILVA, 2014)

2.1.2 Conversor CC-CA

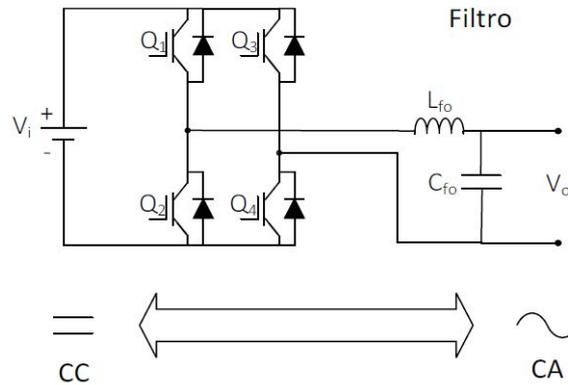
Assim como os conversores CC-CC, os conversores CC-CA ou inversores também possuem finalidades importantes na microrrede. Como mencionado no capítulo anterior, os inversores são utilizados em sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, com a função de converter uma tensão CC para uma tensão CA compatível com a rede de distribuição/transmissão de energia elétrica. Como é mostrado na Figura 13, os conversores CC-CA são utilizados em várias situações na microrrede, podendo transferir potência de uma fonte CC para uma carga CA. A Figura 15 exibe a topologia de um conversor CC-CA bidirecional.

2.2 Métodos de Gerenciamento em Microrredes

De acordo com a Figura 13, os elementos que compõem uma microrrede e suas aplicações são vastos, necessitando assim de um método de gerenciamento eficaz que consiga extrair o melhor desempenho dos componentes para uma operação financeiramente vantajosa.

O sistema de controle e gerenciamento de energia de uma microrrede de acordo com (OLIVEIRA, 2016) deve garantir basicamente dois objetivos gerais: "o primeiro a estabilidade de tensão do barramento principal frente a diferentes situações de trabalho

Figura 15 – Topologia do conversor CC-CA bidirecional.



Fonte: (SILVA, 2014)

e, em segundo lugar, o melhor gerenciamento dos recursos de geração e armazenamento possível, elevando assim a disponibilidade de energia e estabelecendo uma operação economicamente vantajosa". Além disso, é desejável que o sistema também permita extensão da capacidade da microrrede, tanto em geração, quanto em armazenamento, de modo a acomodar incrementos de demanda ao longo do tempo (BASTOS, 2016; DRAGICEVIC et al., 2016;; OLIVEIRA, 2016).

Devido à existência de múltiplos conversores em um mesmo barramento de alimentação, como evidencia a Figura 13, faz-se necessário o emprego de técnicas de paralelismo para garantir um partilhamento da carga e o controle da tensão do barramento. Na literatura dividi-se as estratégias de paralelismo basicamente em duas categorias, paralelismo com comunicação entre os conversores e paralelismo sem comunicação (OLIVEIRA, 2016; DRAGICEVIC et al., 2016;).

Na categoria paralelismo com comunicação, existe entre os conversores um elemento centralizado responsável pela regulação de tensão do barramento CC e por definir as referências de corrente dos diversos conversores. Este elemento centralizado pode ser um controlador específico ou um dos conversores, que no caso atuaria como mestre e os demais como escravos (OLIVEIRA, 2016; MAZUMDER; TAHIR; ACHARYA, 2008; DRAGICEVIC et al., 2016;). Uma das vantagens dessa categoria consiste em uma maior flexibilidade da operação dos conversores, sendo que diferentes condições de operação podem ser estabelecidas de acordo com rotinas ou critérios adotados pelo elemento centralizado. Porém, a dependência de um elo de comunicação pode trazer problemas de confiabilidade (DRAGICEVIC et al., 2016;; BASTOS, 2016; OLIVEIRA, 2016).

Por outro lado, na categoria de paralelismo sem comunicação, os métodos procuram dividir a carga do sistema por meio do processamento de informações localmente disponíveis aos conversores, o que garante maior confiabilidade ao sistema e flexibilidade na sua expansão (OLIVEIRA, 2016). A inserção de impedâncias virtuais na saída dos conversores,

via controle, é uma possibilidade que garante uma divisão da potência da carga e definição natural do ponto de operação. Entretanto, a tensão no barramento CC tende a se tornar dependente da carga (BASTOS, 2016; DRAGICEVIC et al., 2016; OLIVEIRA, 2016). Na literatura destaca-se o controle por *droop* de tensão ou estatismo, como um exemplo desse método (GUERRERO et al., 2011; OLIVEIRA, 2016). A impedância virtual é inserida na malha de controle de tensão dos conversores por meio da realimentação da sua corrente de saída, de modo que (OLIVEIRA, 2016; GUERRERO et al., 2011):

$$v_{ref} = V_{nom} - R_D i_O \quad (2.1)$$

onde V_{nom} é a tensão a vazio do conversor, R_D é a resistência virtual de *droop* e i_O é a corrente de saída do conversor.

Como já mencionado, o foco deste trabalho é o gerenciamento do fluxo de potência em microrredes, sem levar em conta os modelos eletrônicos, logo considera-se que os conversores são apenas ganhos de corrente ou tensão. Dessa forma, é possível analisar em simulações o impacto das estratégias de gerenciamento da microrrede de forma abrangente em intervalos de tempo da ordem de dias. Sendo assim, foram utilizados dados reais de irradiação solar e velocidade do vento no período de 10 dias amostrados uma vez por minuto, conforme mostram as Figuras 16 e 17 respectivamente. Além disso, como é interesse de estudo a aplicação de uma microrrede CC para uma residência, foram utilizados dados reais de consumo em kW de uma casa ocupada por quatro pessoas, Figura 18. Os dados de consumo em kW foram coletados durante dois anos e também amostrados uma vez por minuto, porém apenas 10 dias foram analisados (MAKONIN et al., 2016). Todos esses dados reais coletados: irradiação, velocidade do vento e consumo em kW , são utilizados como dados de entrada para conduzir as simulações de uma microrrede conectada à rede e isolada.

A potência máxima extraída da irradiação solar e a potência máxima extraída da velocidade do vento são definidas conforme as equações (2.2) e (2.3) respectivamente (BASTOS, 2016). Como mencionado no Capítulo 1, para o painel fotovoltaico se estabeleceu uma relação linear entre a irradiação incidente (G) e a potência máxima extraída, conforme mostrado na Figura 4, e para o gerador eólico uma relação cúbica entre a potência de saída e a velocidade do vento incidente (v_ω), como indicado pela Figura 10, considerando a temperatura e o ângulo das pás da turbina constantes para ambas as funções (BASTOS, 2016).

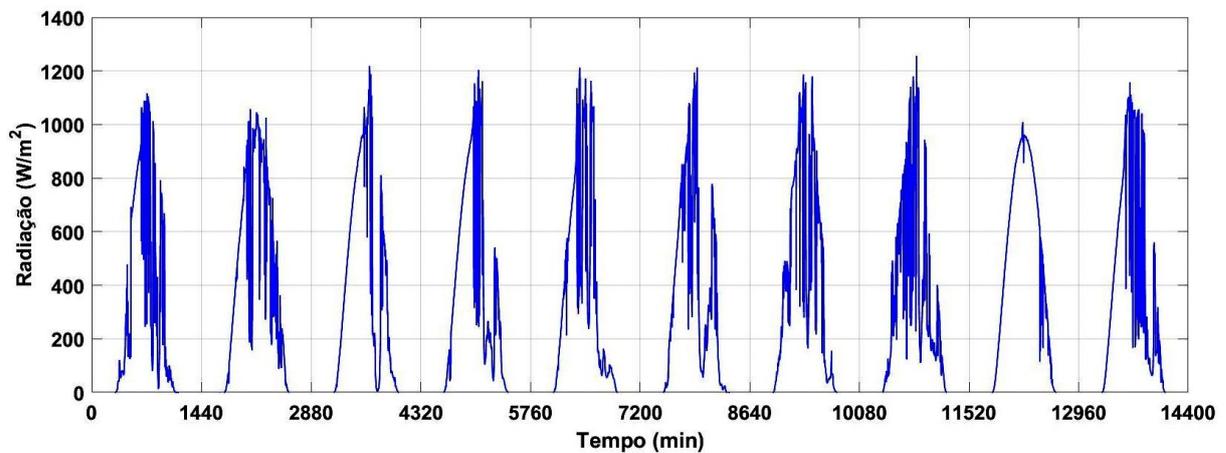
$$P_{painel}(G) = F_1(G) = k_1 G \quad (2.2)$$

$$P_{aero}(v_\omega) = F_2(v_\omega) = k_2 v_\omega^3 \quad (2.3)$$

Onde as constantes k_1 e k_2 ajustam a potência de acordo com o desejado no modelo e são escolhidas pelo projetista.

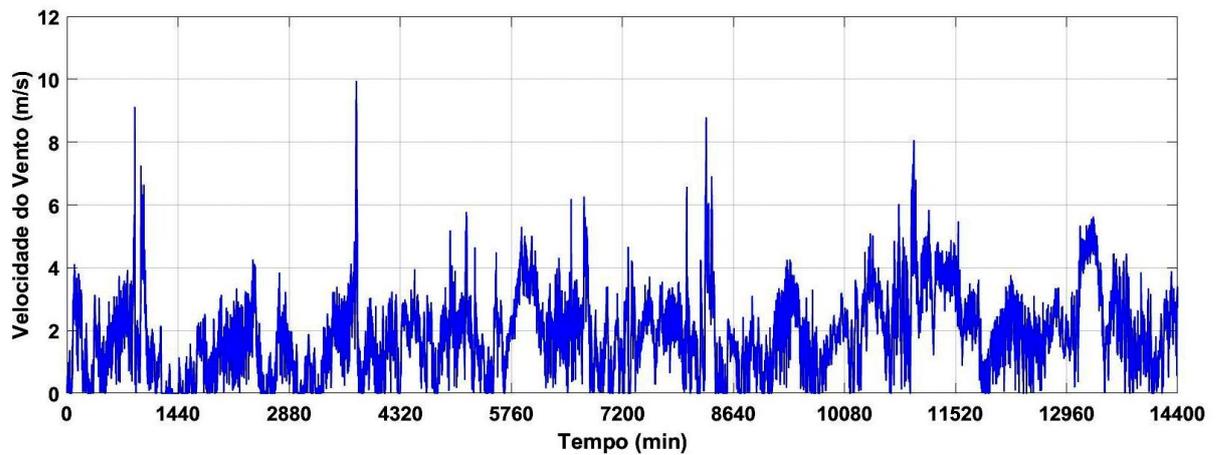
As funções $F_1(G)$ e $F_2(v_w)$ representam o resultado do cálculo da extração do ponto de máxima potência (MPPT) de cada fonte alternativa, isto é, dada uma irradiação solar ou velocidade do vento como entrada, a função retorna a máxima potência possível, dependendo dos valores de k_1 e k_2 escolhidos (BASTOS, 2016). Caso deseje-se no modelo uma extração de potência maior da fonte solar em relação a eólica, então, por exemplo, ajusta-se k_1 igual à 80% da geração e k_2 igual à 20%. Esses ajustes e os gráficos serão mostrados e discutidos com mais detalhes na seção Resultados.

Figura 16 – Irradiação solar média global durante 10 dias seguidos.



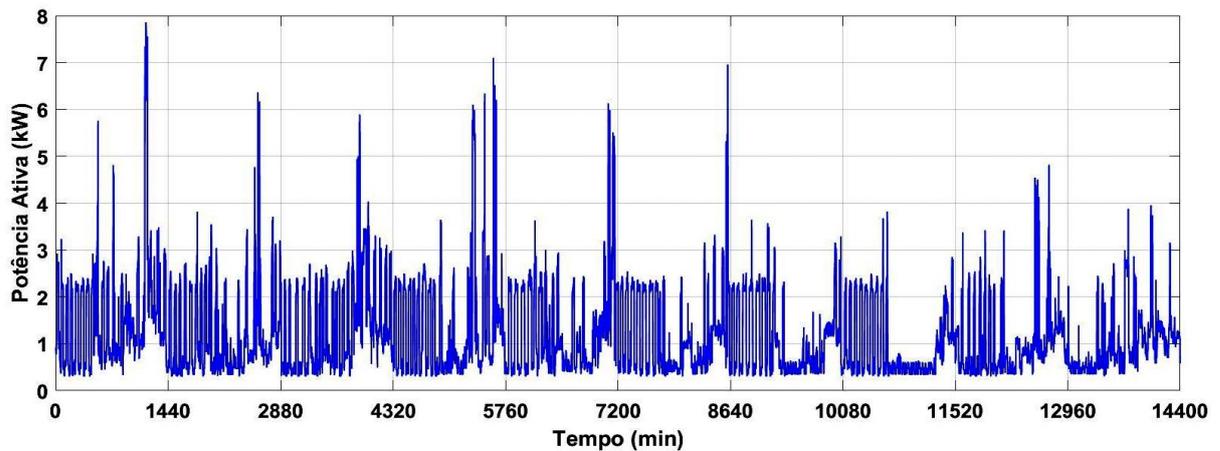
Fonte:(NREL, 2018)

Figura 17 – Velocidade do vento durante 10 dias seguidos.



Fonte:(NREL, 2018)

Figura 18 – Consumo de potência em kW durante 10 dias de uma residência.



Fonte: (MAKONIN, 2016; MAKONIN et al., 2016)

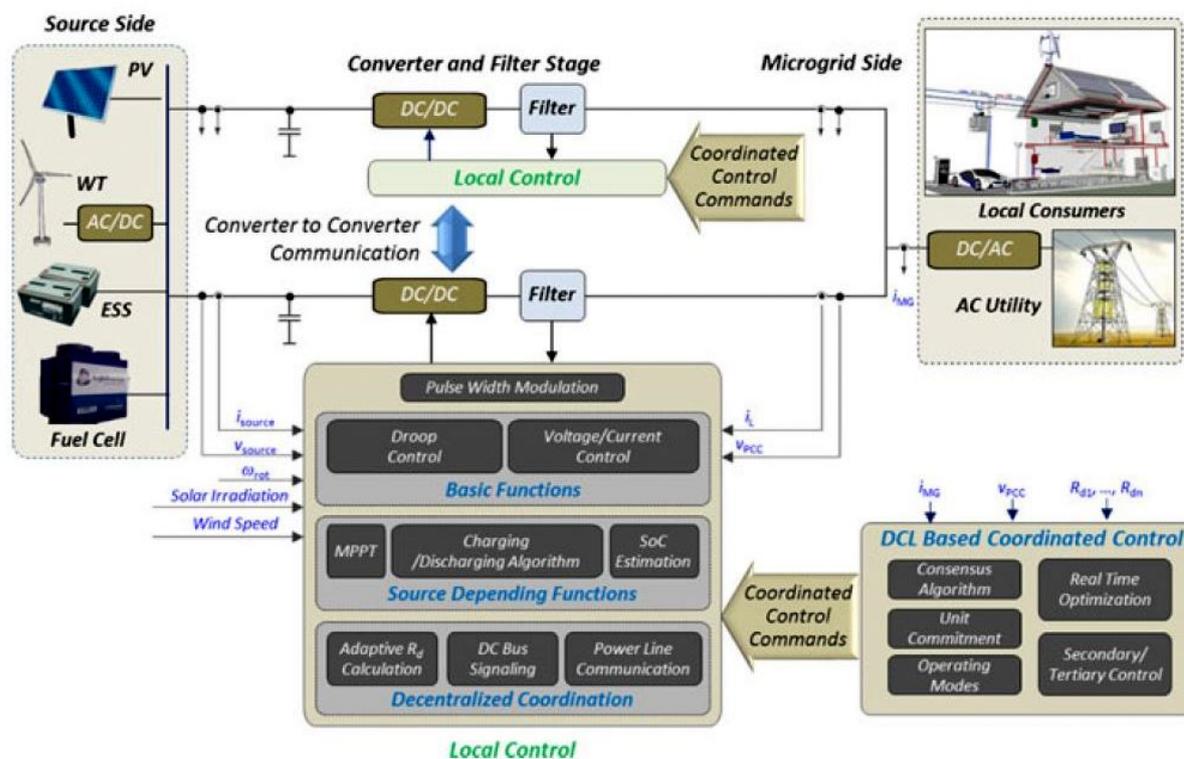
2.3 Topologias de Controle em Microrredes

Essa seção apresenta as topologias de controle mais usadas em microrredes para integrar seus componentes. Como evidencia a Figura 13, uma microrrede possui fontes renováveis de energia (solar fotovoltaica e eólica), elementos de armazenamento (banco de baterias e ultracapacitores), conversores, cargas locais, barramentos CC e outros. Além disso, microrredes podem operar de forma autônoma ou conectada na rede. As microrredes CC vem sendo reconhecidas devido às suas vantagens como maior eficiência, interface natural com várias fontes renováveis de energia e elementos de armazenamento, melhor interação com equipamentos eletrônicos e outros (DRAGICEVIC et al., 2016;; OLIVEIRA, 2016). Outra vantagem é em relação a um sistema de controle menos complexo, já que não tem problema com fluxo de potência reativa e regulação de frequência (DRAGICEVIC et al., 2016;; OLIVEIRA, 2016).

As estratégias de controle devem ser desenvolvidas de forma eficaz para garantir uma operação estável e eficiente da microrrede CC. A Figura 19 mostra a estrutura geral do diagrama de controle de uma microrrede CC e seus elementos. Os conversores, geralmente, são conectados em paralelo e devem trabalhar em harmonia. O controlador local desses conversores, basicamente, possui as seguintes funções (DRAGICEVIC et al., 2016;):

- controlar corrente, tensão e *droop* de tensão ou estatismo;
- extração do ponto de máxima potência (MPPT) para os módulos do sistema fotovoltaico e das turbinas eólicas ou estimativas do SOC para os sistemas de armazenamento de energia;
- funções de coordenação descentralizadas.

Figura 19 – Diagrama de controle de um microrrede CC.



Fonte: (DRAGICEVIC et al., 2016;)

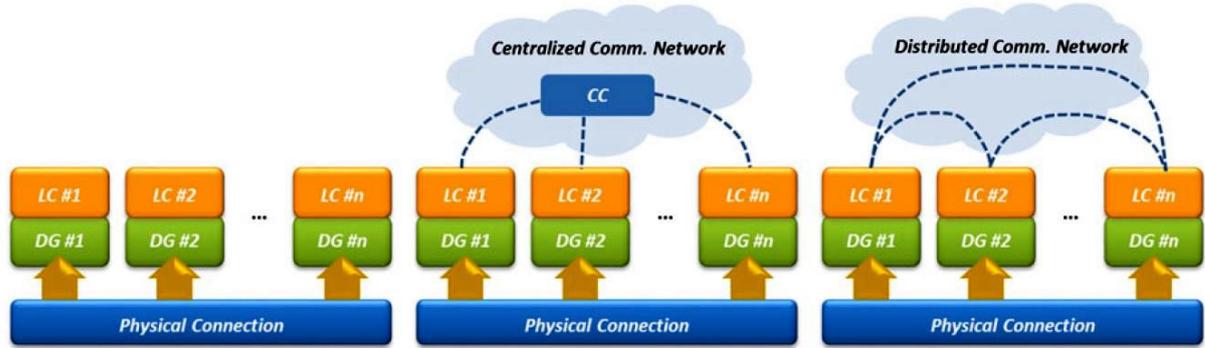
A nível global, pode-se implementar na microrrede uma comunicação digital baseada em controle coordenado com o objetivo de conquistar funções avançadas de gerenciamento de energia. A seguir são apresentados os tipos de controle em destaques na literatura (DRAGICEVIC et al., 2016;).

- **Controle Descentralizado:** link de comunicação digital não existe e os fios são usados como o único canal de comunicação, imagem à esquerda da Figura 20.
- **Controle Centralizado:** dados provenientes das unidades distribuídas são coletadas em uma unidade central, processadas e os comandos de *feedback* são enviados de volta para as unidades via link de comunicação digital, imagem central da Figura 20.
- **Controle Distribuído:** existe link de comunicação digital, porém são implementados entre as unidades e as estratégias de controle coordenados são processadas localmente, imagem à direita da Figura 20.

2.3.1 Controle Local

Nessa seção é discutido o controle local em detalhe e as funções básicas. De uma forma em geral, a interface dos conversores possui um importante papel para garantir

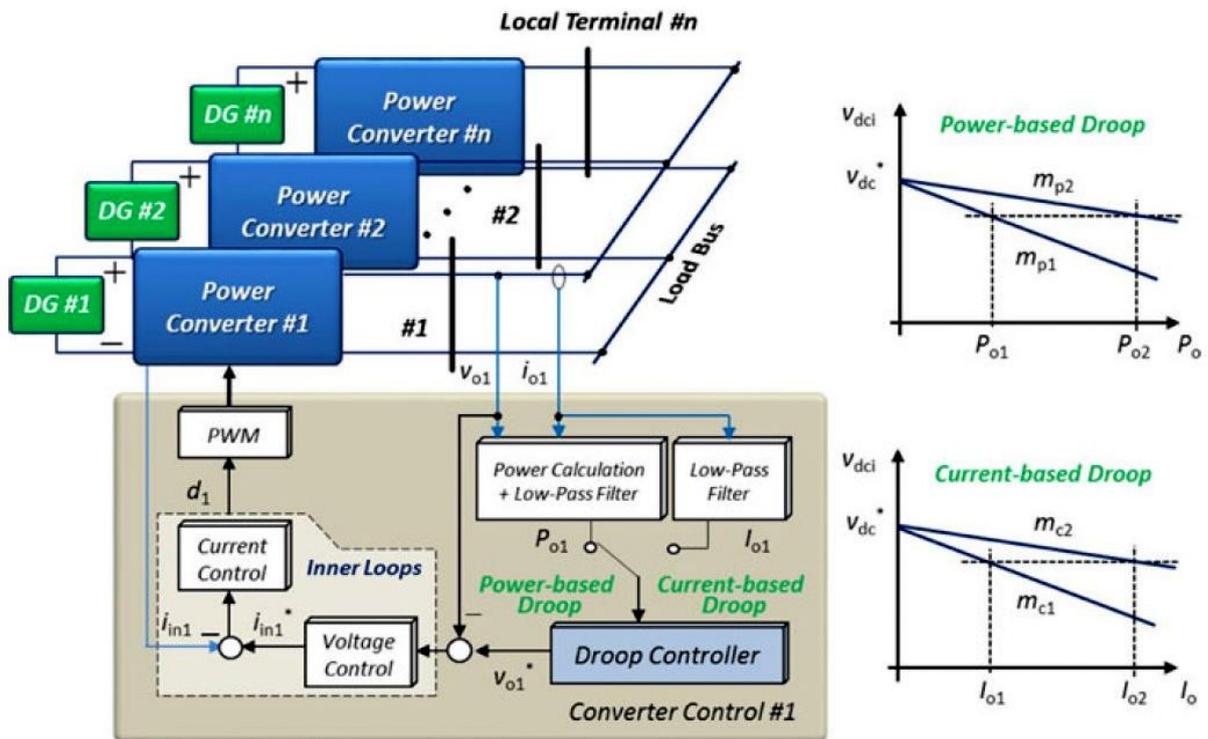
Figura 20 – Princípios básicos de operação das estratégias de controle.



Fonte: (DRAGICEVIC et al., 2016;)

uma operação eficiente e confiável (DRAGICEVIC et al., 2016;). Um diagrama básico do controle local é mostrado na Figura 21.

Figura 21 – Diagrama de controle local incluindo controladores locais de tensão e corrente.



Fonte: (DRAGICEVIC et al., 2016;)

Para o controle local de tensão e corrente em microrredes CC, são adotados comumente controladores do tipo proporcional integral (PI), já que eles introduzem zero de *steady-state* erro, podem ser facilmente sintonizados e são robustos. Os controladores do tipo proporcional derivativo (PD) podem ser utilizados para melhorar a margem de fase do sistema, porém eles não eliminam *steady-state* erro e ainda precisam que os polos

tenham alta frequência para atenuar os ruídos. Já o controlador proporcional integral derivativo (PID) pode ser implementado para combinar as vantagens dos controladores PI e PD (DRAGICEVIC et al., 2016;).

Ao analisar a Figura 21, é possível identificar o uso de controle por *droop* de tensão nos laços internos (*inner loops*), principalmente para fins de compartilhamento de corrente. Além disso, a Figura 21 mostra também que tanto a saída de potência como a de corrente podem ser selecionadas como o sinal de realimentação (*feedback*) no controle por *droop* de tensão (DRAGICEVIC et al., 2016;). As tensões de referências fornecidas ao controlador para os dois casos mencionados são (DRAGICEVIC et al., 2016;):

$$v_{DCi} = v_{DC} - m_p \times P_{oi} \quad (2.4)$$

$$v_{DCi} = v_{DC} - m_c \times i_{oi} \quad (2.5)$$

onde v_{DCi} é a saída do controlador por *droop* de tensão, por exemplo, valor de referência da tensão de saída do conversor "i", v_{DC} é o valor nominal da tensão, m_p e m_c são os coeficientes de potência e corrente do controlador por *droop* de tensão respectivamente e P_{oi} e i_{oi} são a potência e corrente de saída respectivamente.

O coeficiente m_c pode ser considerado como uma resistência virtual interna. Nesse caso, a implementação e o projeto do sistema dos conversores em paralelo da microrrede CC pode ser simplificado. Além disso, os valores dos coeficientes interferem profundamente na estabilidade do sistema e na precisão das correntes de compartilhamento. Geralmente, quanto maior os valores dos coeficientes, melhor é a estabilidade (mais amortecido) e melhor é a precisão da corrente de compartilhamento (DRAGICEVIC et al., 2016;).

2.3.2 Controle Coordenado

O controle local é de fato uma parte essencial da microrrede; porém, é aconselhável implementar o controle coordenado para obter um sistema de controle com um nível de inteligência maior. Como já mencionado, dependendo do meio de comunicação entre a interface dos conversores, pode-se realizar a comunicação de forma descentralizada, centralizada ou distribuída (DRAGICEVIC et al., 2016;; BASTOS, 2016).

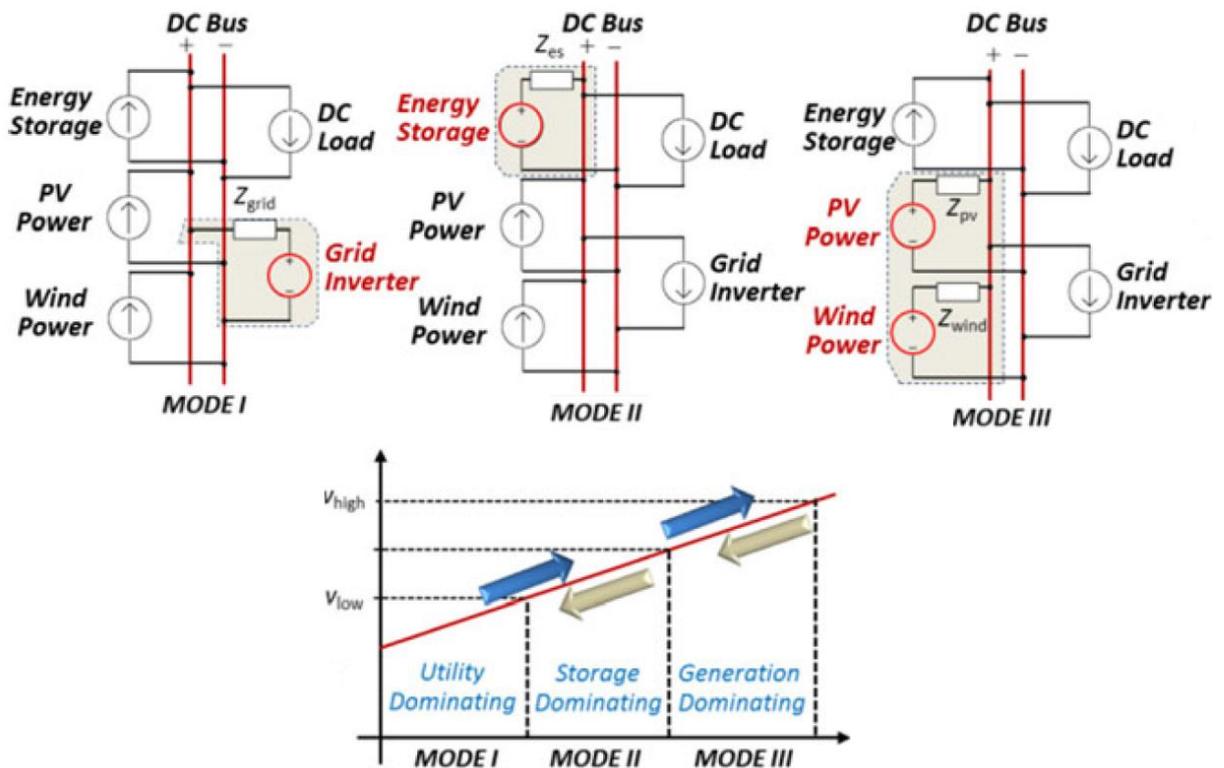
2.3.2.1 Controle Descentralizado

As estratégias de coordenação descentralizada são válidas apenas para os controladores locais, como mostra a Figura 19 e a imagem à esquerda da Figura 20. Na literatura, existem inúmeros métodos de controle descentralizado que são capazes de coordenar vários conversores. Os métodos mais comum são DBS (do inglês, *DC bus signalinig*), ajuste adaptativo dos coeficientes do controle por *droop* de tensão e PLC (do inglês, *power line communication*). A grande vantagem é a simplicidade do controle e comunicação digital

independente. Porém, como nesse caso existem poucas informações de outras unidades (conversores), a performance desses métodos é limitada (DRAGICEVIC et al., 2016;; BASTOS, 2016).

DBS é o método de controle descentralizado mais promissor em microrredes CC. Esse método consegue uma operação coordenada das diferentes unidades da microrrede CC ao identificar as variações de tensão nos barramentos CC. O seu princípio de funcionamento é mostrado na Figura 22, onde três modos de operação são desenvolvidos e cada um inclui uma combinação diferente do estado de operação. No modo I a rede da concessionária é o dominante, no modo II a unidade de armazenamento é o dominante e já no modo III as fontes de energia renováveis são dominantes (DRAGICEVIC et al., 2016;). A Figura 22 mostra também que as unidades são representadas como fontes de tensão, corrente ou então como o circuito equivalente de Thévenin. O circuito equivalente de Thévenin na verdade demonstra que uma unidade está de fato no modo de controle por *droop* de tensão. A fonte de tensão corresponde, então, à tensão de referência, enquanto as impedâncias em série correspondem à impedância virtual (DRAGICEVIC et al., 2016;).

Figura 22 – Princípio básico de operação do método DBS.



Fonte: (DRAGICEVIC et al., 2016;)

O método DBS, portanto, depende somente de informação local e não precisa de qualquer outro componente além da interface dos conversores. Assim, é um método descentralizado fácil de implementar, sendo que a maior preocupação é em relação a

seleção apropriada dos níveis de tensão, que estão associados aos modos de operação apresentados na Figura 22 (DRAGICEVIC et al., 2016;). Caso a diferença dos níveis de tensão adjacentes for muito alta, o barramento de tensão irá exceder o valor aceitável. Essa diferença também não deverá ser muito pequena, já que o sensor e o *ripple* do barramento de tensão não poderão identificar o modo de operação adequado (DRAGICEVIC et al., 2016;).

2.3.2.2 Controle Centralizado

Controle centralizado é implementado em microrredes CC utilizando controlador central e uma malha de comunicação digital entre as fontes e as cargas como mostra a Figura 19 e a imagem centralizada da Figura 20. No caso de uma microrrede CC em escala pequena, cada unidade pode ser monitorada diretamente pelo controlador local utilizando o método de mestre e escravo já descrito anteriormente (DRAGICEVIC et al., 2016;). Porém, no caso de uma microrrede CC em uma escala maior, utiliza-se frequentemente o controle hierárquico devido ao grau de independência que se ganha entre diferentes níveis de controle. Além disso, esse método é mais confiável pois continua operando mesmo em casos de falhas do controlador local (DRAGICEVIC et al., 2016;).

Controle hierárquico é obtido por meio da utilização simultânea do controle local presente em cada conversor e do canal de comunicação digital baseado em controle coordenado. As funções são abrangentes como regulação da tensão, controle do fluxo de potência, otimização global para maximizar a eficiência, minimizar os custos e outros (DRAGICEVIC et al., 2016;).

Controle centralizado, portanto, fornece a melhor condição para implementar funções avançadas de controle, já que toda a informação relevante é coletada e enviada para um único controlador central para processamento. Entretanto, uma desvantagem dessa estratégia é em relação a falhas, pois qualquer falha de um controlador local ou canal de comunicação digital irá interromper o fluxo de comandos do controlador central. Em alguns casos, dependendo da aplicação, o sistema é redundante, porém os custos são maiores (DRAGICEVIC et al., 2016;).

2.3.2.3 Controle Distribuído

Essa categoria indica o princípio de controle quando não existe um controlador central, e os controladores locais dos conversores se comunicam através das linhas de comunicação digital, como mostra a imagem à direita da Figura 20. Uma grande vantagem dessa proposta de controle é que mesmo com falha de alguma unidade o sistema continua operando, pois as linhas de comunicação remanescentes continuam funcionando. As funcionalidades que podem ser obtidas por meio da implementação desse método são as mesmas conseguidas pelo controle centralizado e são representadas pela Figura 19 (DRAGICEVIC et al., 2016;).

Entretanto, para conseguir essas funcionalidades, a informação compartilhada através da linha de comunicação digital deve ser processada primeiramente. Se duas unidades não estão conectadas através da linha de comunicação digital, a informação de cada uma não é compartilhada diretamente entre elas, então elas possuem uma visão limitada do sistema. Para contornar esse problema, isto é, fazer com que os controladores locais dos conversores tenham acesso a mesma informação que um controlador central, utiliza-se um algoritmo de consenso (DRAGICEVIC et al., 2016;).

Em suma, o controle distribuído em comparação com o controle centralizado tem um nível de consciência da informação melhor. Assim, restauração de tensão, melhoria global da eficiência, equilíbrio do SOC e outros objetivos podem ser facilmente implementados. Com isso, o controle distribuído oferece funcionalidades mais amplas do que o controle centralizado. Porém, esse tipo de controle possui desvantagens como por exemplo, uma elevada complexidade ao avaliar a velocidade de convergência e a estabilidade do sistema, principalmente em ambientes não ideais com erros e atrasos de comunicação (DRAGICEVIC et al., 2016;).

2.4 Tarifação de Energia Elétrica

O principal objetivo deste trabalho é o gerenciamento de energia em microrredes CC de tal forma a obter uma operação financeiramente vantajosa. Sendo assim, o estudo da tarifação de energia elétrica é importante, uma vez que o sistema poderá conectar-se na rede. A residência em análise possui fontes de geração distribuída (solar e eólica), elementos de armazenamento (banco de baterias) e a possibilidade de conexão com a rede. De acordo com as equações (2.2) e (2.3) é possível extrair o ponto máximo de potência das fontes renováveis solar e eólica respectivamente, desde que seja informado a irradiação e a velocidade do vento. Dessa forma, durante algumas horas do dia é admissível que as fontes renováveis consigam suprir a demanda de potência ativa da residência. Porém, podem existir momentos do dia em que isso não seja possível, sendo necessário comprar energia da concessionária ou extrair do banco de baterias. Caso o usuário necessite comprar da rede, o gerenciamento deve ser feito de tal forma que o valor a ser pago seja o mínimo possível. Portanto, é importante conhecer como o preço de energia elétrica se comporta ao longo do dia.

No Brasil, para os consumidores residenciais o preço da eletricidade ao longo do dia é fixo. O valor depende da região, já que existem diferentes concessionárias de distribuição de energia elétrica. No caso do estado de Minas Gerais, sendo a CEMIG a empresa fornecedora de energia, o preço cobrado é aproximadamente R\$ 0,82 por kWh consumido (CEMIG, 2018). Nesse valor, já estão incluídos as parcelas de distribuição, transmissão, perdas de energia, encargos setoriais e tributos. Já o preço da energia elétrica cobrado sem impostos é aproximadamente R\$ 0,52 por kWh (CEMIG, 2018).

Esses custos de eletricidade mencionados podem sofrer reajustes devido ao sistema de bandeiras tarifárias. Então, no Brasil o preço da eletricidade é constante ao longo do dia, porém dependendo da época do ano pode sofrer alterações. De acordo com a ANEEL, desde 2015 o sistema de bandeiras tarifárias foi adotado em todo o país, exceto no estado de Roraima, que não faz parte do Sistema Interligado Nacional (SIN) (ANEEL, 2016b). As bandeiras indicam se haverá ou não acréscimo no valor da energia em função das condições de geração de eletricidade e são classificadas da seguinte forma (valor informado sem impostos) (ANEEL, 2016b):

- **Bandeira Verde:** representa condições favoráveis de geração de energia, a tarifa não sofre nenhum acréscimo.
- **Bandeira Amarela:** representa a geração em condições menos favoráveis, a tarifa sofrerá acréscimo de R\$ 1,00 a cada 100 kWh consumido.
- **Bandeira Vermelha - Patamar 1:** condições mais custosas de geração, a tarifa sofre acréscimo de R\$ 3,00 para cada 100 kWh consumido.
- **Bandeira Vermelha - Patamar 2:** condições ainda mais custosas de geração, a tarifa sofre acréscimo de R\$ 5,00 para cada 100 kWh consumido.

A definição da bandeira de cada mês vigente depende das condições de geração, que são constantemente reavaliadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). O operador tem a função de definir a melhor estratégia de geração de energia para atendimento da demanda. A partir dessa avaliação, define-se se as usinas térmicas deverão ser ligadas para ajudar a suprir a demanda. Se o custo variável da usina térmica mais cara for menor que R\$ 211,28/MWh, então a bandeira é verde. Se estiver entre R\$ 211,28/MWh e R\$ 422,56/MWh, a bandeira é amarela. Se o custo for maior que R\$ 422,56/MWh e inferior a R\$ 610/MWh, a bandeira será vermelha no patamar 1 e se o custo for superior a R\$ 610/MWh, a bandeira será vermelha no patamar 2 (ANEEL, 2016b).

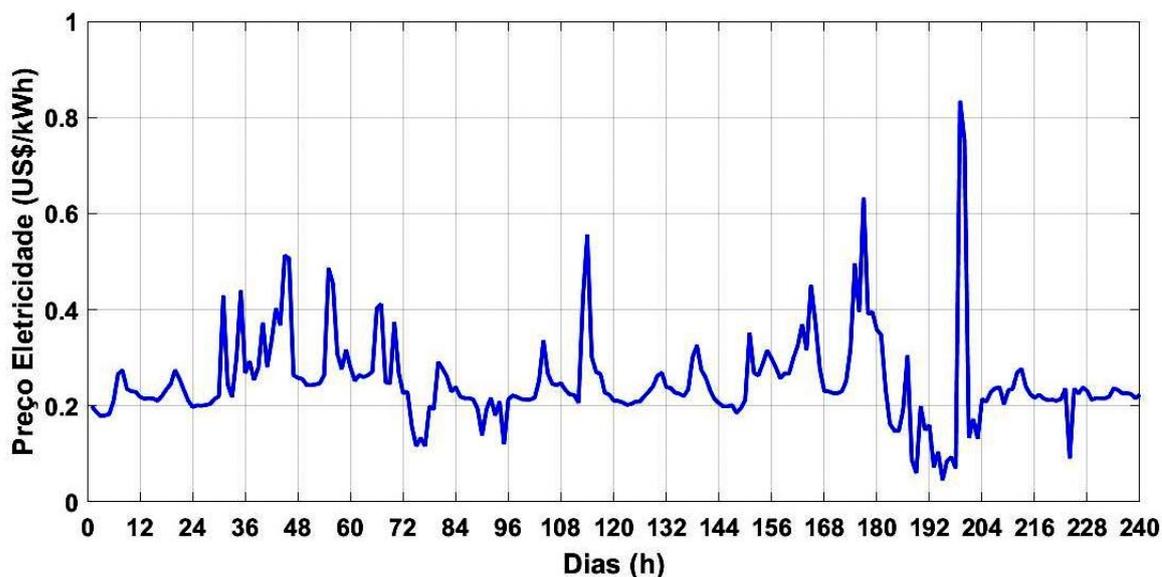
Além desse sistema de bandeiras tarifárias existe também a tarifa branca, que sinaliza aos consumidores a variação do valor da energia conforme o dia e o horário do consumo. O sistema da tarifa branca prevê três faixas de cobrança da energia: fora de ponta, intermediária e ponta. O horário de ponta ou de pico (momento de maior demanda) tem duração de três horas diárias consecutivas, o intermediário é sempre uma hora antes e depois do horário de pico. O principal objetivo da tarifa branca é incentivar os usuários a consumirem energia em horários fora de ponta (ANEEL, 2016b). O consumidor é quem define se deseja a cobrança pela tarifa convencional ou pela tarifa branca.

Conhecendo o sistema de bandeiras tarifárias, isto é, o reajuste associado a cada bandeira e a bandeira vigente para cada mês, o consumidor tem a possibilidade de gerenciar melhor o seu consumo de energia elétrica. Sendo assim, no caso de uma microrrede CC, o sistema de gerenciamento é capaz de aproveitar dessa informação para tomar decisões

financeiramente vantajosas. Por exemplo, caso a bandeira do mês vigente seja verde, o sistema pode comprar energia da concessionária e armazená-la no banco de baterias para utilizá-la quando a energia for mais cara (bandeira amarela ou vermelha).

Em outros países, o preço da energia elétrica não é constante ao longo do dia, como no Brasil. Para exemplificar esse caso será apresentado o comportamento do preço da eletricidade nos Estados Unidos. De acordo com a agência EIA, o preço da eletricidade varia conforme a demanda (EIA, 2013). A Figura 23 mostra o preço da eletricidade em dólar por kWh para a região de Chicago durante dez dias consecutivos para a classe residencial. Dessa forma, em momentos de pico da demanda, o preço a ser pago por eletricidade é maior; assim como em momentos de baixa demanda, o preço cobrado é menor. De acordo com o gráfico na Figura 23, durante os dez dias analisados, o preço da eletricidade teve um máximo de aproximadamente 0,85 dólares por kWh e um mínimo de aproximadamente 0,05 dólares por kWh. O mais curioso é que os valores de máxima e mínima aconteceram em um mesmo dia.

Figura 23 – Preço da eletricidade em dólares por kWh durante 10 dias na região da cidade de Chicago nos Estados Unidos para a classe residencial.

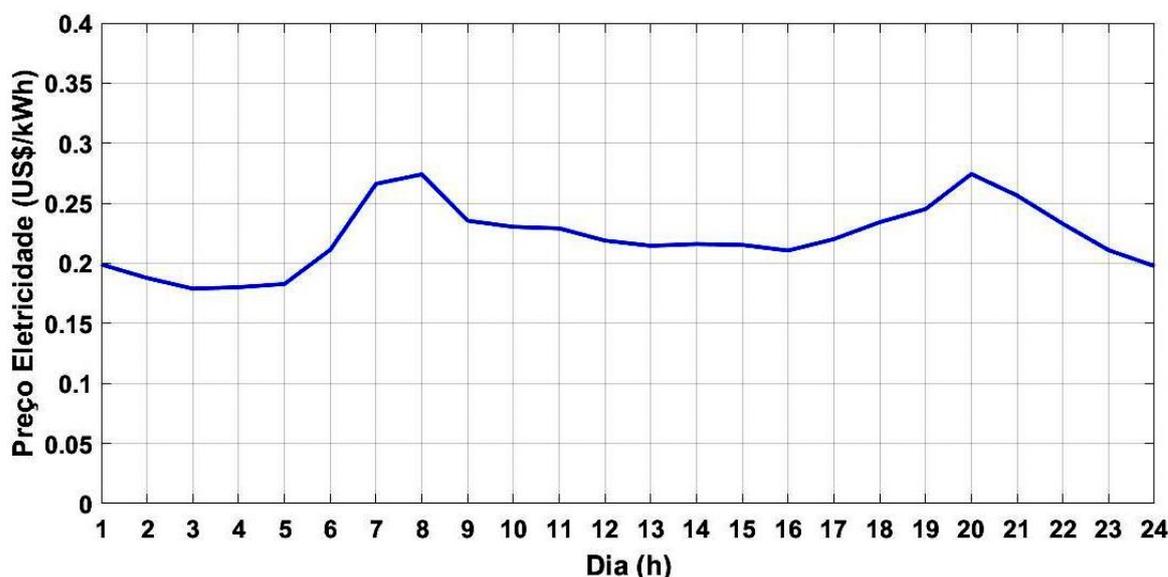


Fonte:(PJM, 2018)

Ao analisar o comportamento do preço da eletricidade nos Estados Unidos durante um dia, como mostra a Figura 24, é possível, de fato, comprovar que o preço varia de acordo com a demanda. Os picos do preço da eletricidade estão por volta das 8 horas da manhã e 20 horas da noite, os horários em que a maioria das pessoas acordam pra ir ao trabalho e chegam do serviço, respectivamente. Sendo assim, a demanda nesses horários é maior justificando um maior preço. Já no intervalo de meia noite até 6 horas da manhã o preço decresce e atinge seu mínimo. Nesse intervalo, as pessoas estão dormindo, então a demanda é pequena, justificando assim o menor preço.

Os dados das Figuras 23 e 24 foram coletados pela empresa PJM, uma concessionária de energia elétrica dos Estados Unidos. Essa empresa fornece em seu *website* o preço da eletricidade em tempo real ao longo do dia e as projeções para dias futuros. Essas informações são importantes e cruciais para o sistema de gerenciamento de uma microrrede CC residencial conectado na rede operar de forma economicamente vantajosa. Um cenário interessante, por exemplo, seria projetar o sistema para recarregar o banco de baterias usando a energia da rede quando o preço da eletricidade atingir um valor mínimo pré estabelecido. Assim, enquanto o preço estiver abaixo desse valor, por exemplo 0,20 dólares, o banco de baterias é carregado.

Figura 24 – Preço da eletricidade em dólares por kWh durante um dia na região da cidade de Chicago nos Estados Unidos para a classe residencial.



Fonte:(PJM, 2018)

A seguir será mostrado o cálculo do valor da conta de energia elétrica mensal da residência com padrões de consumo mostrada na Figura 18. Como os dados coletados de consumo são referentes à 10 dias, adotou-se que ao longo do mês esse padrão mantivesse constante, isto é, o consumo mensal é 3 vezes o consumo de 10 dias. A conta de energia será tarifada em Dólares, conforme a variação do preço de eletricidade mostrada na Figura 23 e em Reais conforme as bandeira tarifárias.

A partir dos dados de consumo normalizados calculou a média dos 10 dias. Assim, para determinar o consumo mensal, basta multiplicar a média por 24 (referente à 24 horas do dia) e por 30 (referente à 30 dias no mês). Dessa forma, o consumo mensal da residência é 112,10 kWh.

Conhecendo o consumo mensal em kWh, pode-se determinar o valor da conta de energia nos EUA e no Brasil. No caso do Brasil, com bandeira tarifária verde, basta multiplicar o valor consumido mensal 112,10 kWh pelo preço cobrado por kWh, isto é, R\$

Tabela 3 – Resultado da conta de energia no Brasil e nos EUA.

País	Preço
Brasil - Verde	R\$ 120,92
Brasil - Amarelo	R\$ 122,04
Brasil - Vermelho 1	R\$ 124,28
Brasil - Vermelho 2	R\$ 126,53
EUA	US\$ 220,81

0,82 no estado de MG (concessionária CEMIG). Já no caso dos EUA, como o preço da eletricidade não é contantes ao longo do mês, foi necessário multiplicar a potência em kW consumida em cada minuto pelo preço tarifado no momento e em seguida somar. Nesse caso também adotou-se que a variação do preço de eletricidade dos 10 dias fosse a mesma ao longo do mês. O resultado do valor da conta de energia no Brasil e nos EUA é exibido na Tabela 3.

3 Resultados e Discussões

O gerenciamento do fluxo de energia em microrredes resulta em vários benefícios como já discutido. Uma das principais vantagens, no caso dos sistemas conectados à rede, é a possibilidade de reduzir os custos de eletricidade. Já quando o sistema é isolado, os elementos armazenadores assumem uma importante função para garantir um fornecimento de energia contínuo. Sendo assim, serão apresentados os resultados para as três situações a seguir:

- Microrrede isolada;
- Microrrede conectada à rede sem gerenciamento de energia;
- Microrrede conectada à rede com gerenciamento de energia.

3.1 Microrrede Isolada

Uma microrrede isolada, consiste em fontes GD (solar e eólica), carga local, elementos armazenadores de energia (banco de baterias) e conversores. Nesse caso, é necessário dimensionar as baterias de forma a suportar as flutuações de potência devido a geração das fontes renováveis e o consumo. O dimensionamento da bateria foi feito para seis cenários distintos, todos isolados da rede (*off-grid*). Além disso, adotou-se uma tensão de 100 V na bateria para todos os casos e que os padrões de consumo, irradiação solar e velocidade do vento sejam os mesmo dos dez dias apresentados ao longo do mês.

- **Caso 1:** Sistema de energia solar projetado para gerar 200 kWh/mês acoplado a banco de baterias.
- **Caso 2:** Sistema do Caso 1, porém considerando dois dias sem irradiação solar.
- **Caso 3:** Sistema de energia solar e energia eólica projetado para gerar 200 kWh/mês acoplado a banco de baterias.
- **Caso 4:** Sistema de energia solar projetado para gerar 400 kWh/mês acoplado a banco de baterias.
- **Caso 5:** Sistema do Caso 4, porém considerando dois dias sem irradiação solar.
- **Caso 6:** Sistema de energia solar e energia eólica projetado para gerar 400 kWh/mês acoplado a banco de baterias.

3.1.1 Estudo de Caso 1

No Caso 1, toda a geração é proveniente da energia solar, sendo assim, a contante k_1 da equação (2.2), deve ser projetada para que a média da potência gerada pelo sistema fotovoltaico seja igual à média da potência consumida. A Figura 25 mostra a potência consumida por uma residência, em que os dados retirados de Makonin et al. (2016), que são mostrados na Figura 18 foram ajustados de forma a estabelecer um consumo de 200 kWh/mês. Esse ajuste foi feito a partir dos dados originais de potência normalizados (P_*), como indica a equação (3.1):

$$P_* = \frac{P}{\max(P)} \quad (3.1)$$

em que P é o vetor com os dados originais retirado de Makonin et al. (2016). Em seguida, com os dados originais normalizados retirou-se a média ($\overline{P_*}$) e obteve o consumo mensal como já demonstrado anteriormente. Uma constante (k_{ajuste}) foi obtida dividindo 200 kWh pelo consumo mensal calculado (112,10 kWh). Logo, os dados de potência ajustados (P_{ajuste}) são obtidos como mostra a equação (3.2).

$$P_{ajuste} = P_* \times k_{ajuste} \quad (3.2)$$

A constante k_1 é determinada pela equação (3.3):

$$k_1 = \frac{\overline{P_{ajuste}}}{\overline{G_*}} \quad (3.3)$$

em que $\overline{P_{ajuste}}$ é a média da potência consumida após o ajuste, isto é, 0,2778 kW como indica na Figura 25. Lembrando que a potência consumida para os Casos 1, 2 e 3 vale 200 kWh/mês ou 66,667 kWh por dez dias. Já a variável $\overline{G_*}$ indica a média da irradiação incidente após normalizada.

Dessa forma, após determinar k_1 , a potência gerada pelo sistema fotovoltaico (P_{painel}) é obtida multiplicando k_1 pela irradiação normalizada (G_*), como mostra a equação (2.2). Assim, a média de P_{painel} é igual a média de P_{ajuste} , ou seja, P_{painel} é igual a 200 kWh/mês. A Figura 26 mostra a potência gerada pelo sistema fotovoltaico do Caso 1, nela é possível observar um valor máximo de 1,366 kW. Assim, dado que a potência de pico do sistema fotovoltaico encontrado foi de 1,366 kW, são necessários no mínimo 6 painéis modelo 260P CanadianSolar, que possui capacidade máxima de 260 W, para suprir a demanda da casa.

O balanço energético ($B_{energético}$), curva em azul na Figura 27, é obtido subtraindo P_{ajuste} (Figura 25) de P_{painel} (Figura 26). Observa-se que a média do balanço energético é zero, já que a potência gerada é igual a consumida. O balanço da bateria ($B_{bateria}$), curva

Figura 25 – Potência consumida em kW por uma residência de forma a estabelecer um consumo de 200 kWh/mês.

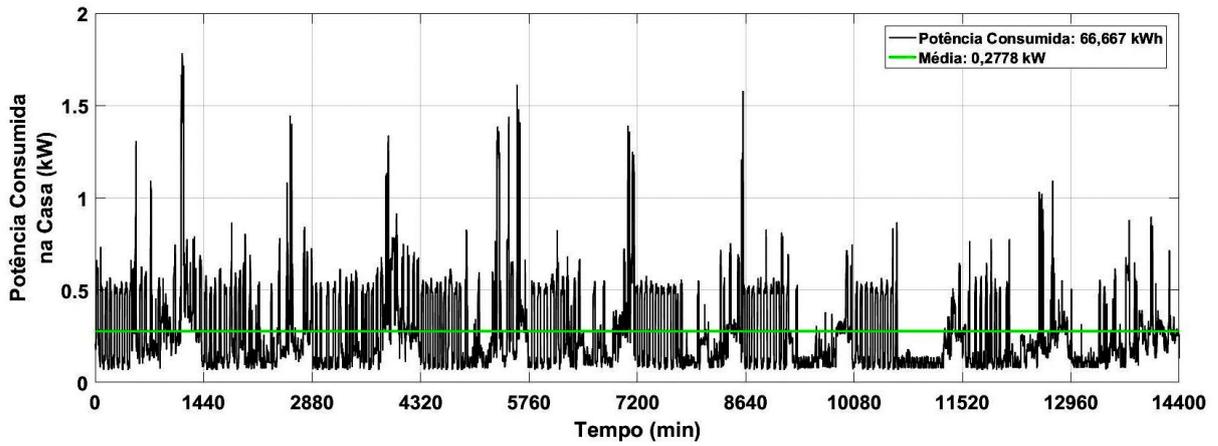
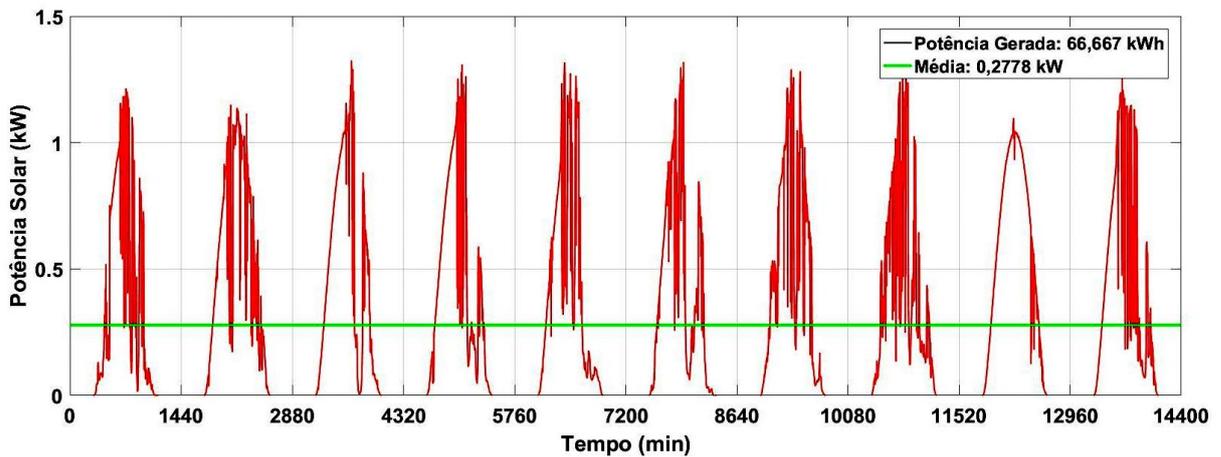


Figura 26 – Potência gerada pelo sistema fotovoltaico do Caso 1.



em vermelho na Figura 27, é obtido pela integração do balanço energético, como mostra a equação (3.4):

$$B_{bateria}(0) = B_{energético}(0)$$

$$B_{bateria} = \sum_{i=1}^N B_{bateria}(i-1) + B_{energético}(i) \quad (3.4)$$

em que N é o número de pontos do vetor $B_{energético}$, que para os dados utilizados nesse trabalho vale 14400, correspondente à 60 minutos vezes 240 horas (10 dias) e $B_{bateria}(0)$ é o estado inicial da bateria.

Portanto, o valor final do somatório (integral) é dado em $kWmin$, já que o vetor $B_{energético}$ é dado em kW. Então, deve ser feito um ajuste para obter o resultado em Ah,

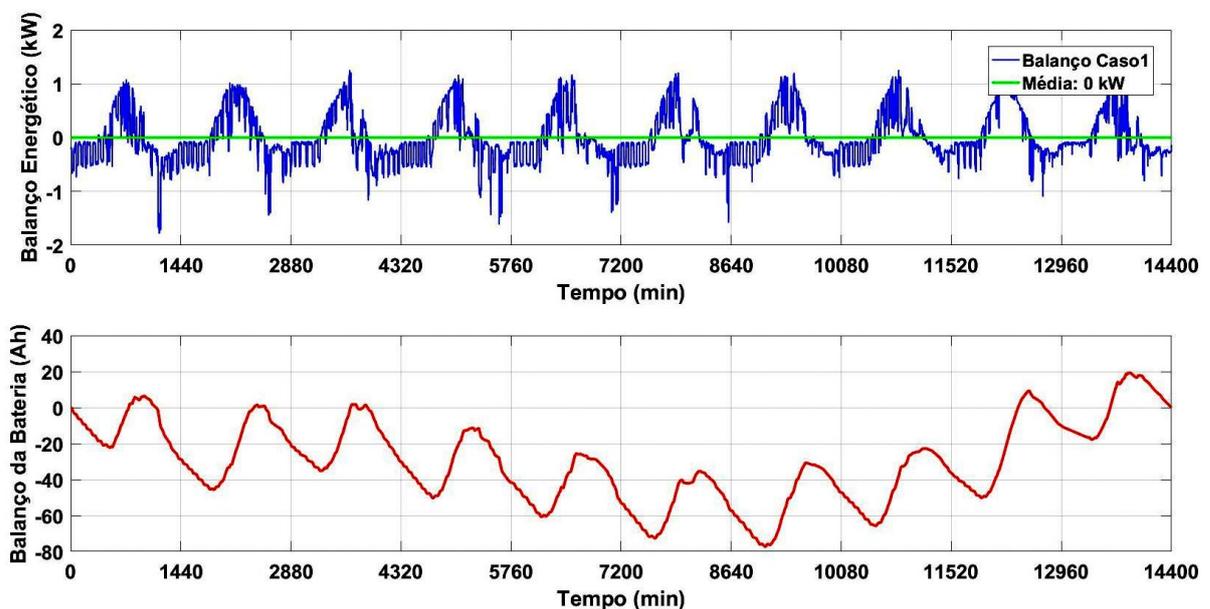
como mostra a equação (3.5):

$$B_{bateria}(Ah) = \frac{B_{bateria}(kWmin)}{V_{bateria} \times 60} \quad (3.5)$$

em que $V_{bateria}$ é a tensão na bateria, que foi adotado como 100 V.

A informação sobre o dimensionamento da bateria é retirada da Figura 27, curva em vermelho. O valor máximo observado nesse gráfico foi 19,26 Ah e o mínimo -77,30 Ah. Significa, então, um pico a pico de 96,56 Ah. Portanto, para as condições do Caso 1 o sistema precisa de uma bateria de no mínimo 96,56 Ah ou um banco de baterias composto por 10 baterias modelo DF4001 (120 Ah e 10,5 V de tensão final) do fabricante FREEDOM ligadas em série.

Figura 27 – Resultados do Caso 1: balanço energético e balanço da bateria.

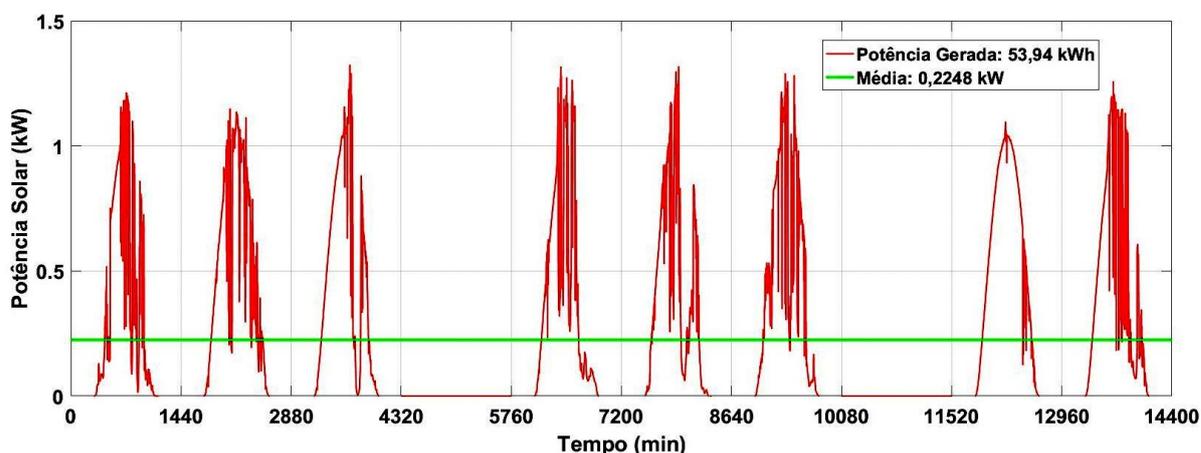


Observa-se também que como a potência produzida pelos painéis é igual à consumida pela casa (200 kWh/mês), o valor do balanço da bateria em Ah no início e no final da simulação valem zero. Além disso, esse gráfico (balanço da bateria) indica o comportamento da bateria ao longo dos dias, isto é, os ciclos de carga e descarga. Quando o balanço energético é positivo, significa que a energia produzida é maior do que a consumida, gerando um excedente que é armazenado na bateria. Isso é observado quando a curva em vermelho da Figura 27 cresce. Já quando é negativo, a energia consumida é maior do que a gerada, então, retira-se a energia armazenada da bateria para suprir a demanda, indicada quando a curva em vermelho da Figura 27 decresce.

3.1.2 Estudo de Caso 2

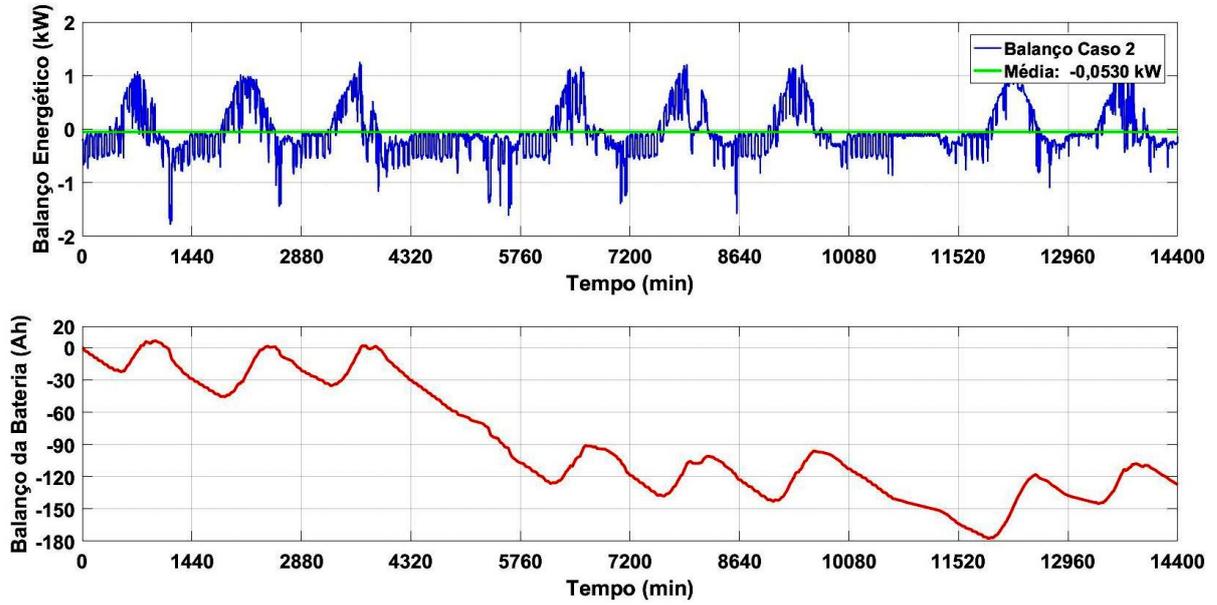
No Caso 2, a simulação foi feita com as mesmas condições do Caso 1, porém considerou-se dois dias sem irradiação solar, portanto, foram dois dias sem potência gerada. A Figura 28 mostra a potência gerada do sistema fotovoltaico nessas condições. A ideia é analisar o quão maior a capacidade da bateria deverá ser para ainda conseguir suprir a demanda da casa, que continua com os mesmos padrões de consumo mostrada pela Figura 25. Logo, P_{painel} para esse caso não é o mesmo do Caso 1, já que no quarto dia e no oitavo a potência solar vale zero. Nessas condições o valor de pico de P_{painel} vale 1,325 kW, já a média da potência gerada vale 0,2248 kW, significando que 53,94 kWh são gerados nos dez dias. A geração mensal, portanto, é 161,64 kWh/mês, que representa uma diminuição de 19,18% em relação ao Caso 1.

Figura 28 – Potência gerada do sistema fotovoltaico do Caso 2.



Para determinar o dimensionamento da bateria, foi realizada a mesma metodologia descrita no Caso 1. A Figura 29 mostra os resultados do balanço energético (curva em azul) e o balanço da bateria (curva em vermelho). Observa-se que devido aos dias sem sol, o ciclo de descarga da bateria é mais profundo, necessitando de uma bateria com capacidade de armazenamento de energia maior. O valor máximo observado na curva do balanço da bateria foi 6,53 Ah e o mínimo -177,47 Ah, conseqüentemente, 184 Ah de pico a pico. Assim, o sistema precisa de uma bateria de no mínimo 184 Ah para conseguir suprir a demanda com dois dias sem geração, que representa, aproximadamente, 90,56% maior do que a capacidade projetada para o Caso 1 (96,26 Ah). Dessa forma, para suprir essa demanda, são necessárias no mínimo 20 baterias modelo DF4001 do fabricante FREEDOM, em que dois grupos de 10 baterias ligadas em série são conectados em paralelo. Comparando a curva do balanço da bateria do Caso 2 com o Caso 1, observa-se que o valor final da capacidade da bateria do Caso 2 não é igual ao inicial, como ocorre no Caso 1.

Figura 29 – Resultados do Caso 2: balanço energético e balanço da bateria.



3.1.3 Estudo de Caso 3

O Caso 3 considera duas fontes de geração, solar e eólica. Como a potência consumida pela residência é a mesma dos casos anteriores, ou seja, 200 kWh/mês, a soma da geração solar com a eólica deve conseguir suprir a demanda da carga. Adotou-se que 70% da geração provém da energia solar e os 30% restantes da energia eólica. A potência máxima extraída do gerador eólico tem uma relação ao cubo com a velocidade do vento incidente, como indicado pela equação (2.3). Assim, primeiramente elevou-se ao cubo os dados originais de velocidade do vento da Figura 17. Em seguida, esses dados foram normalizados e calculou-se a média ($\overline{v_{\omega*}}$). Com essas informações determinou-se as constantes k_1 e k_2 .

$$k_1 = \frac{\overline{P_{ajuste}}}{\overline{G_*}} \quad (3.6)$$

$$k_2 = \frac{\overline{P_{ajuste}}}{\overline{v_{\omega*}}} \quad (3.7)$$

Porém, como determinou-se que 70% da geração é proveniente da energia solar e 30% da eólica, P_{painel} e a potência gerada pelo sistema eólico (P_{aero}) são determinados como mostram as equações (3.8) e (3.9):

$$P_{painel} = k_1 \times 0,7 \times G_* \quad (3.8)$$

$$P_{aero} = k_2 \times 0,3 \times v_{\omega*} \quad (3.9)$$

em v_{ω^*} são os dados de velocidade do vento normalizados.

Dessa forma, a média de P_{painel} mais a média de P_{aero} é igual à média de P_{ajuste} , isto é, a energia gerada é igual à consumida. Lembrando que P_{ajuste} é a potência consumida pela casa em um mês (200 kWh/mês), como mostra a Figura 25. As Figuras 30 e 31 mostram a potência gerada pelo sistema fotovoltaico e aerogerador, respectivamente. O valor de pico registrado de P_{aero} foi 0,4808 kW, e a média 0,0833 kW, logo, 20,00 kWh são gerados em dez dias. Já os dados referentes à P_{painel} mostram 0,956 kW de pico, 0,1944 kW de média e 46,6667 kWh gerados durante dez dias, logo são necessários 4 painéis modelo 260P CanadianSolar. Sendo assim, a soma da geração proveniente das fontes eólica e solar deve suprir o consumo mensal da residência.

Figura 30 – Potência gerada do sistema fotovoltaico do Caso 3.

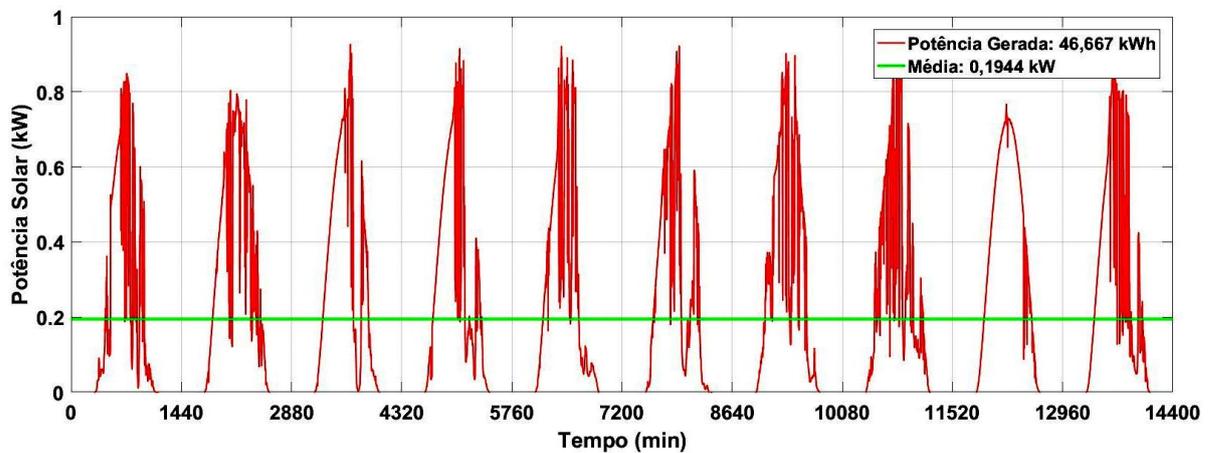
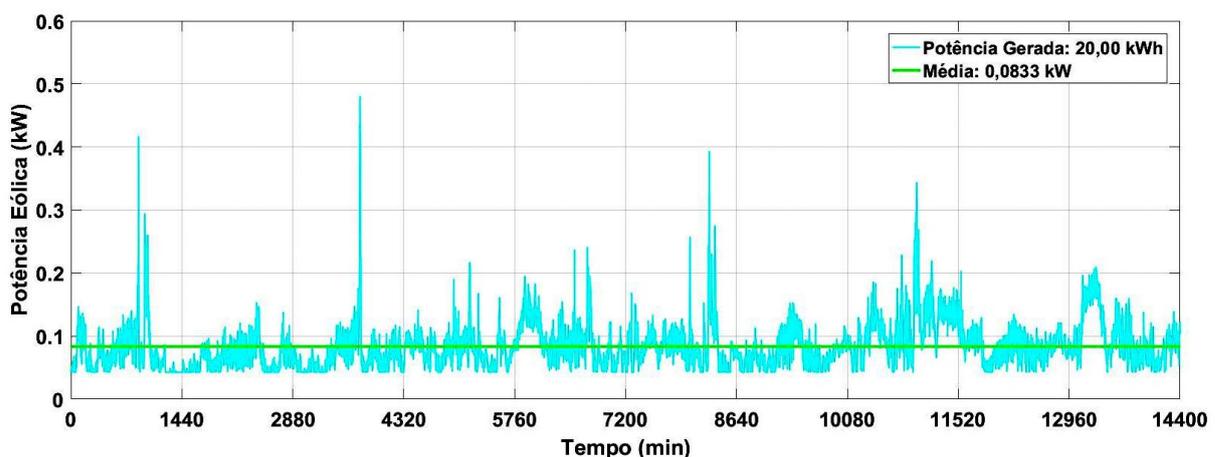


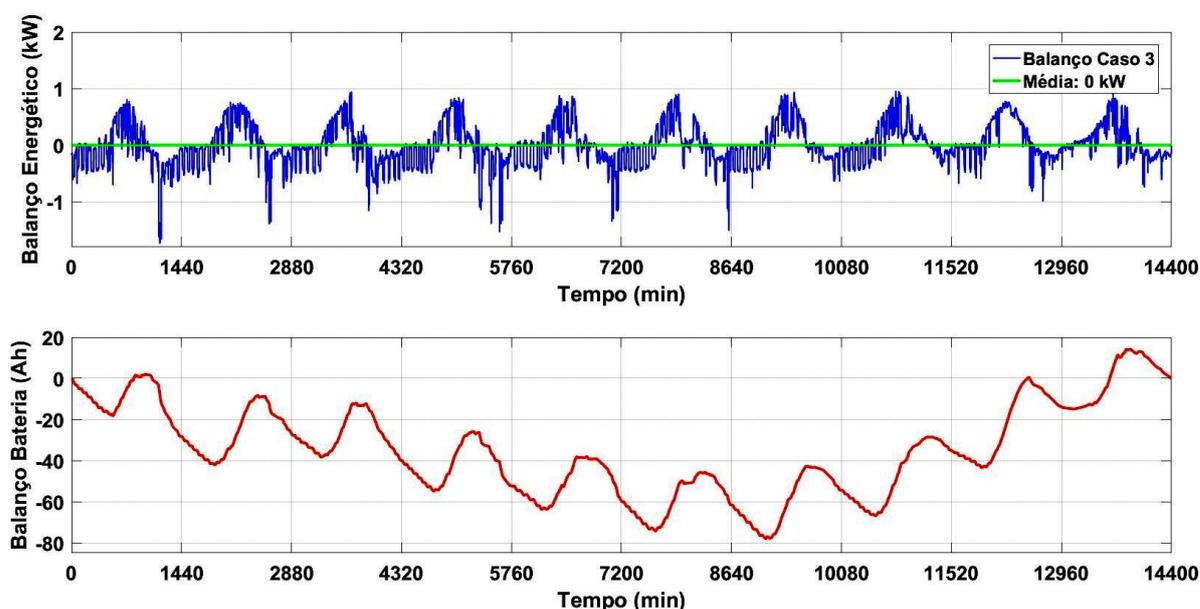
Figura 31 – Potência gerada do sistema eólico do Caso 3.



Em relação ao balanço energético, é determinado subtraindo a potência consumida (P_{ajuste}) da soma das parcelas de geração ($P_{painel} + P_{aero}$). Assim como nos outros casos e conforme a equação (3.4), o balanço da bateria é determinado integrando o balanço energético. A Figura 32 mostra o resultado do balanço da bateria para o Caso 3.

O dimensionamento da bateria, como já mencionado, é determinado pelo gráfico do balanço da bateria, curva em azul da Figura 32. O valor máximo observado foi 14,21 Ah e o mínimo -78,04 Ah, ou seja, um valor de 92,25 Ah pico a pico. Esse é o menor valor de pico a pico observado, em comparação com os Casos 1 e 2. O sistema, então, precisa de uma bateria com capacidade de no mínimo 92,25 Ah. Esse valor pode ser obtido formando um banco com 10 baterias FREEDOM modelo DF3000 (95 Ah e 10,5 V de tensão final) ligadas em série.

Figura 32 – Resultados do Caso 3: balanço energético e balanço da bateria.



3.1.4 Resumo dos Resultados

Observa-se que os resultados, de forma detalhada, dos Casos 4, 5 e 6 foram omitidos. Como o objetivo desses cenários é avaliar o comportamento dos Casos 1, 2 e 3 quando tem-se uma demanda de 400 kWh/mês, os resultados são apresentados apenas em forma de tabela. A metodologia usada para obter os resultados para uma demanda de 400 kWh/mês é a mesma apresentada para uma demanda de 200 kWh/mês.

A Tabela 4 mostra um resumo dos resultados obtidos de todos os casos estudados para uma microrrede isolada. A coluna "Casos" é referente aos casos discutidos, a coluna "Quantidade de Paineis" exibe o valor mínimo necessários de placas fotovoltaicas e a coluna "Quantidade de Baterias" o número mínimo de baterias de acordo com o catálogo do fabricante FREEDOM.

Os Casos 1, 3, 4 e 6 são exemplos de cenários em que o sistema é balanceado. Eles foram projetados para que a média da geração seja igual à média de consumo. Os Casos 3 e 6, isto é, com sistema fotovoltaico e eólico, apresentaram os menores valores de

dimensionamento. Isso ocorre devido ao fato de ainda existir vento mesmo em horários atípicos como durante a noite onde não tem irradiação solar, conforme exibido pela Figura 17. Por isso, a capacidade requerida da bateria é menor. Já os casos 3 e 5 são exemplos de sistemas que são capazes de suprir a demanda durante faltas de geração. Portanto, a bateria tem que ser super dimensionada, de forma a aumentar a capacidade de armazenamento do sistema.

Tabela 4 – Resultados microrrede isolada.

Casos	Capacidade (Ah)	Quantidade de Paineis	Quantidade de Baterias
Caso 1	96,56	6	10
Caso 2	184,0	6	20
Caso 3	92,25	4	10
Caso 4	193,1	11	20
Caso 5	367,9	11	30
Caso 6	184,5	8	20

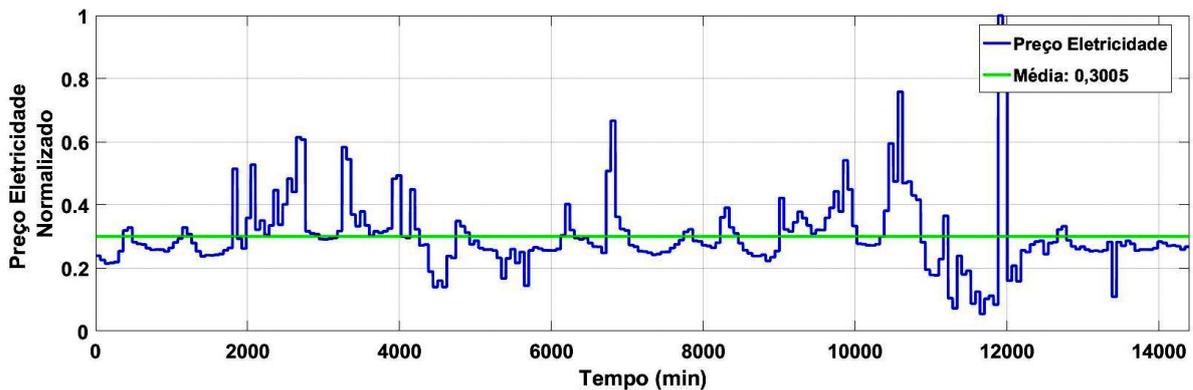
3.2 Microrrede Conectada à Rede sem Gerenciamento de Energia

A seção anterior mostrou o comportamento de uma microrrede isolada em vários cenários distintos. Nessa seção serão estudados casos similares aos anteriores, porém conectados à rede, sem baterias e sem gerenciamento de energia. Alguns outros cenários foram adicionados para avaliar o retorno financeiro quando se tem um superávit de geração de energia. Como o sistema não tem gerenciamento, a compra e "venda" de energia é baseada no balanço energético, que consiste em subtrair os dados de consumo dos dados da geração (proveniente das fontes renováveis). Então, se o balanço for negativo significa que deve comprar energia da rede naquele instante e se for positivo deve "vender" a energia excedente para a concessionária. Os dados do preço de eletricidade retirados de (PJM, 2018) foram normalizados e são mostrados na Figura 33. Esses dados normalizados serão usados para simular a flutuação do preço da eletricidade ao longo do dia.

- **Caso 1:** Sistema de energia solar sem superávit projetado para gerar 200 kWh/mês.
- **Caso 2:** Sistema do Caso 1, porém considerando dois dias sem irradiação solar.
- **Caso 3:** Sistema do Caso 1, porém considerando um superávit de 30% na geração.
- **Caso 4:** Sistema de energia solar e energia eólica projetado para gerar 200 kWh/mês.
- **Caso 5:** Sistema do Caso 4, porém considerando um superávit de 30% na geração.
- **Caso 6:** Sistema de energia solar projetado para gerar 400 kWh/mês.
- **Caso 7:** Sistema do Caso 6, porém considerando dois dias sem irradiação solar.

- **Caso 8:** Sistema do Caso 6, porém considerando um superávit de 30% na geração.
- **Caso 9:** Sistema de energia solar e energia eólica projetado para gerar 400 kWh/mês.
- **Caso 10:** Sistema do Caso 9, porém considerando um superávit de 30% na geração.

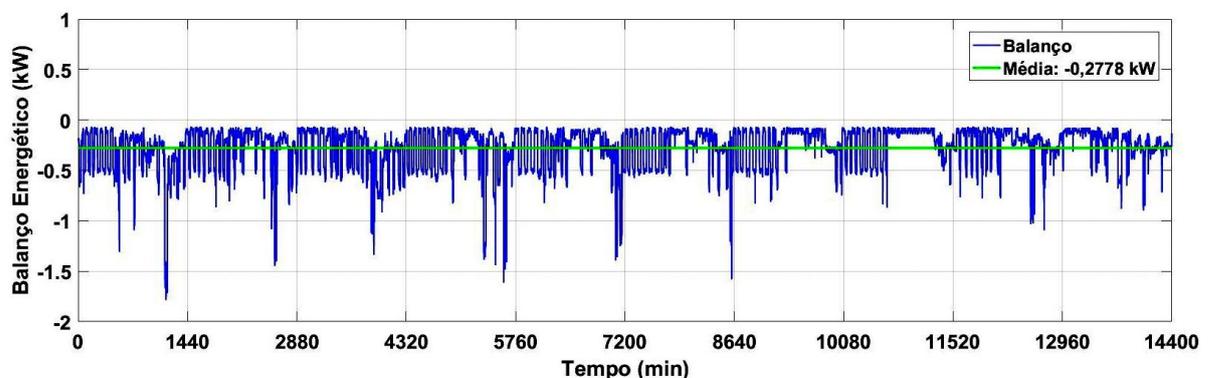
Figura 33 – Preço de eletricidade normalizado.



3.2.1 Estudo de Caso 1

Antes de iniciar os estudos do Caso 1 será apresentado o caso sem geração distribuída, isto é, apenas a residência e a rede. Nessas condições toda a energia é fornecida pela concessionária, portanto o balanço energético é todo negativo, como mostra a Figura 34. Nesse cenário, o consumo da residência é de 200 kWh/mês. Os dados de consumo são apresentados na Figura 25.

Figura 34 – Balanço energético do caso sem geração distribuída para um consumo de 200 kWh/mês.

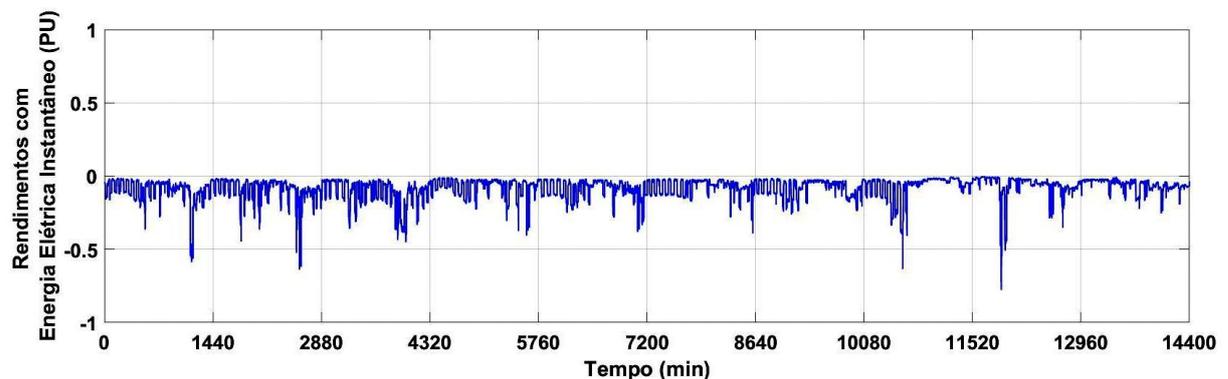


Multiplicando ponto a ponto os dados do balanço energético da Figura 34 com os dados do preço de eletricidade normalizado, Figura 33, tem-se o balanço do investimento com energia elétrica minuto a minuto durante dez dias, exibido na Figura 35. Em outras

palavras, esse resultado mostra o valor instantâneo da compra ou venda de energia. Os valores negativos significam compra de energia da rede e caso sejam positivo, significam "venda" de energia para a concessionária.

Portanto, nesse trabalho será considerado possível vender a energia para a rede, mesmo a regulamentação no Brasil não permitir essa prática e sim a política de créditos, como já mencionado. A prática de venda de energia já é usada em outros países e além do mais espera-se que em um futuro próximo seja adotada no Brasil.

Figura 35 – Balanço do investimento em energia elétrica instantâneo do caso sem geração distribuída para um consumo de 200 kWh/mês.



Somando os dados do gráfico da Figura 35, tem-se o valor a ser pago por energia elétrica em dez dias. Esse valor representa o caso sem geração distribuída, ou seja, é o valor base utilizado para comparar com os casos em que se tem fontes de energia renováveis. Sendo assim, o valor da soma é $-1201,9$; logo esse é o máximo valor a ser pago por energia (quando o consumo é 200 kWh/mês), que será representado como 100%.

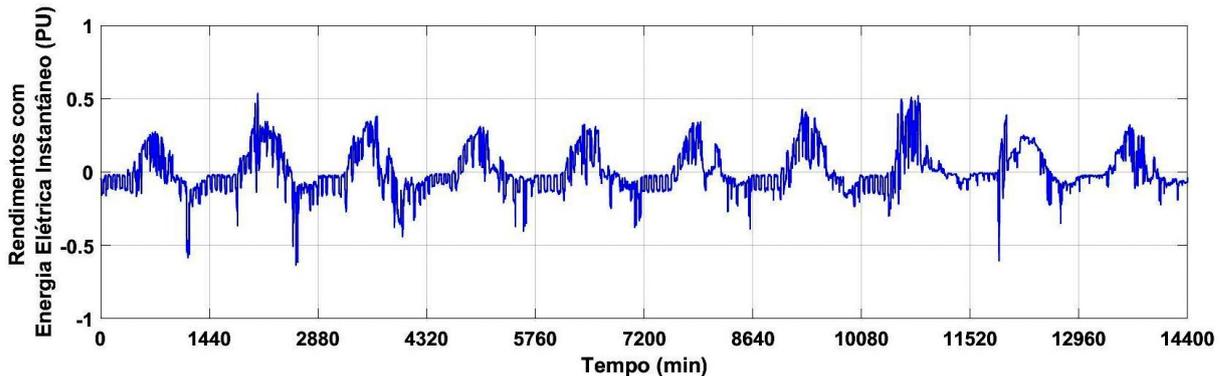
O Caso 1 consiste em um sistema de energia solar sem superávit, isto é, projetado para gerar a mesma quantidade que é consumida pela residência (200 kWh/mês). Os dados de consumo são mostrados pela Figura 25. Portanto, os dados da potência gerada pelo sistema fotovoltaico são os mesmo mostrados na Figura 26 e os dados do balanço energético pela Figura 27. A Figura 36 mostra o balanço do investimento em energia elétrica para esse caso, ou seja, exibe o valor instantâneo da compra e venda de energia elétrica. Esse gráfico é obtido multiplicando os dados do balanço energético, curva em azul na Figura 27, pelos dados de preço de eletricidade em PU, Figura 33.

Observa-se que devido a energia solar, esse balanço não é totalmente negativo como foi percebido no caso sem GD. Como o sistema de energia solar foi projetado para suprir a demanda, é esperado uma redução significativa na conta de energia elétrica. Vale ressaltar que devido a variação do preço da eletricidade ao longo do dia, o instante de compra e venda é extremamente relevante para reduzir os custos e até mesmo aumentar os rendimentos. Entretanto, como o sistema é sem gerenciamento não existe um controle para decidir o melhor momento de compra e venda. Além disso, será adotado que o preço

da eletricidade de compra e venda são os mesmos.

Sendo assim, somando os dados do gráfico da Figura 36 resulta em 70,50. Como o sinal é positivo, significa que o sistema projetado gerou um lucro correspondente à 5,87% do valor base. Portanto, mesmo sem o gerenciamento para determinar o melhor momento de compra e vende de energia elétrica, o sistema para esse caso obteve rendimentos positivos.

Figura 36 – Balanço do investimento em energia elétrica instantâneo do Caso 1 sem gerenciamento.



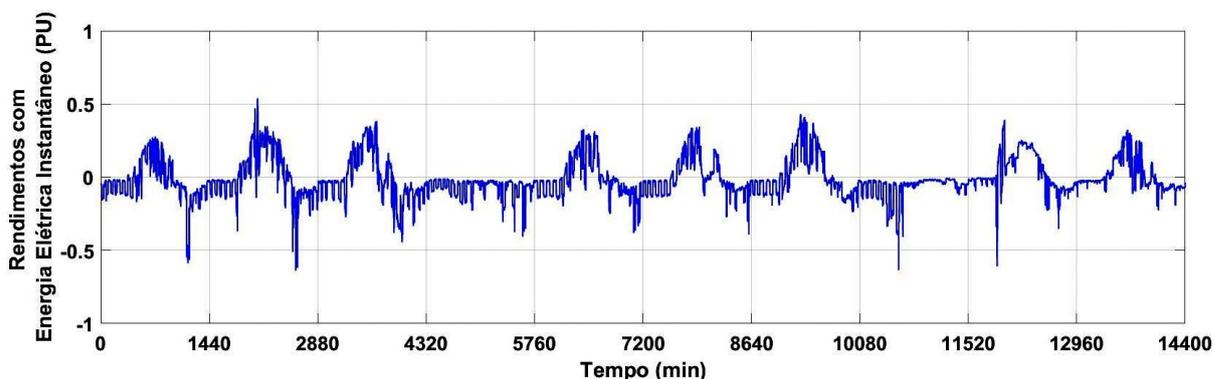
3.2.2 Estudo de Caso 2

O Caso 2 consiste em analisar o Caso 1 quando dois dias não tem irradiação solar, isto é, sem geração de energia solar em dois dias. Nesses dois dias a energia é fornecida pela concessionária, portanto é esperado uma redução de rendimentos de eletricidade em relação ao Caso 1.

Os dados de consumo da residência são mostrados na Figura 25, onde tem-se um consumo mensal de 200 kWh/mês. Os dados da potência gerada pelo sistema fotovoltaico são mostrados pela Figura 28, onde se tem o quarto e o oitavo dia sem geração. O balanço energético é indicado pela curva em azul na Figura 29. Multiplicando os dados do balanço energético pelo preço da eletricidade normalizado (Figura 33), tem-se o balanço do investimento em energia elétrica, como mostra a Figura 37.

Observa-se na Figura 37 que durante o quarto e o oitavo dia o balanço é somente negativo, indicando compra de eletricidade. Somando os dados dessa figura resulta em $-196,21$, equivalente a $-16,32\%$ do valor base. Como esperado, devido a dois dias sem geração o rendimento com energia elétrica foi negativo. Entretanto, mesmo com dois dias sem geração de energia solar, a redução dos custos com eletricidade em relação ao caso sem GD corresponde a $83,67\%$.

Figura 37 – Balanço do investimento em energia elétrica instantâneo do Caso 2 sem gerenciamento.



3.2.3 Estudo de Caso 3

O Caso 3 investiga o comportamento do sistema quando se tem um superávit na geração. Esse cenário possui as mesmas considerações do Caso 1, porém é projetado para gerar 30% de 200 kWh/mês à mais de energia. Sendo assim, o consumo da residência é o mesmo indicado pela Figura 25, que corresponde a 200 kWh/mês. A Figura 38 mostra a potência gerada pelo sistema fotovoltaico para que sejam produzidos 260 kWh/mês. O valor máximo observado de potência gerada é 1,78 kW, logo são necessários no mínimo 8 painéis modelo 260P CanadianSolar para atender as exigências de geração. A Figura 39 mostra o balanço energético e a Figura 40 o balanço do investimento em energia elétrica instantâneo. Observa-se no gráfico do balanço do investimento em energia elétrica um maior volume de vendas (representado pelos valores acima de zero), já que teve um aumento na geração e não alterou os dados de consumo. Sendo assim, é esperado um rendimento relevante nesse caso em estudo.

Somando os dados do gráfico da Figura 40 resulta em 452,22, que equivale a um lucro de 37,62% do valor base. A seguir será ilustrado um exemplo para avaliar os gastos e rendimentos financeiros desse caso. Considere um consumidor sem GD que possui um gasto com eletricidade de R\$ 200,00 por mês. Se esse mesmo consumidor adotar o sistema descrito para esse caso junto com as considerações feitas, no final do mês além dele não pagar mais a conta de energia terá um lucro de R\$ 75,25. Sendo assim, o retorno de investimento de fato é expressivo.

3.2.4 Estudo de Caso 4

O Caso 4 considera duas fontes de geração, solar e eólica, em que são projetadas para suprirem a demanda sem superávit. Foi adotado que 70% da geração provém da fonte de energia solar e os 30% restantes da eólica. Os dados de consumo da residência são mostrados no gráfico da Figura 25, que corresponde a 200 kWh/mês. A Figura 30

Figura 38 – Potência gerada do sistema fotovoltaico do Caso 3.

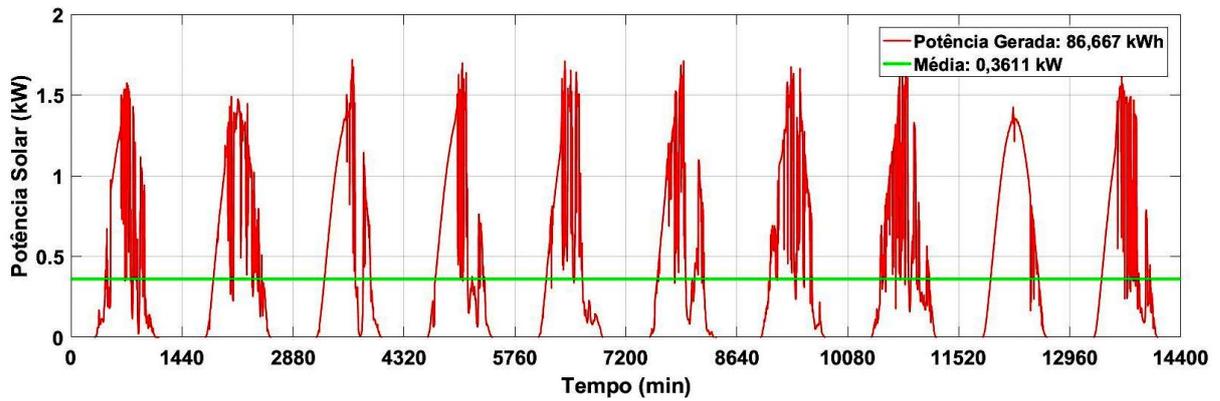


Figura 39 – Balanço energético do Caso 3 para um superávit de 30% na geração.

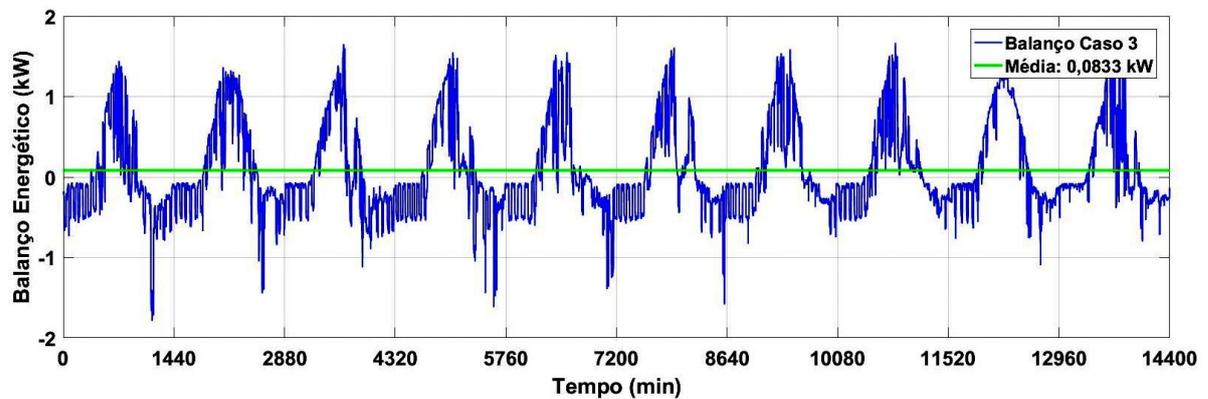
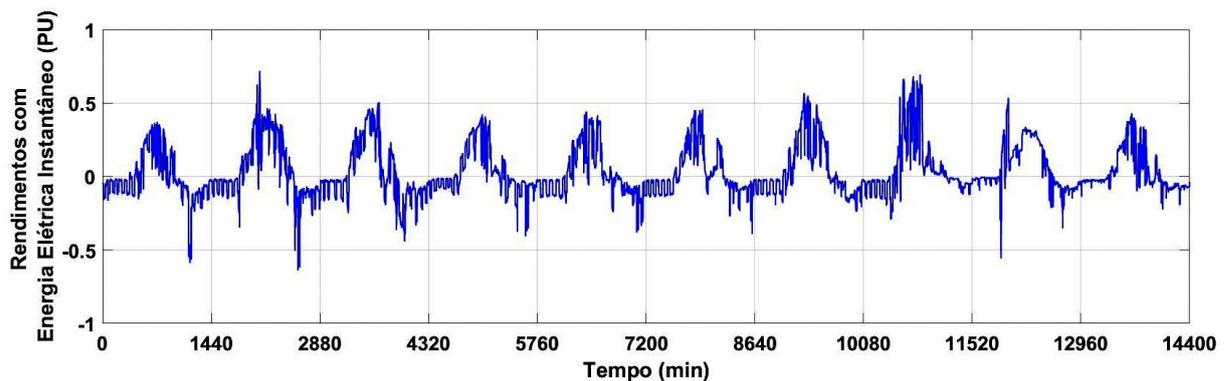


Figura 40 – Balanço do investimento em energia elétrica instantâneo do Caso 3 sem gerenciamento.

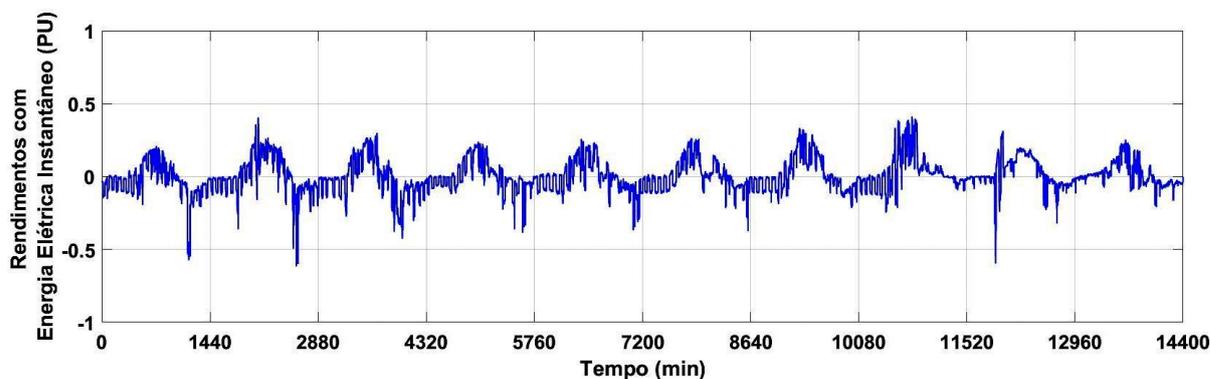


mostra os dados de potência gerada pelo sistema fotovoltaico enquanto a Figura 31 pelo aerogerador. O balanço energético é mostrado pela curva em azul na Figura 32.

Os dados sobre o balanço do investimento em energia elétrica são mostrados na Figura 41. Esses dados são obtidos multiplicando o balanço energético pelo preço de eletricidade normalizado. Somando os dados tem-se um valor de 41,21 que corresponde a

3,43% do valor base. Comparando com o Caso 1, que tem apenas a energia solar como fonte geradora, o Caso 4 teve um valor inferior de rendimentos. No Caso 1 teve um ganho de 5,87% em relação a base, enquanto no Caso 4 o ganho foi 3,43%.

Figura 41 – Balanço do investimento em energia elétrica instantâneo do Caso 4 sem gerenciamento.



3.2.5 Estudo de Caso 5

O Caso 5 consiste em um sistema análogo ao descrito no Caso 4, porém projetado para gerar 260 kWh/mês, ou seja, 30% a mais em relação ao Caso 4. Portanto, as fontes de geração continuam sendo a solar e a eólica, em que 70% da geração provém da solar e 30% da eólica. O consumo da residência continua sendo 200 kWh/mês, como indicado pela Figura 25. A Figura 42 mostra os dados de potência gerada pelo sistema fotovoltaico, enquanto a Figura 43 pelo sistema eólico. O valor máximo observado no gráfico da potência gerada pelo sistema fotovoltaico foi 1,37 kW, logo são necessário no mínimo 6 painéis fotovoltaicos modelo 260P CanadianSolar para atender os requisitos de geração.

A Figura 45 mostra o resultado do balanço de investimento em energia elétrica, que é obtido ao multiplicar ponto a ponto os dados do balanço energético pelo preço de eletricidade normalizado. Somando os dados tem-se um valor de 422,97 que corresponde a 35,19% do valor base. Comparando com o Caso 3 (apenas energia solar), que foi projetado também para gerar 30% de superávit, o Caso 5 teve um lucro inferior. O Caso 3 registrou 37,62% de ganho em relação ao valor base e o Caso 5 teve um ganho de 35,19%.

3.2.6 Resumo dos Resultados

Como na seção da microrrede isolada, os resultados, de forma detalhada, dos casos para uma demanda de 400 kWh/mês (Casos 6 - 10) foram omitidos também nessa seção. O objetivo é investigar como o sistema se comporta quando tem-se um aumento na demanda, sendo assim, é apresentado apenas os resultados finais em forma de tabela. Lembrando

Figura 42 – Potência gerada em kW pelo sistema fotovoltaico do Caso 5.

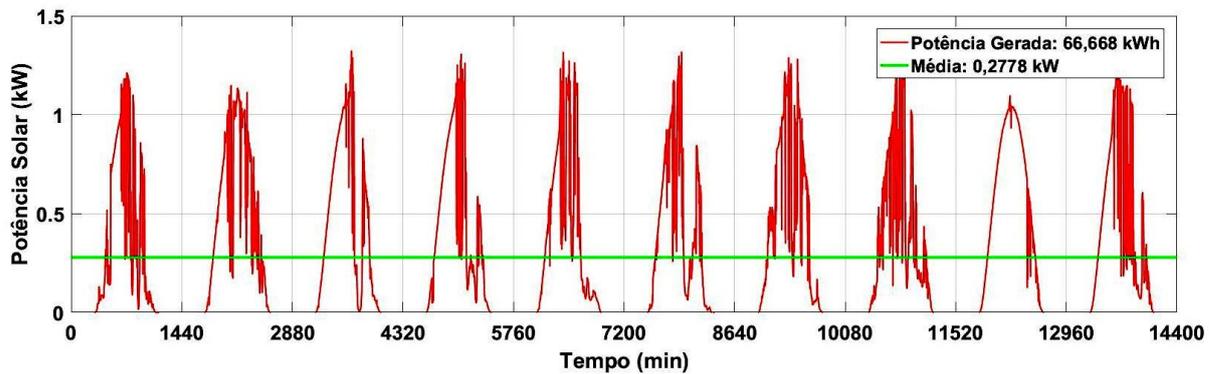


Figura 43 – Potência gerada em kW pelo sistema eólico do Caso 5.

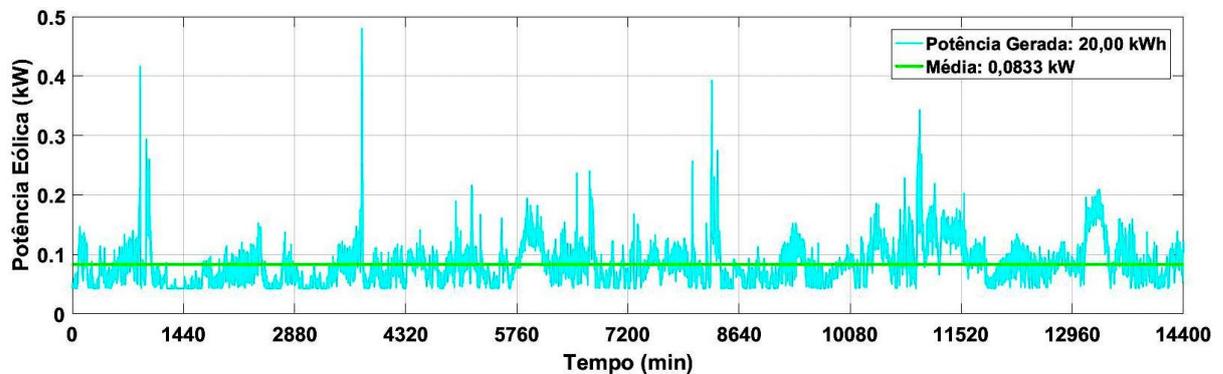
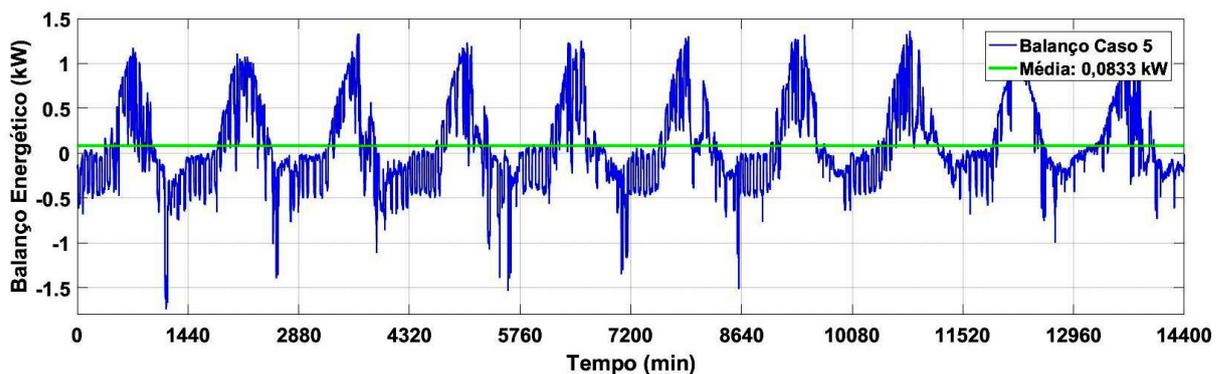


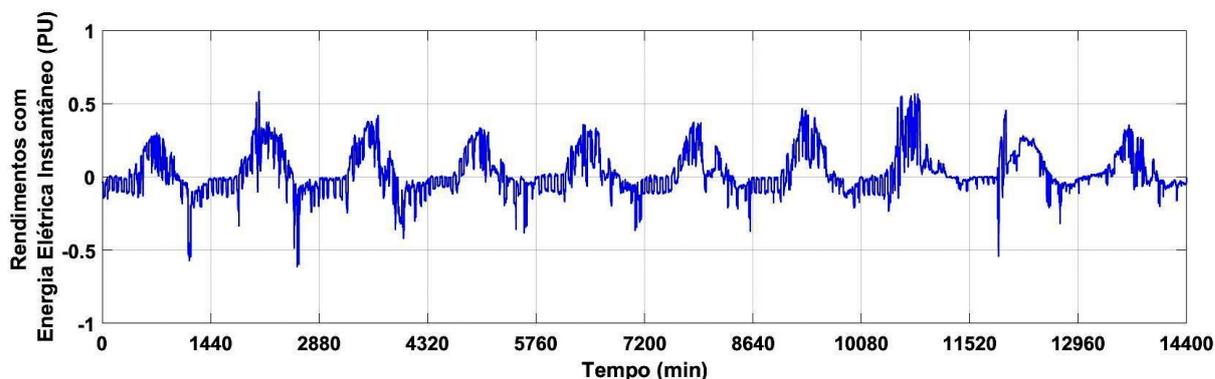
Figura 44 – Balanço energético do Caso 5 para um superávit de 30% na geração.



que a metodologia usada para obter os resultados é a mesma, independente do valor da demanda.

A Tabela 5 mostra um resumo dos resultados para uma microrrede conectada a rede sem gerenciamento. A coluna "Casos" é referente aos casos apresentados, a coluna "Rendimentos" é referente ao valor final da conta de energia elétrica, em porcentagem do valor base (positivo significa lucro e negativo gasto) e a coluna "Quantidade de Paineis" especifica o número mínimo de placas fotovoltaicas de cada sistema.

Figura 45 – Balanço do investimento em energia elétrica instantâneo do Caso 5 sem gerenciamento.



Os resultados dos casos que foram projetados para suprir uma demanda de 400 kWh/mês foram os mesmos obtidos para uma demanda de 200 kWh/mês. Sendo assim, o comportamento do sistema é linear e diretamente proporcional, ou seja, se a geração acompanhar o aumento ou redução da demanda, independente do valor de potência projetado os resultados serão os mesmos.

Os Casos 2 e 7 são os únicos que geraram custos ao final do período em análise. Isso devido a consideração feita em ambos casos, isto é, dois dias sem irradiação solar, logo sem geração. Os Casos 3 e 8 obtiverem o maior rendimento, devido ao superávit de 30% na geração.

Tabela 5 – Resultados microrrede sem gerenciamento conectada a rede.

Casos	Rendimentos (%)	Quantidade de Paineis
Caso 1	5,8652	6
Caso 2	-16,3249	6
Caso 3	37,6248	8
Caso 4	3,4291	4
Caso 5	35,1907	6
Caso 6	5,8652	11
Caso 7	-16,3249	11
Caso 8	37,6248	14
Caso 9	3,4291	8
Caso 10	35,1907	11

3.3 Microrrede Conectada à Rede com Gerenciamento de Energia

A microrrede sem gerenciamento de energia foi investigada na seção anterior; e mesmo obtendo a maioria dos resultados positivos (rendimentos) é possível potencializar ainda mais os ganhos a partir de um gerenciamento de energia. Uma microrrede conectada à rede com gerenciamento de energia é composta por fontes alternativas de geração (solar e

eólica), banco de baterias, cargas locais e conexão com a rede elétrica da concessionária. O fato da microrrede estar conectada à rede e ainda possuir banco de baterias é fundamental para extrair os máximos ganhos. Como nos estudos anteriores, será adotado que o preço de eletricidade possui o comportamento como o mostrado pela Figura 33. Dessa forma, o sistema pode carregar as baterias quando o preço de eletricidade estiver baixo e ainda utilizá-la para suprir a casa nos casos em que o balanço energético é negativo, por exemplo.

O gerenciamento de energia consiste em um algoritmo de decisões com o objetivo de potencializar os rendimentos com energia elétrica. Em muitos países como, EUA, Canadá, Alemanha e Portugal, a venda de energia elétrica por partes do consumidores finais para a concessionária já é possível (CHMIELEWSKI, 2014). Um cenário ainda mais incentivador, por exemplo, seria vender a energia produzida por fontes renováveis por um preço maior em relação ao de compra. Nesse contexto, o gerenciamento deve avaliar cada cenário possível e tomar a melhor decisão naquele instante. Dessa forma, a Tabela 6 mostra o mapa de estado do gerenciamento de energia. As variáveis de entrada consideradas são o balanço, o preço e a carga na bateria e a variável de saída a ação. A ação é a decisão tomada de acordo com os estados das variáveis de entrada, que podem ser: vender energia para a rede, comprar energia da rede, carregar baterias ou descarregar baterias (suprir a carga a partir das baterias) e outros, conforme é indicado a seguir:

- Vende: vender para a rede o excedente de energia gerado;
- $Vende^\psi$: vender para a rede o excedente de energia gerado mais 1 kW fornecido pela bateria;
- Carrega: carregar o banco de baterias a partir do excedente de energia gerado;
- $Carrega^\psi$: carregar o banco de baterias a partir do excedente de energia gerado mais 1 kW comprado da rede;
- Descarrega: retirar energia do banco de baterias para suprir a casa;
- $Descarrega^\psi$: retirar energia do banco de baterias para suprir a casa e comprar 1kW da rede;
- Compra: comprar energia da rede para suprir a casa;
- $1 kW^-$: retirar 1 kW do banco de baterias para vender a rede;
- $1 kW^+$: comprar 1 kW da rede para carregar as baterias;
- s/ ação: sem ação.

Observa-se que algumas ações consistem em retirar ou carregar 1 kW do banco de baterias. Devido a variação do preço de energia elétrica ao longo do dia é vantajoso em

certos cenários potencializar ainda mais a venda de energia à rede. Isso é feito ao retirar energia da bateria (1 kW) para vender à rede em momentos oportunos, por exemplo, balanço positivo, carga da bateria alta e preço de eletricidade elevado. Além disso, é interessante também intensificar o carregamento das baterias quando o preço de eletricidade estiver baixo, o balanço positivo e a carga na bateria baixa. Essas ações, portanto, explicam o motivo de retirar ou carregar 1 kW da bateria, isto é, potencializar a ação principal em momentos apropriados.

O balanço energético pode assumir valores positivo, negativo e nulo. Se o balanço é positivo, significa que a geração é maior do que o consumo (excedente de energia), negativo significa que o consumo é maior do que a geração (insuficiência de energia) e nulo a quantidade de energia gerada é exatamente igual à consumida pela residência. Em relação ao preço, existem três patamares, alto, médio e baixo. Os limites alto e baixo são ajustados de forma a obter os melhores resultados. O preço é considerado alto quando está acima do limite alto, baixo quando está abaixo do limite baixo e médio quando está entre os valores de limite alto e baixo. A carga na bateria também é dividida em três patamares, alto (A), médio (M) e baixo (B). Os limites alto e baixo também são ajustados a fim de potencializar os ganhos e conservar a vida útil das baterias.

Dessa forma, a partir do mapa de estado do gerenciamento de energia foi elaborado um algoritmo para executar as ações necessárias de cada situação possível. Todos aqueles cenários investigados na microrrede sem gerenciamento anteriormente serão estudados nessa seção, lembrando que os dados são referentes a dez dias amostrados uma vez por minuto. Sendo assim, o algoritmo de gerenciamento toma uma decisão a cada um minuto. Além disso, será adotado um banco de baterias de 100 Ah em todos os cenários de testes e o estado inicial da bateria em 100 Ah. Esse banco de bateria pode ser formado, por exemplo, com 10 baterias modelo DF4001 (120 Ah e 10,5 V de tensão final) do fabricante FREEDOM ligas em série.

- **Caso 1:** Sistema de energia solar sem superávit projetado para gerar 200 kWh/mês acoplado a um banco de baterias de 100 Ah.
- **Caso 2:** Sistema do Caso 1, porém considerando dois dias sem irradiação solar.
- **Caso 3:** Sistema do Caso 1, porém considerando um superávit de 30% na geração.
- **Caso 4:** Sistema de energia solar e energia eólica projetado para gerar 200 kWh/mês acoplado a um banco de baterias de 100 Ah.
- **Caso 5:** Sistema do Caso 4, porém considerando um superávit de 30% na geração.
- **Caso 6:** Sistema de energia solar projetado para gerar 400 kWh/mês acoplado a um banco de baterias de 100 Ah.
- **Caso 7:** Sistema do Caso 6, porém considerando dois dias sem irradiação solar.

- **Caso 8:** Sistema do Caso 6, porém considerando um superávit de 30% na geração.
- **Caso 9:** Sistema de energia solar e energia eólica projetado para gerar 400 kWh/mês acoplado a um banco de baterias de 100 Ah.
- **Caso 10:** Sistema do Caso 9, porém considerando um superávit de 30% na geração.

Tabela 6 – Mapa de estado do gerenciamento de energia.

Balanco	Preço	Carga na Bateria	Ação
Positivo	Alto	A	<i>Vende^ψ</i>
		M	<i>Vende^ψ</i>
		B	Carrega
	Médio	A	<i>Vende^ψ</i>
		M	Carrega
		B	Carrega
	Baixo	A	Vende
		M	Carrega
		B	<i>Carrega^ψ</i>
Negativo	Alto	A	Descarrega
		M	Descarrega
		B	Compra
	Médio	A	Descarrega
		M	Descarrega
		B	Compra
	Baixo	A	Descarrega
		M	<i>Descarrega^ψ</i>
		B	<i>Carrega^ψ</i>
Nulo	Alto	A	1 kW ⁻
		M	1 kW ⁻
		B	s/ ação
	Médio	A	1 kW ⁻
		M	s/ ação
		B	s/ ação
	Baixo	A	1 kW ⁻
		M	1 kW ⁺
		B	1 kW ⁺

3.3.1 Estudo de Caso 1

O Caso 1 consiste em um sistema projetado para gerar 200 kWh/mês a partir de energia solar acoplado a um banco de baterias de 100 Ah e conectado a rede. Os limites da bateria e do preço serão ajustados de forma a obter os maiores ganhos. O Caso 1 será usado como o cenário de teste a fim de determinar os valores desses limites. Os dados do consumo da residência, potência gerada pelo sistema fotovoltaico, balanço energético e preço de eletricidade são os mesmos já mostrados pelas Figuras 25, 26, 27 e 33, respectivamente.

A princípio o limite de preço alto escolhido foi 0,35 PU e o limite de preço baixo foi 0,25 PU. Sendo assim, qualquer valor igual ou acima de 0,35 PU é considerado como alto e igual ou abaixo de 0,25 PU é considerado como baixo e entre 0,35 PU e 0,25 PU como médio. Lembrando que a média do preço de eletricidade normalizado vale 0,3005 PU. Em relação a bateria, o limite alto escolhido foi 100 Ah e o baixo 30 Ah. A Figura 47 mostra os resultados do comportamento da carga na bateria (curva em vermelho) e das variações de compra e venda de 1 kW instantâneo (curva em verde). De acordo com a Tabela 6, existem situações onde 1 kW é retirado da bateria para ser vendido a rede, por exemplo, balanço positivo, preço de eletricidade alto e carga no banco de baterias alto. Existem cenários também onde é viável comprar 1 kW da rede e armazenar nas baterias, por exemplo, balanço positivo, preço de eletricidade baixo e carga no banco de baterias baixo. Observa-se que o valor está em Ah, a conversão de 1 kW para Ah é feita a partir da equação (3.5), que resulta em 0,1667 Ah/min. O valor positivo significa que compra-se 1 kW da rede para carregar a bateria e o negativo retira-se 1 kW da bateria para vender a rede.

A Figura 48 exibe o balanço do investimento em energia elétrica instantâneo. O somatório do balanço do investimento resulta em 37,09% do valor base. O valor base é o mesmo determinado anteriormente para uma casa sem GD que consome 200 kWh/mês, isto é, -1201,9. O valor negativo significa gastos com energia elétrica e o positivo lucros. Esse valor base é adotado para os Casos 1 a 5. Sendo assim, o sistema com gerenciamento e com esses limites escolhidos gerou um rendimento de 37,09% do valor base, já que o somatório dos dados mostrados foi 445,77.

Ao ajustar o limite alto do preço para 0,40 PU e o limite baixo para 0,25 PU e mantendo os limites da bateria em 100 Ah como alto e 30 Ah como baixo os ganhos passam a ser 28,11% do valor base. Isso significa menos 8,98% em relação aos limites do preço escolhidos a princípio. Ao escolher o limite alto do preço igual a 0,30 PU e o limite baixo igual a 0,15 PU e mantendo os limites da bateria como no caso anterior, os ganhos equivalem a 24,06% do valor base, ou seja, continuam inferior aos limites escolhidos primeiramente. Ao realizar essa mesma metodologia para determinar os limites da bateria tem-se que 100 Ah para o limite alto e 30 Ah para o limite baixo resultam em ganhos maiores.

Dessa forma, será adotado em todos os cenários de testes o limite 0,35 PU como o limite alto do preço e 0,25 PU como o limite baixo, conforme é exibido pela Figura 46, e 100 Ah como o limite alto da bateria e 30 Ah como o limite baixo.

Sabe-se que a profundidade de descarga da bateria interfere na sua vida útil. A Figura 47 exibe o comportamento da carga na bateria, observa-se três ciclos profundos que chegaram no limite mínimo, logo nove vezes ao mês. Com essa informação é possível estimar a vida útil das baterias; geralmente os fabricantes determinam a vida útil em função do número máximo de ciclos profundos. Além disso, na maioria das situações

Figura 46 – Preço de eletricidade normalizado com indicação do limite alto de 0,35 PU e limite baixo de 0,25 PU.

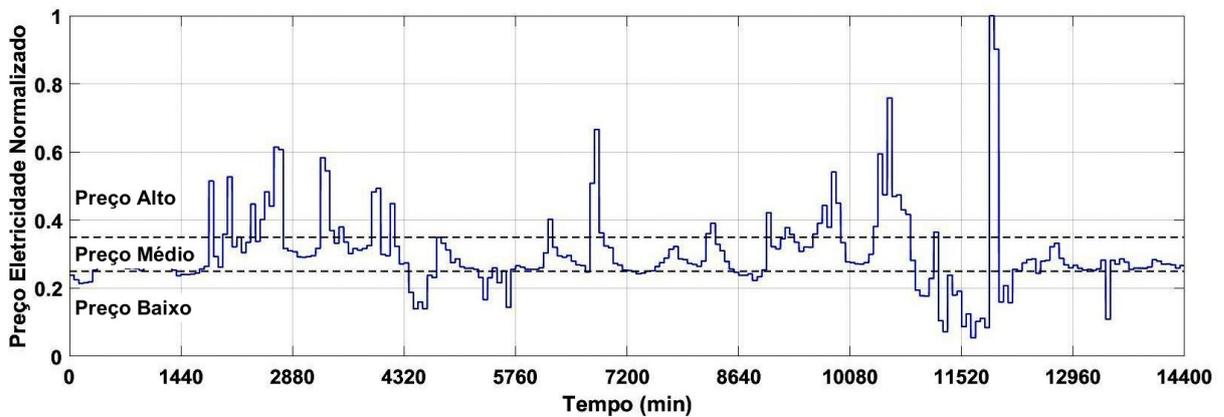
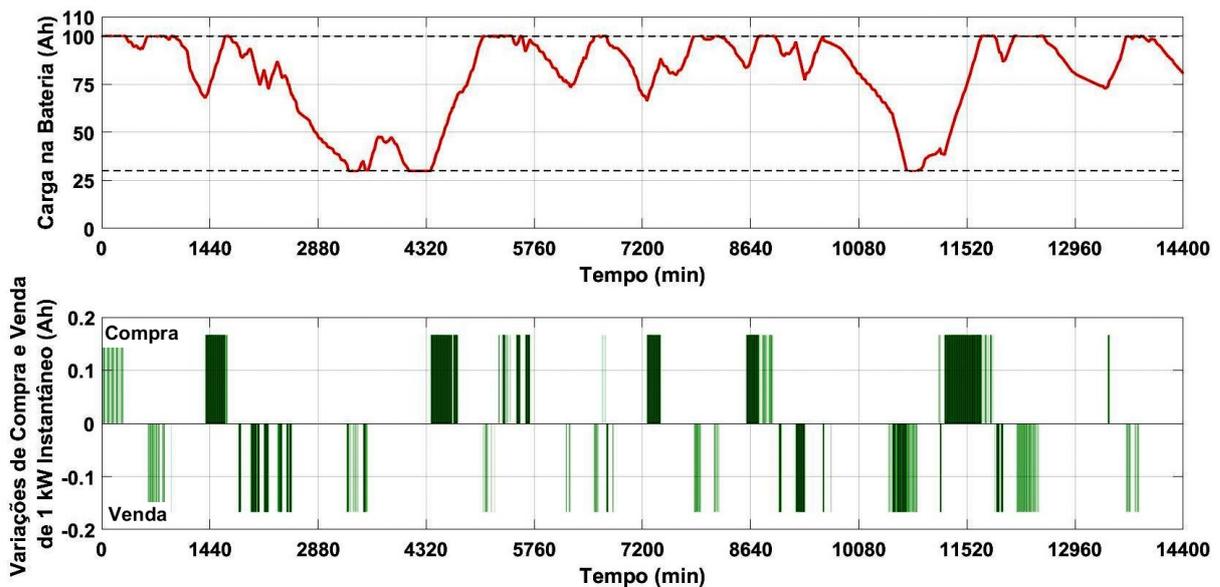


Figura 47 – Carga na bateria (curva em vermelho) e variações de compra e venda de 1 kW instantâneo (curva em verde) para o Caso 1 com gerenciamento.

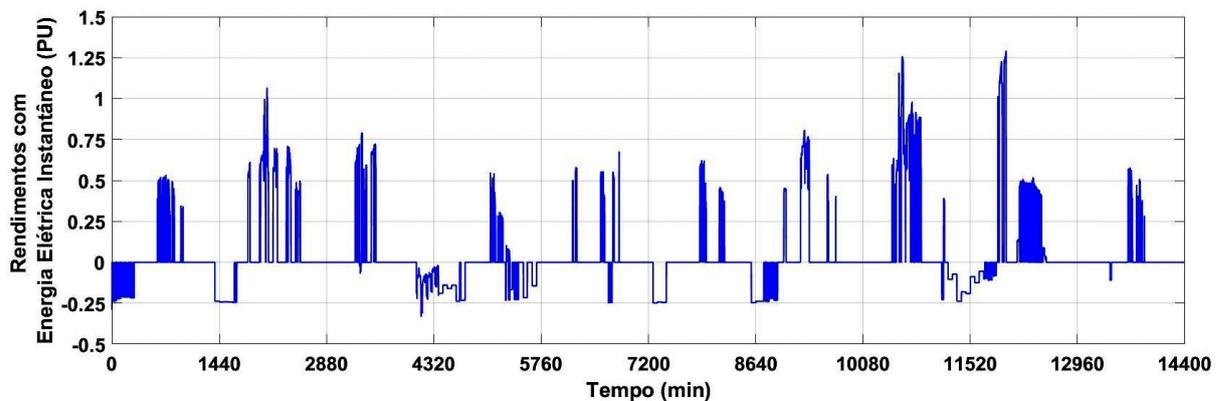


quando a bateria está descarregando, o gráfico do balanço do investimento em energia elétrica é nulo, ou seja, utiliza-se o banco de baterias para suprir a residência e assim não têm gastos comprando energia elétrica da rede. O resultado com gerenciamento é melhor em relação ao caso sem gerenciamento. O Caso 1 estudado na seção anterior (sem gerenciamento) gerou 5,87% do valor base de rendimentos e esse mesmo caso com gerenciamento retornou 37,09%.

3.3.2 Estudo de Caso 2

O Caso 2 é similar em relação ao Caso 1, a diferença é a consideração de dois dias sem radiação solar, logo dois dias sem geração de energia. Utilizando o gerenciamento de

Figura 48 – Balanço do investimento em energia elétrica instantâneo do Caso 1 com gerenciamento.



energia, espera-se que mesmo nessas condições uma diminuição dos gastos ou até mesmo ganhos. Na seção anterior, quando esse cenário foi investigado em uma microrrede sem gerenciamento o rendimento obtido foi -16,32% do valor base, isto é, gastos com energia elétrica. Os dados do consumo da residência, potência gerada pelo sistema fotovoltaico, balanço energético e preço de eletricidade são os mesmo já exibidos pelas Figuras 25, 28, 29 e 46, respectivamente.

A Figura 49 mostra o comportamento da carga na bateria (curva em vermelho) e as variações de compra e venda de 1 kW instantâneo (curva em verde). Observa-se que mesmo com dois dias sem geração, a quantidade de ciclos profundos não é grande. A Figura 50 exibe o balanço do investimento em energia elétrica instantâneo. No quarto e no oitavo dia, quando a geração é nula, as únicas opções são comprar energia da rede ou retirar da bateria. O somatório desses dados (mostrado pela Figura 50) é igual a 134,89, que equivale a 11,22% do valor base. Sendo assim, o rendimento é positivo mesmo com dois dias sem geração.

3.3.3 Estudo de Caso 3

O Caso 3 é o sistema do Caso 1 projetado para gerar 30% de superávit. Esse excedente gerado pode ser usado para carregar as baterias ou vender para a rede, dependendo das condições das variáveis de entrada do mapa de estado da Tabela 6. Espera-se um ganho com energia elétrica consideravelmente maior em comparação com os casos anteriores. Os dados da potência consumida pela casa, potência gerada pelo sistema fotovoltaico, balanço energético e preço de eletricidade são indicados pelas Figuras 25, 38, 39 e 46, respectivamente. Esses dados são os mesmos apresentados na seção sem gerenciamento.

Os resultados da carga na bateria (curva em vermelho) e variações de compra e venda de 1 kW instantâneo (curva em verde) são mostrados pela Figura 51. A Figura 52 exibe o balanço do investimento em energia elétrica. Observa-se a ocorrência maior de

Figura 49 – Carga na bateria (curva em vermelho) e variações de compra e venda de 1 kW instantâneo (curva em verde) para o Caso 2 com gerenciamento.

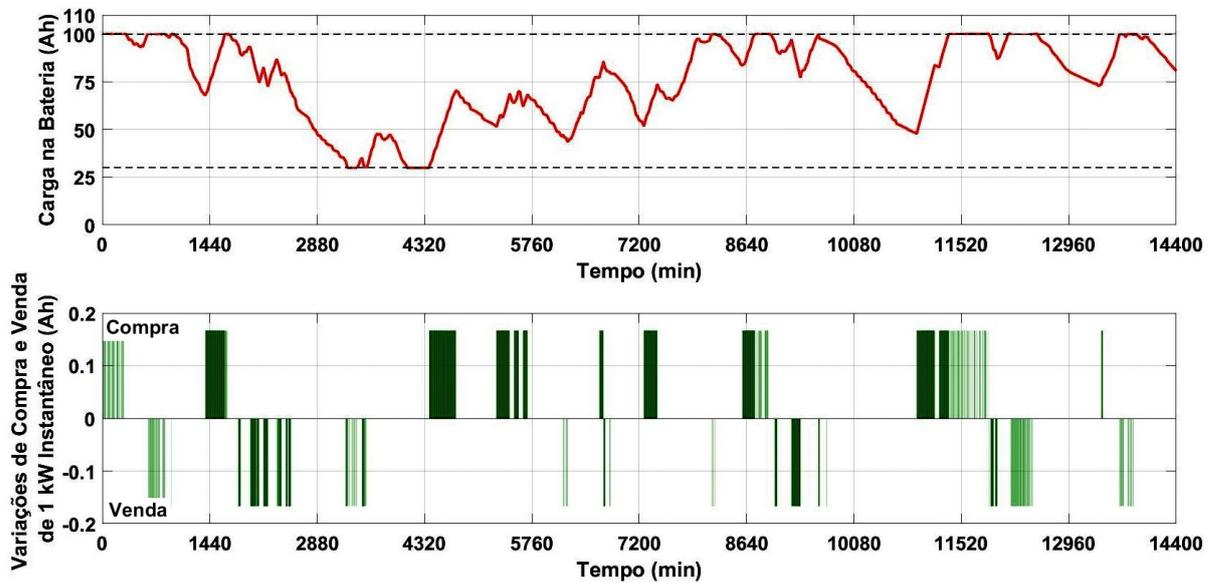
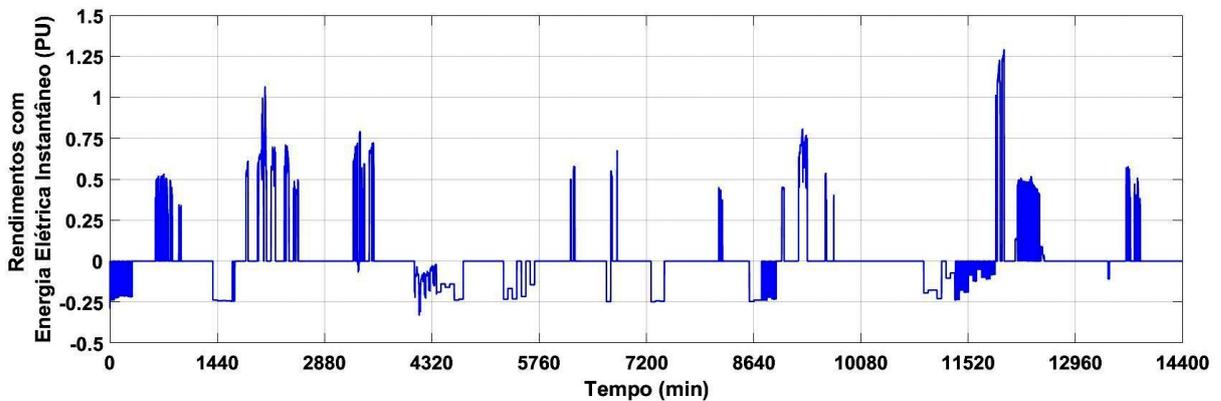


Figura 50 – Balanço do investimento em energia elétrica instantâneo do Caso 2 com gerenciamento.



picos positivos em comparação com os casos anteriores, devido ao superávit de 30% na geração. Somando os dados tem-se o um valor de 853,68, que equivale a 71,03% do valor base. Como era esperado, o ganho financeiro quando é projetado um sistema com 30% de superávit junto com gerenciamento de energia é de fato alto e atrativo. Esse cenário quando não considerava o gerenciamento gerou um retorno de 37,62%, logo com gerenciamento o retorno é de 33,41% a mais. Em termos práticos, significa que se um consumidor tem um gasto de R\$ 300,00 de conta de energia elétrica no mês e adote esse sistema descrito não somente deixará de pagar por energia mas terá um lucro de R\$ 213,09 mensal.

Figura 51 – Carga na bateria (curva em vermelho) e variações de compra e venda de 1 kW instantâneo (curva em verde) para o Caso 3 com gerenciamento.

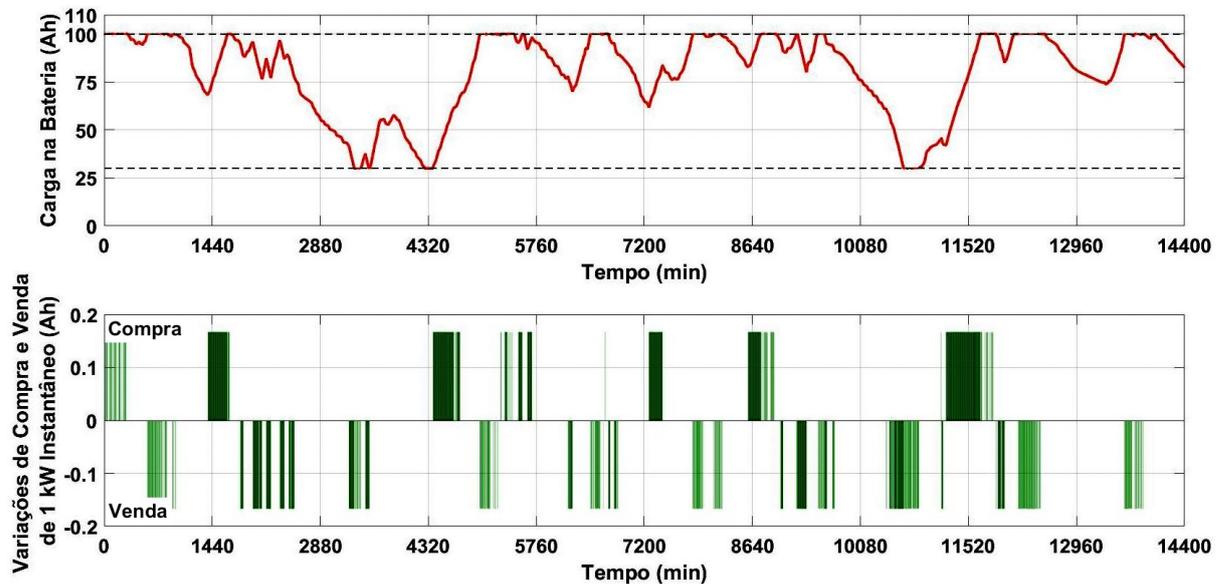
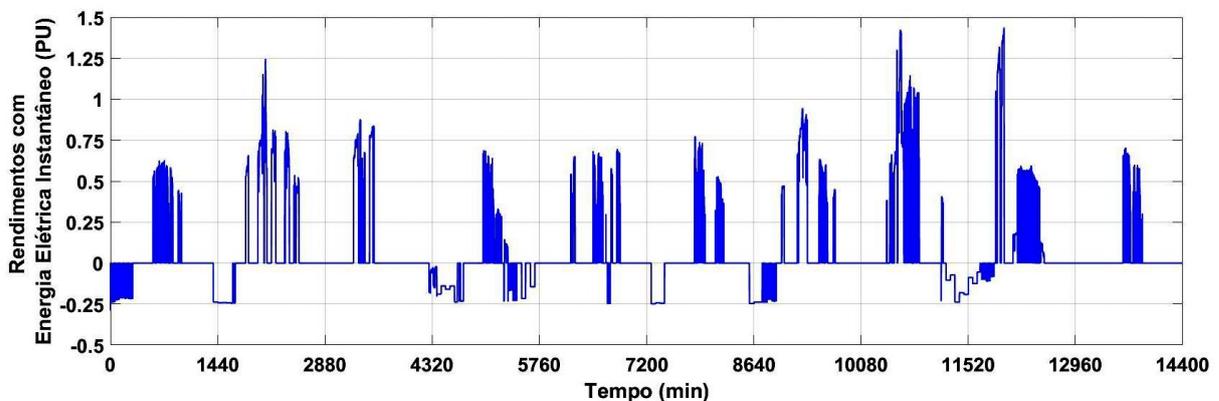


Figura 52 – Balanço do investimento em energia elétrica instantâneo do Caso 3 com gerenciamento.



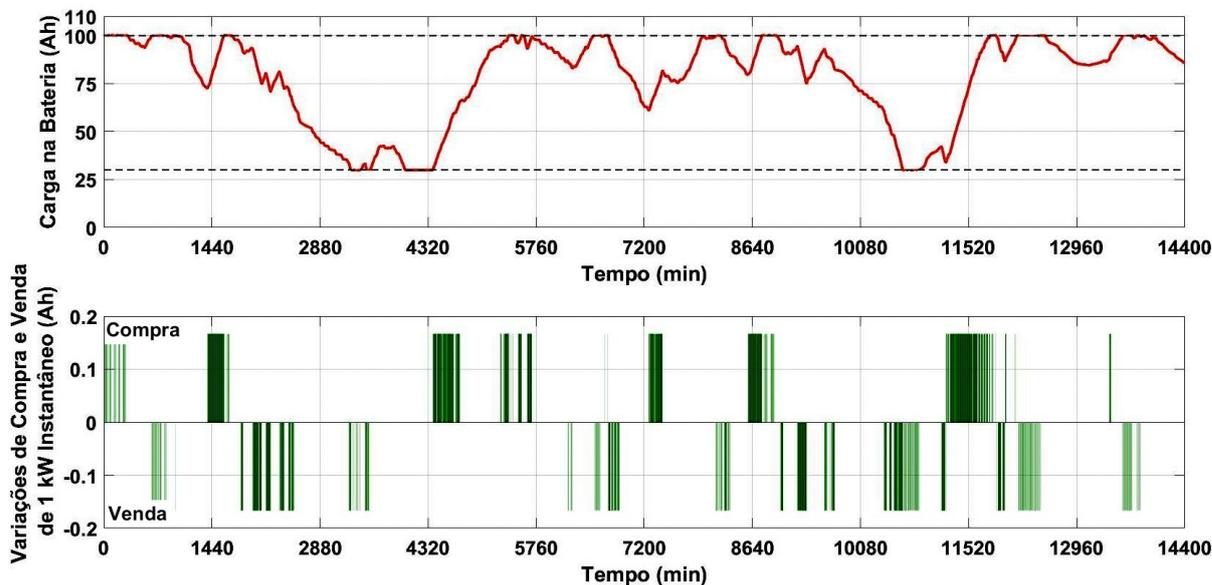
3.3.4 Estudo de Caso 4

O Caso 4 consiste em um sistema de energia solar e eólica acoplado a um banco de baterias de 100 Ah e conectado a rede. O sistema é projetado para gerar no mês a mesma quantidade de energia que é consumida pela residência, isto é 200 kWh/mês. Nesse cenário, 70% da geração provém da energia solar e 30% da energia eólica. O dimensionamento junto com as constantes do modelo já foram apresentados anteriormente. Os resultados a respeito da potência gerada pelo sistema fotovoltaico, pelo sistema eólico, balanço energético e comportamento do preço de eletricidade são mostrados pelas Figuras 30, 31, 32 e 46, respectivamente. Os dados de potência consumida pela residência são exibidos na Figura 25. Esses resultados são os mesmos da microrrede sem gerenciamento.

A Figura 53 exibe os resultados do comportamento da carga na bateria (curva em vermelho) e os momentos de compra e venda de 1 kW instantâneos (curva em verde). Observa-se que no quarto dia a bateria inicia com 30% de carga (limite mínimo) e é carregada até o seu limite máximo (100%). Isso ocorre devido o baixo preço de eletricidade junto com as condições do balanço energético favoráveis. Além disso, observa-se também no quarto dia uma elevada quantidade de vezes em que 1 kW da rede é comprado.

A Figura 54 mostra o balanço do investimento em energia elétrica instantâneo. O quarto dia é o único que não se vende energia a rede. Nesse dia, como o preço de eletricidade está baixo e a carga da bateria também, então é vantajoso comprar da rede para carregar a bateria. Somando os valores instantâneos dos dez dias tem-se o rendimento total com energia, que é igual a 431,80. Esse valor corresponde a 35,93% do valor base. Sendo assim, mesmo sem superávit os ganhos financeiros com gerenciamento de energia são elevados. O Caso 4 simulado sem gerenciamento na seção anterior gerou um ganho de 3,43% do valor base e com 30% de superávit (Caso 5) um ganho de 35,19%. Portanto, os ganhos gerados com gerenciamento são superiores inclusive de sistemas com superávit sem gerenciamento.

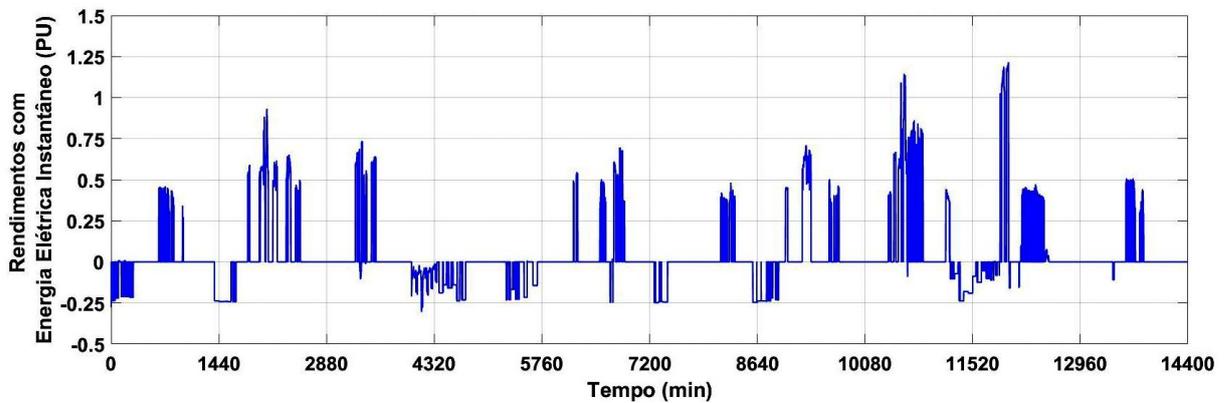
Figura 53 – Carga na bateria (curva em vermelho) e variações de compra e venda de 1 kW instantâneo (curva em verde) para o Caso 4 com gerenciamento.



3.3.5 Estudo de Caso 5

O Caso 5 é o sistema do Caso 4 projetado para gerar 30% a mais do que a demanda, isto é, um excedente de 30% na geração. Sendo assim, é esperado um retorno financeiro maior em relação ao Caso 4 e inclusive do Caso 5 sem gerenciamento, estudado na seção anterior. Os dados da potência consumida pela residência durante os dez dias são mostrados

Figura 54 – Balanço do investimento em energia elétrica instantâneo do Caso 4 com gerenciamento.



na Figura 25. Os dados de potência gerada pelo sistema solar, eólico, balanço energético e preço de eletricidade são exibidos pelas Figuras 42, 43, 44 e 46, respectivamente. A geração provém 70% da energia solar e 30% da energia eólica, como no Caso 4.

A Figura 55 mostra os resultados da carga na bateria (curva em vermelho) e das variações de compra e venda de 1 kW instantâneo (curva em verde). O balanço do investimento em energia elétrica instantâneo é exibido pela Figura 56. O somatório desses dados resulta em 831,89, logo um ganho equivalente a 69,21% do valor base. Em comparação com o Caso 5 sem gerenciamento, os rendimentos dobraram aproximadamente. No Caso 5 sem gerenciamento o rendimento gerado foi 35,19% e com gerenciamento 69,21%.

Figura 55 – Carga na bateria (curva em vermelho) e variações de compra e venda de 1 kW instantâneo (curva em verde) para o Caso 5 com gerenciamento.

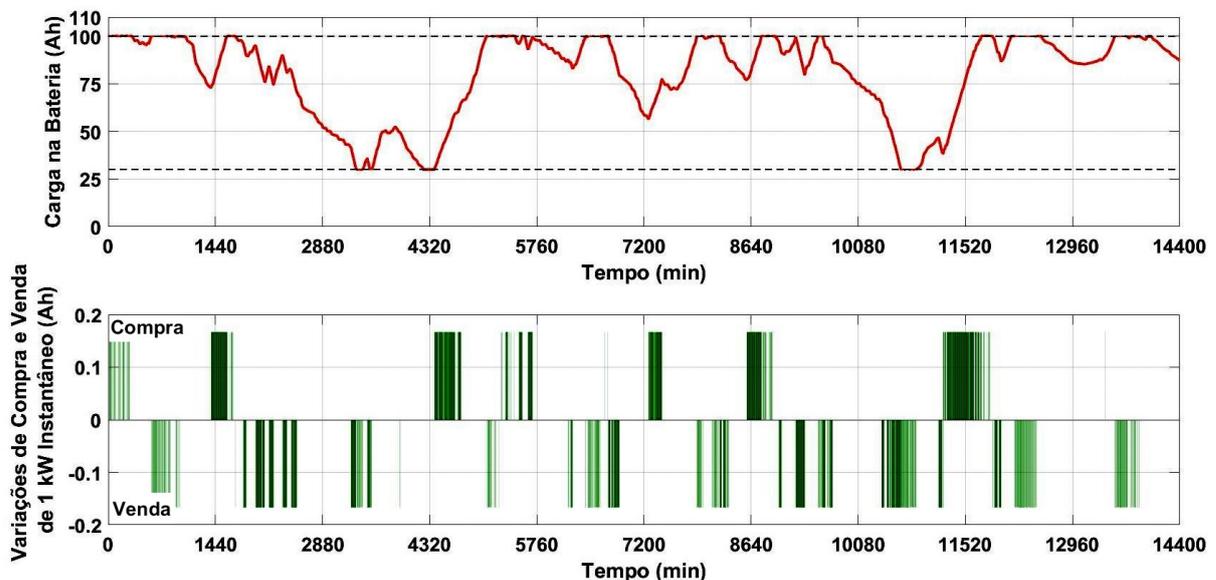
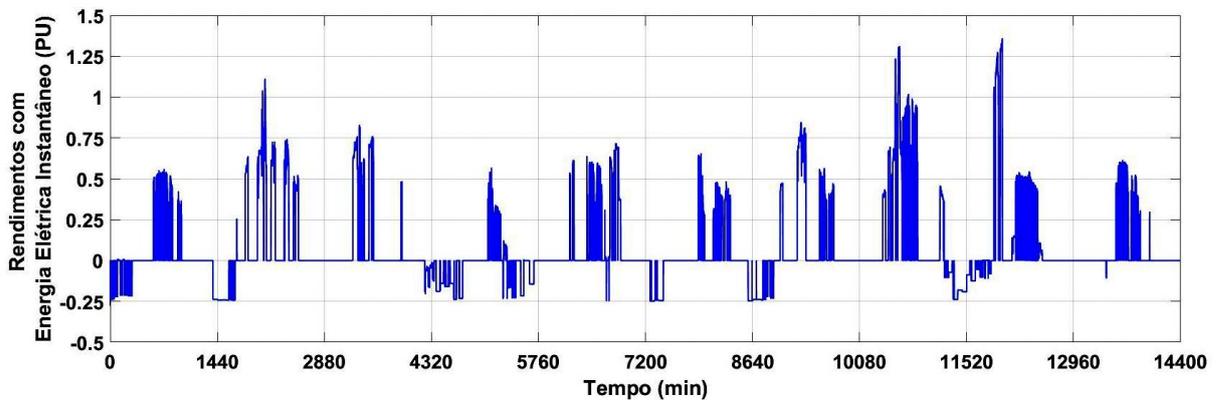


Figura 56 – Balanço do investimento em energia elétrica instantâneo do Caso 5 com gerenciamento.



3.3.6 Resumo dos Resultados

Novamente os resultados, de forma detalhada, dos Casos 6 - 10 (demanda de 400 kWh/mês) foram omitidos. A ideia é investigar o comportamento da microrrede com gerenciamento quando tem-se um aumento na demanda. Os resultados desses cenários são mostrados em tabela e comparados com os Casos 1 - 5. A metodologia aplicada em todos os casos é a mesma, ou seja, independe da demanda.

A Tabela 7 mostra o resumo dos resultados de todos os casos estudados com gerenciamento de energia. A quantidade de baterias é constante, pois adotou-se em todos os cenários uma capacidade de 100 Ah. O número de painéis fotovoltaicos depende do valor máximo gerado em cada caso. Na coluna "Rendimentos (%)" exibe se o sistema gerou ganhos (sinal positivo) ou gastos (sinal negativo) com energia elétrica. Observa-se que o único caso que teve gasto foi o Caso 7, devido a falta de geração em dois dias. O maior rendimento foi gerado pelo cenário de teste do Caso 3 (71,03%), sistema projetado apenas com energia solar e com 30% de superávit.

Ao comparar os Casos 1 a 5 com os Casos 6 a 10, tem-se uma redução dos rendimentos em todos os cenários de 6 a 10. Isso é devido ao aumento na demanda, que passou de 200 kWh/mês para 400 kWh/mês e pelo fato da capacidade máxima do banco de baterias permanecer 100 Ah.

Tabela 7 – Resultados microrrede com gerenciamento conectada a rede.

Casos	Rendimentos (%)	Quantidade de Paineis	Quantidade de Baterias
Caso 1	37,09	6	10
Caso 2	11,22	6	10
Caso 3	71,03	8	10
Caso 4	35,93	4	10
Caso 5	69,21	6	10
Caso 6	20,26	11	10
Caso 7	-1,41	11	10
Caso 8	52,55	14	10
Caso 9	19,20	8	10
Caso 10	50,80	11	10

4 Conclusão

Sem dúvida a participação de fontes renováveis na matriz global de energia vem crescendo com o passar dos anos. As fontes renováveis de geração vem ganhando destaque devido ao apelo da sociedade mundial por um mundo ambientalmente sustentável, facilidade de instalação, manutenção, diversificação na geração e além de incentivos governamentais. Outro assunto que vem se destacando atualmente, é o sobre microrredes CC. Microrredes CC são caracterizadas por fontes renováveis, cargas locais, presença de barramento CC, conexão ou não com a rede, conversores, controladores e elementos armazenadores. A principal vantagem é a facilidade de interação com GD. Nesse contexto, foi simulado uma microrrede e três cenários foram investigados, isolada, conectada a rede sem e com gerenciamento de energia.

O principal objetivo deste trabalho foi o gerenciamento do fluxo de energia em microrredes CC de forma a obter ganhos financeiros. Portanto, considerou-se fontes renováveis (solar e eólica), banco de baterias, cargas locais e a opção de conectar com a rede ou não. A princípio foi investigado o caso isolado, logo o sistema era composto por GD, banco de baterias e cargas locais. A partir das simulações foi possível dimensionar a capacidade mínima da bateria para atender cada caso estudado e a quantidade de painéis fotovoltaicos. O resumo dos resultados foi mostrado pela Tabela 4. Foi visto que dependendo do caso a bateria tinha que ser super dimensionada para conseguir suprir faltas de geração. No caso isolado, não faz sentido em tratar os ganhos financeiros com energia elétrica, pois não existe conexão com a rede, logo não tem gastos, porém também não tem ganhos. A grande vantagem desse sistema é a total independência da rede, entretanto é necessário investir em baterias.

O estudo da microrrede conectada a rede sem gerenciamento foi importante para comparar com os resultados com gerenciamento. Nesse cenário o sistema era composto por GD, cargas locais e conexão com a rede. A Tabela 5 mostrou o resumo dos resultados de todos os casos estudados. Somente em dois cenários não resultaram em ganhos, mas conseguiram reduzir consideravelmente os gastos. O maior lucro, como era esperado, ocorreu quando foram projetados sistemas com superávit. A vantagem da microrrede sem gerenciamento é que o sistema não utiliza baterias, logo o investimento é menor. Entretanto, os ganhos são inferiores e o sistema ainda depende da rede.

A microrrede com gerenciamento conseguiu potencializar os ganhos financeiros em todos os cenários estudados. Isso foi possível devido a inserção de baterias junto com o algoritmo de gerenciamento e a aplicação dos conceitos da *smart grid*. Com a rede inteligente os consumidores podem decidir o melhor momento de gerar ou armazenar energia e comprar ou vender eletricidade da rede. Foi considerado que o preço de eletricidade altera de acordo com a demanda e a possibilidade de vender energia para a rede, como

já acontece em outros países. O algoritmo de gerenciamento elaborado nesse trabalho busca a melhor ação de todas as situações possíveis. O mapa de estado mostrado na Tabela 6 exibe as decisões que são tomadas de acordo com as condições de cada variável de entrada. A Tabela 8 mostra os resultados da microrrede com gerenciamento e sem gerenciamento. Os ganhos financeiros são maiores em todos os casos quando considera-se uma microrrede com gerenciamento. Portanto, o gerenciamento de energia mostrou eficaz e além de potencializar os ganhos financeiros, dependendo da carga na bateria, o sistema ainda pode operar caso tenha uma falta de energia por parte da rede.

Em relação as considerações futuras, foi visto que devido a amostragem de uma vez por minuto, o algoritmo de gerenciamento toma uma decisão a cada minuto. Isso na prática não seria viável devido a rapidez que os equipamentos deveriam mudar de estado. Por exemplo, quando o sistema opera nas regiões limites do preço, decisões diferentes são tomadas, logo se em um minuto a ação era de retirar 1 kW da bateria e no minuto seguinte de não retirar energia da bateria isso poderá danificar o equipamento. Em outras palavras, foi observado oscilações em tempos curtos na bateria. Uma forma de contornar esse problema é estipular níveis com histerese, isto é, "suavizar" os limites de forma a diminuir as oscilações de liga e desliga, por exemplo.

Tabela 8 – Comparação dos resultados da microrrede com gerenciamento e sem gerenciamento.

Casos	Rendimentos sem Gerenciamento (%)	Rendimentos com Gerenciamento (%)
Caso 1	5,87	37,09
Caso 2	-16,32	11,22
Caso 3	37,62	71,03
Caso 4	3,43	35,93
Caso 5	35,19	69,21
Caso 6	5,87	20,26
Caso 7	-16,32	-1,41
Caso 8	37,62	52,55
Caso 9	3,43	19,20
Caso 10	35,19	50,80

Referências

- ALVES, J. J. A. Análise regional da energia eólica no Brasil. *Revista Brasileira de Gestão e Desenvolvimento Regional*, v. 6, n. 1, p. 165–188, abr. 2010. 10
- ANEEL. *Resolução normativa n. 482, de 17 de abril de 2012*. [S.l.], 2012. 2
- ANEEL. *Evolução da Energia Eólica no Brasil*. 2016. Disponível em: <[http : www.aneel.gov.br/aneel – essencial/ – /asset_publisher/cAM6OIOMkLad/content/evolucao – da – energia – eolica – no – brasil?inheritRedirect = false](http://www.aneel.gov.br/aneel-essencial/-/asset_publisher/cAM6OIOMkLad/content/evolucao-da-energia-eolica-no-brasil?inheritRedirect=false)>. 9, 10
- ANEEL. *A Tarifa de Energia Elétrica*. 2016. Disponível em: <[http : //www.aneel.gov.br/tarifas](http://www.aneel.gov.br/tarifas)>. 29
- BASTOS, R. F. *Sistema de Gerenciamento para Carga e Descarga de Baterias (Chumbo-ácido) e para Busca do Ponto de Máxima Potência Gerada em Painéis Fotovoltaicos Empregados em Sistema de Geração Distribuída*. Dissertação (Mestrado) — USP São Carlos, 2013. 15
- BASTOS, R. F. *Sistema de Gerenciamento para a Integração em CC de Fontes Alternativas de Energia e Armazenadores Híbridos Conectados a Rede de Distribuição via Conversores Eletrônicos*. Tese (Doutorado) — USP São Carlos, 2016. 5, 6, 7, 11, 12, 13, 14, 15, 17, 19, 20, 21, 25, 26
- BHATT, J.; SHAH, V.; JANI, O. An instrumentation engineer’s review on smart grid: Critical applications and parameters. *RENEWABLE & SUSTAINABLE ENERGY REVIEWS*, v. 40, p. 1217–1239, 2014. 4, 5
- BIGGI, R. R. *O uso da luz solar como fonte de energia elétrica através de sistema fotovoltaico*. 2013. 8
- BOLZON, A. da S. *Estudo e implementação de um conversor bidirecional CC-CA monofásico de dois estágios como interface entre uma nanorede e a rede elétrica*. Dissertação (Mestrado) — UFMG, 2014. 3
- CEMIG. *Bandeiras Tarifárias*. 2018. Disponível em: <[http : //www.cemig.com.br](http://www.cemig.com.br)>. 28
- CHMIELEWSKI, D. J. Smart grid: The basics - what? why? who? how? *Chem. Eng. Prog.*, p. 28–34, ago. 2014. 4, 5, 50
- COELHO, K. D. *Estudo de uma Fonte Ininterrupta de Corrente contínua de Baixa Potência Gerenciada por um Microcontrolador*. Dissertação (Mestrado) — UFSC, 2001. 13
- DRAGICEVIC, T. et al. Dc microgrids-part i: A review of control strategies and stabilization techniques. *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 31, n. 7, p. 4876–4891, 2016;. 19, 20, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28
- DRAGICEVIC, T. et al. Dc microgrids-part ii: A review of power architectures, applications, and standardization issues. *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 31, n. 5, p. 3528–3549, 2016. 17

- EIA. *International Energy Outlook 2013*. [S.l.], 2013. 1, 30
- Empresa de Pesquisa Energetica. *Plano decenal de expansão da energia 2024*. Brasília, Brasil, 2015. 2
- Empresa de Pesquisa Energética. *Estudos da demanda de energia: Demanda de energia 2050*. [S.l.], 2014. DEA 13/14. 2
- FIGUEIRA, F. F. *Dimensionamento de um sistema fotovoltaico conectado à rede para alimentar a sala de computação da escola municipal Tenente Antônio João*. 2014. 8
- FRANCO, J. C.; SILVA, N. C. L. Utilização de energia solar na iluminação pública. 2010. 6
- FREEDOM. *Catalogo Tecnico Bateria Estacionaria*. [S.l.], 2018. 13
- Grupo de Trabalho de Redes Eletricas Inteligentes. *Smart Grid*. [S.l.], 2010. 3, 4, 5
- GUERRERO, J. M. et al. Hierarchical control of droop-controlled ac and dc microgrids - a general approach toward standartization. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 58, n. 1, p. 158–172, 2011. 20
- GWEC. *Global Wind Report 2016*. [S.l.], 2016. 10
- HART, D. W. *Eletrônica de Potência, análises e projetos de circuitos*. [S.l.]: bookman, 2012. 18
- HUAYLLAS, T. E. del C.; RAMOS, D. S.; VASQUEZ-ARNEZ, R. L. Microgrid systems: Current status and challenges. *2010 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America*, p. 7–12, 2010. 3
- IOV, F. et al. Power electronics and control of renewable energy systems. *7th International Conference on Power Electronics and Drive Systems (PEDS)*, p. 6–28, nov. 2007. 2
- LESSETER, R. H. Smart distribution: Coupled microgrids. *Proceedings of the IEEE*, v. 99, p. 1074–1082, 2011. 3
- LINDER, S. Energy storage and hvdc: The backbones of a future with more than 30 *2012 Power Electronics South America*, 2012. 2
- MAKONIN, S. *AMPds2: The Almanac of Minutely Power dataset (Version 2)*. Harvard Dataverse, 2016. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.7910/DVN/FIE0S4>>. 22
- MAKONIN, S. et al. Electricity, water, and natural gas consumption of a residential house in canada from 2012 to 2014. *Nature, Scientific Data*, jun. 2016. 20, 22, 34
- MAZUMDER, S. K.; TAHIR, M.; ACHARYA, K. Master-slave current-sharing control of a parallel dc-dc converter system over an rf communication interface. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 55, n. 1, p. 59–66, 2008. 19
- MOCAMBIQUE, N.; MACHADO, R.; OLIVEIRA, V. A fuzzy pd-pi control strategy to track the voltage references of photovoltaic arrays. *Control and Automation (ICCA)*, p. 1162–1167, 2011. 2011 9th IEEE Internacional Conference on. 5

- NEWKIRK, M. *How Solar Power Works, On-Grid, Off-Grid And Hybrid*. 2014. Disponível em: <<http://www.cleanenergyreviews.info/blog/2014/5/4/how-solar-works>>. 8, 9
- NREL. *National Renewable Energy Laboratory*. [S.l.], 2018. 21
- OLIVEIRA, T. de; DONOSO-GARCIA, P. Perspectives for dc distribution adoption in brazil. *IEEE First International Conference on DC Microgrids (ICDCM)*, p. 359–364, jun. 2015. 1, 2, 4
- OLIVEIRA, T. R. de. *Distribuição local de energia em corrente contínua: Estudo, desenvolvimento e implementação de um protótipo de nanorrede c.c. dedicado aos setores residencial e comercial*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Minas Gerais, 2016. 1, 2, 3, 4, 6, 13, 17, 18, 19, 20, 22
- PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*. [S.l.], 2014. 7, 8
- PJM. *Daily Real Time LMP*. 2018. Disponível em: <<http://www.pjm.com/markets-and-operations/energy/real-time/lmp.aspx>>. 30, 31, 41
- PUGLIESE, H.; KANNEWURFF, M. V. Discovering dc: A primer on dc circuit breakers, their advantages and design. *IEEE Industry Applications Magazine*, v. 19, p. 22–28, out. 2013. 4
- REIS, A. *Uma Contribuição para o Controle Operativo de Unidades Eólicas: Modelagem, Regulação de Tensão e Minimização das Distorções Harmônicas*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Uberlândia, 2015. 11
- SILVA, F. S. F. e. *Inversor Bidirecional para Controle de Potência em Minirredes com Geração Distribuída*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Maranhão, abr. 2014. 18, 19
- TESLA. *Powerwall overview welcome guide*. [S.l.], 2018. 14
- VILLALVA, M.; GAZOLI, J.; FILHO, E. Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays. *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 24, n. 5, p. 1198–1208, 2009. 6

5 Apêndice

5.1 Resultados Microrrede com Gerenciamento

A seguir será mostrado em uma mesma figura o balanço energético, o preço de eletricidade, a carga na bateria e o balanço do investimento em energia elétrica instantâneo de todos os casos estudados. Lembre-se que os limites escolhidos foram: 0,25 PU como o limite baixo e 0,35 PU como o limite alto para o preço de eletricidade e 100 Ah como o limite alto e 30 Ah como o baixo para a carga na bateria.

Figura 57 – Resultado completo do Caso 1 com gerenciamento.

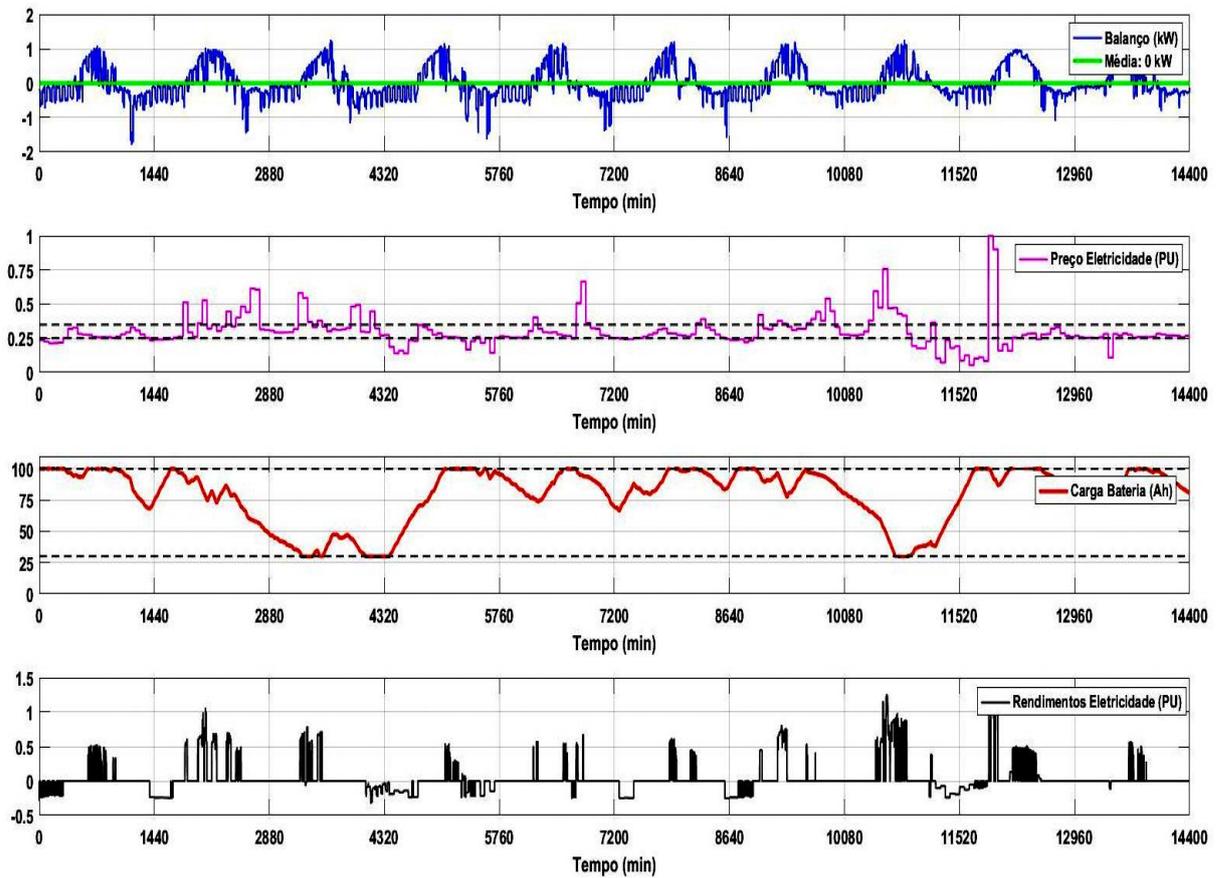


Figura 58 – Resultado completo do Caso 2 com gerenciamento.

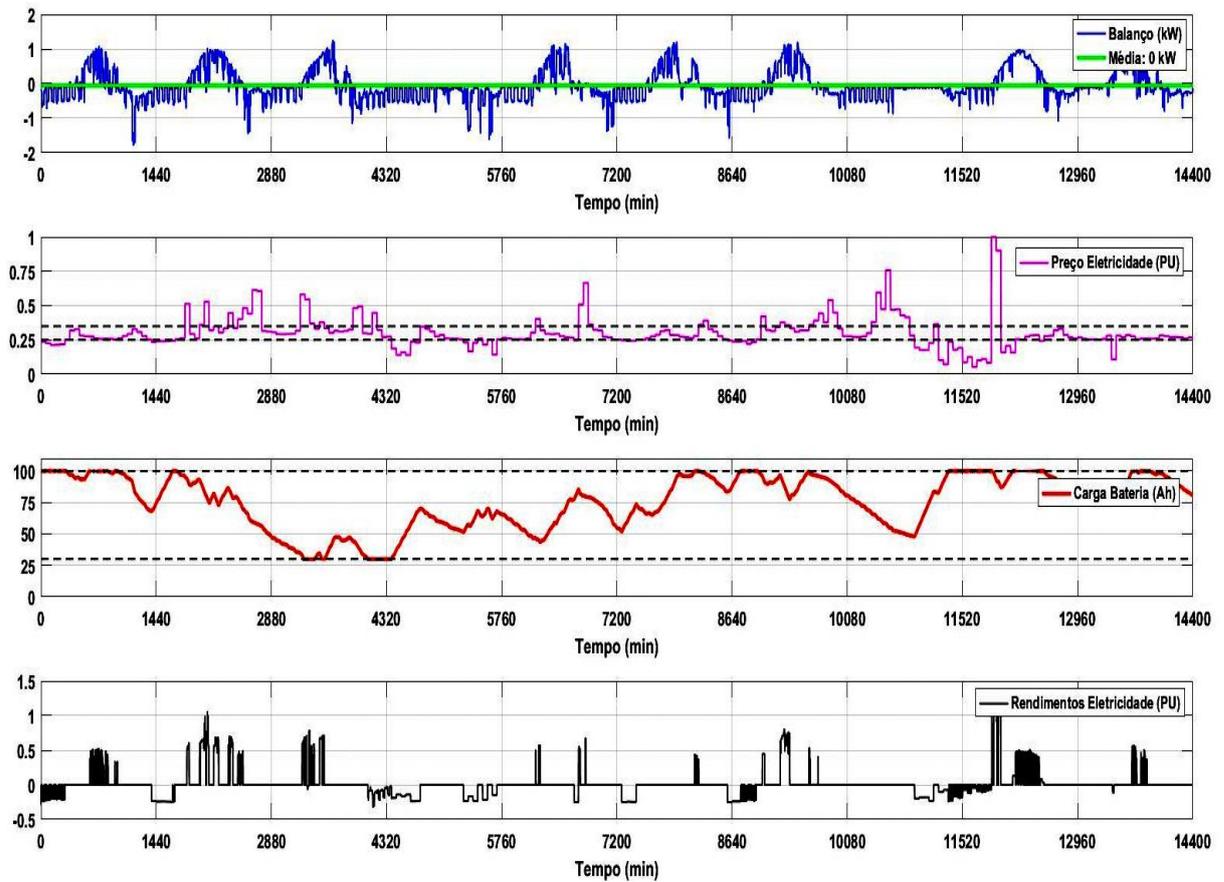


Figura 59 – Resultado completo do Caso 3 com gerenciamento.

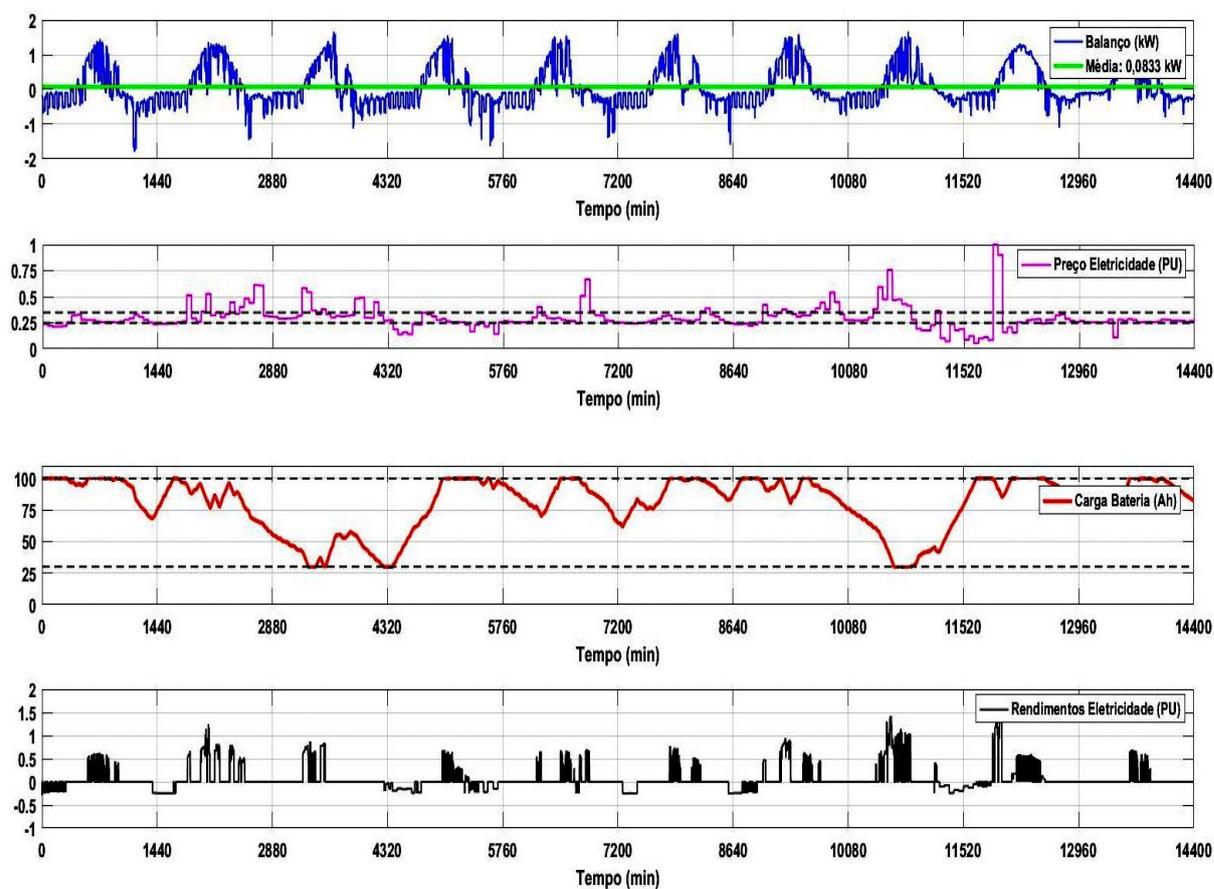


Figura 60 – Resultado completo do Caso 4 com gerenciamento.

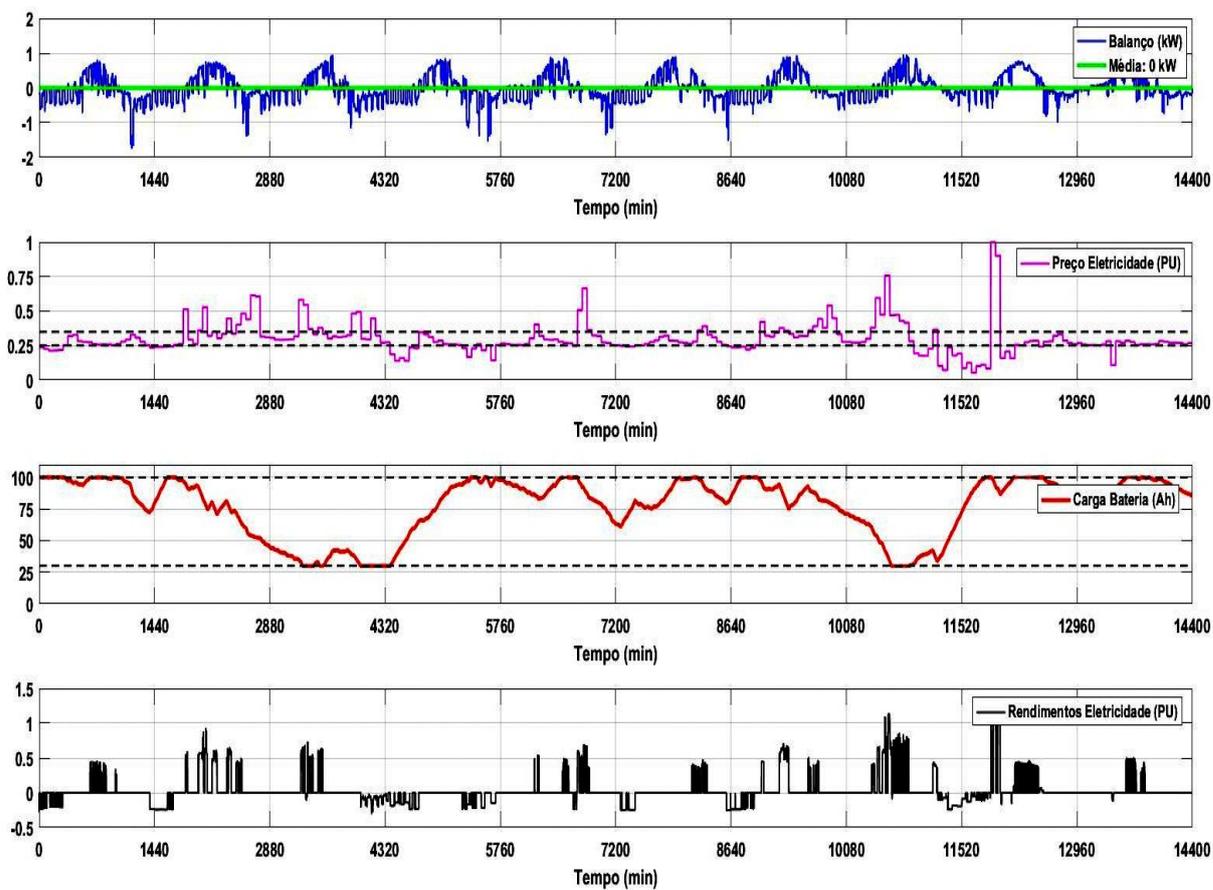


Figura 61 – Resultado completo do Caso 5 com gerenciamento.

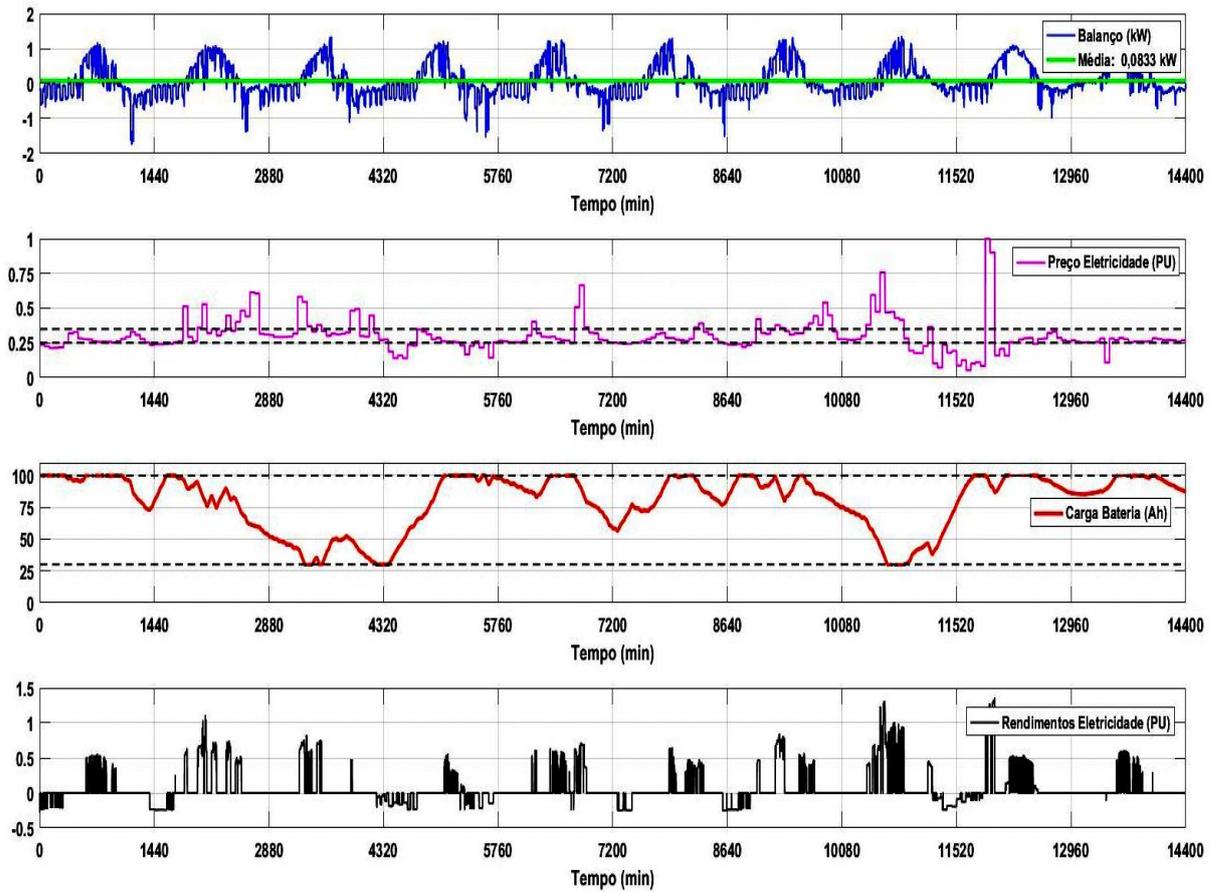


Figura 62 – Resultado completo do Caso 6 com gerenciamento.

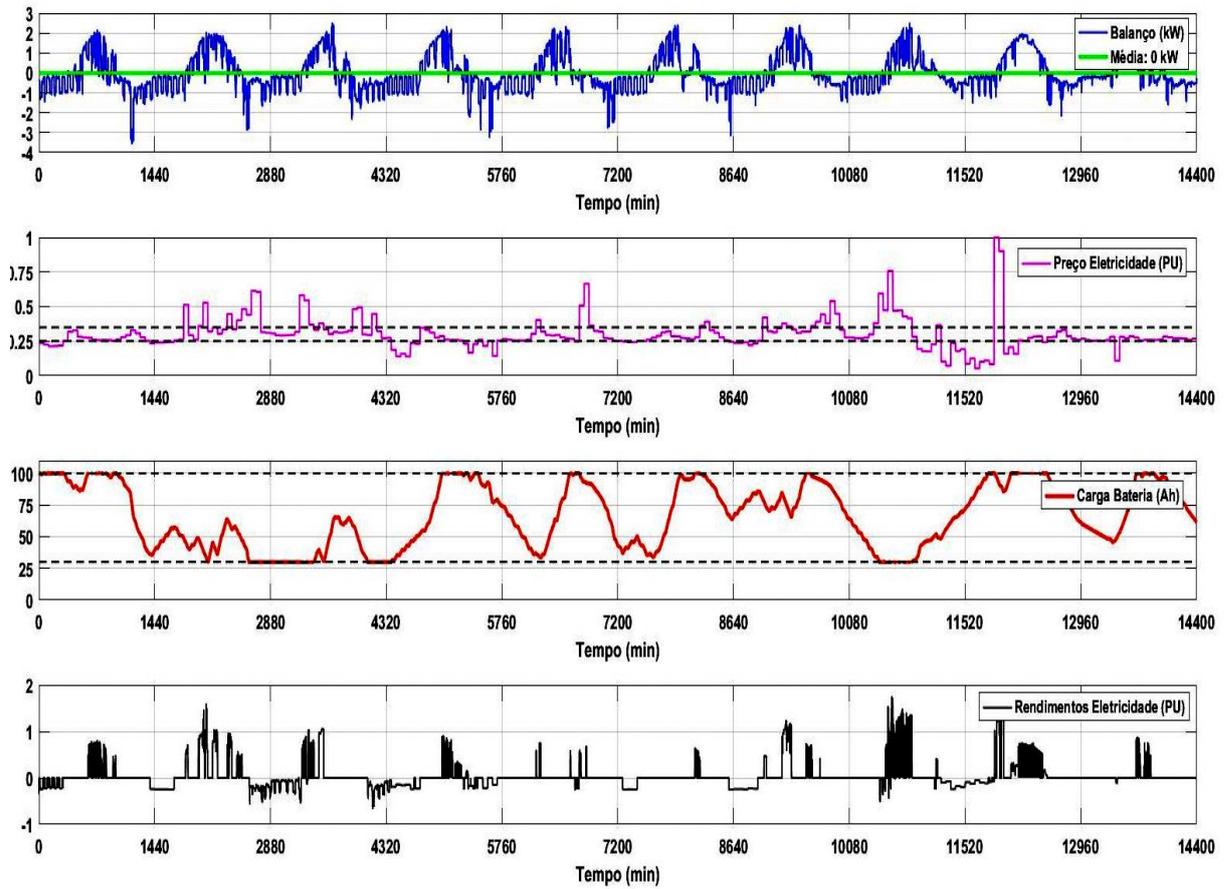


Figura 63 – Resultado completo do Caso 7 com gerenciamento.

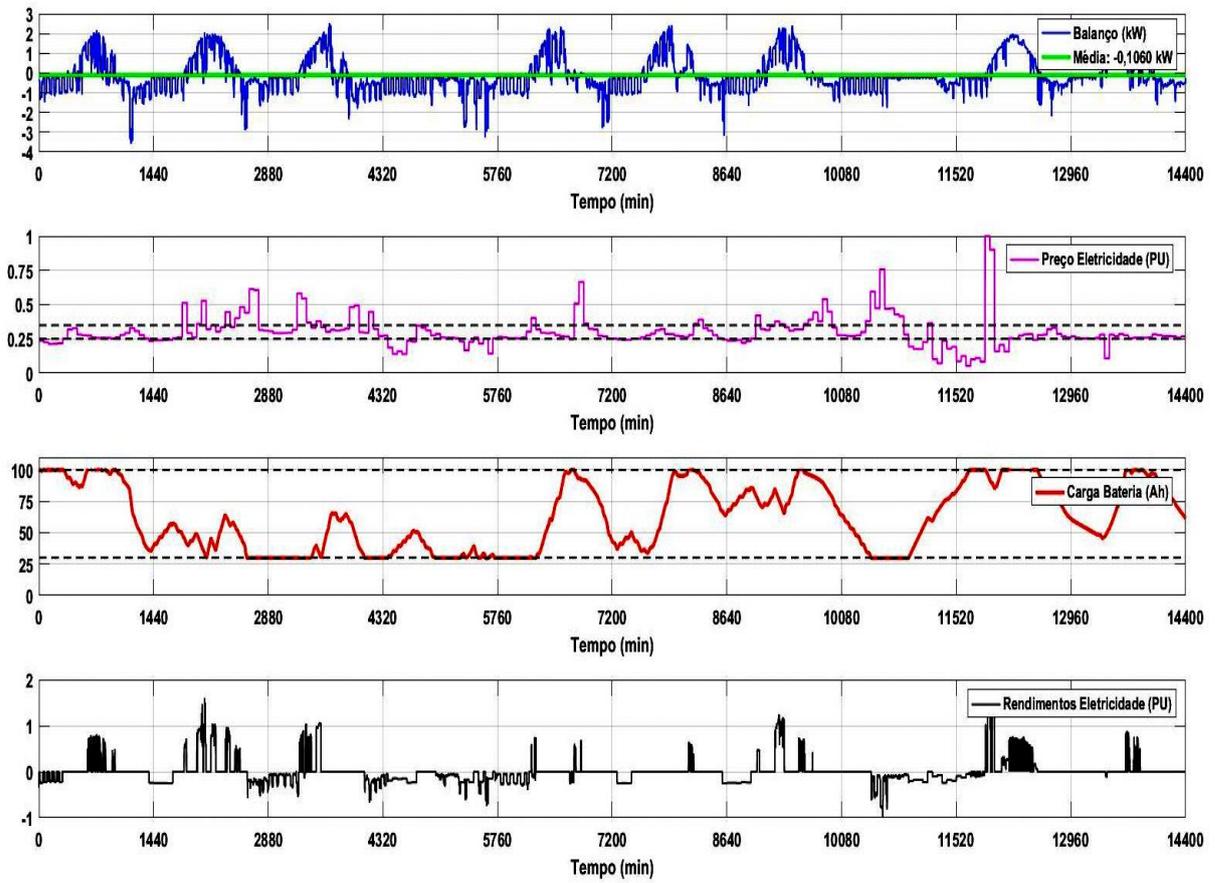


Figura 64 – Resultado completo do Caso 8 com gerenciamento.

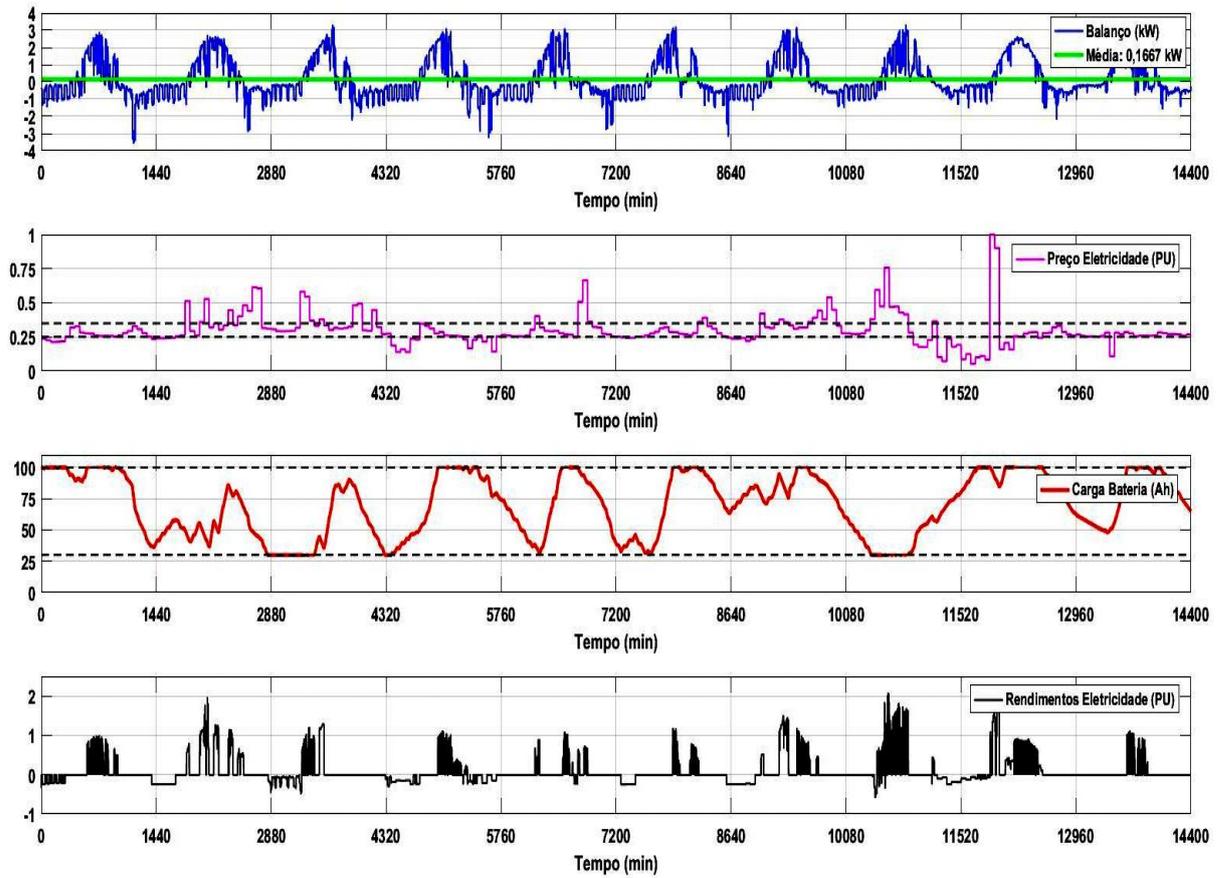


Figura 65 – Resultado completo do Caso 9 com gerenciamento.

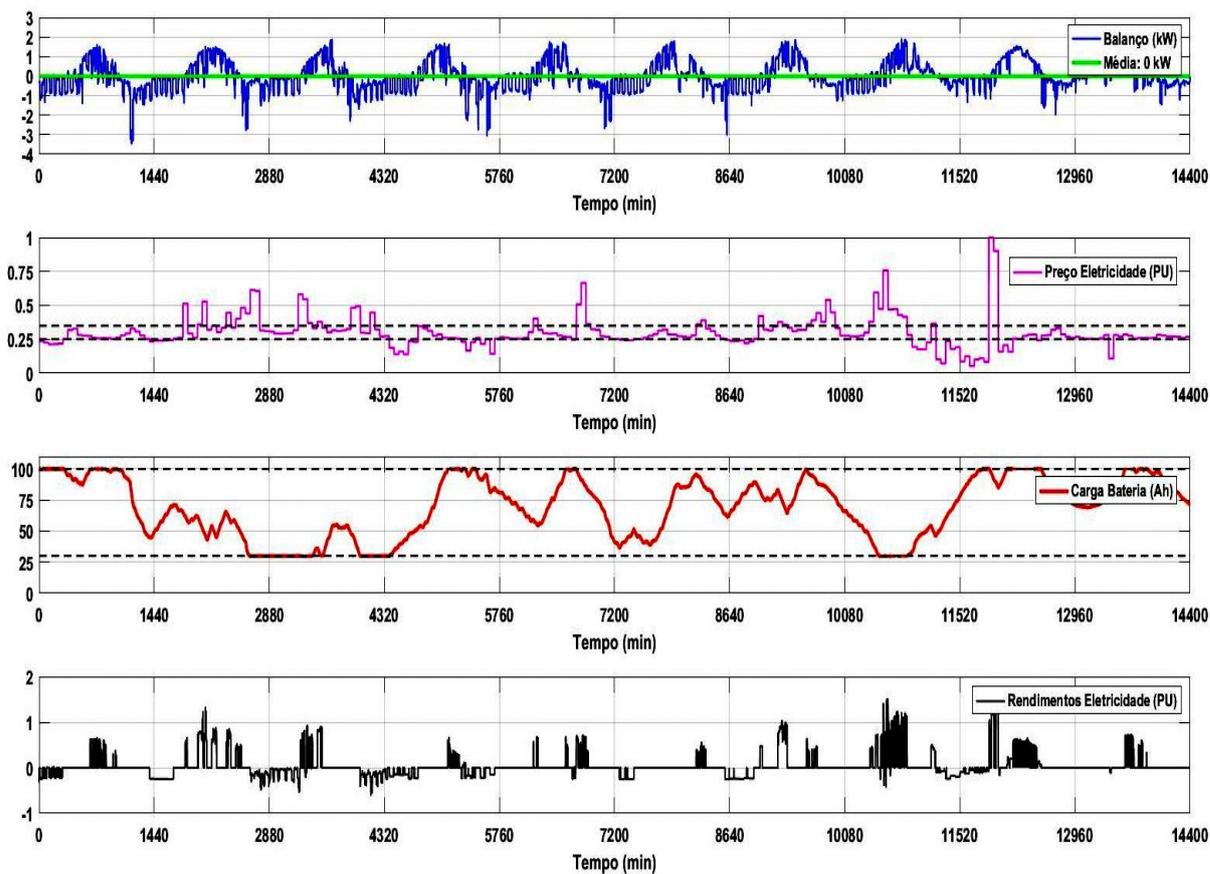
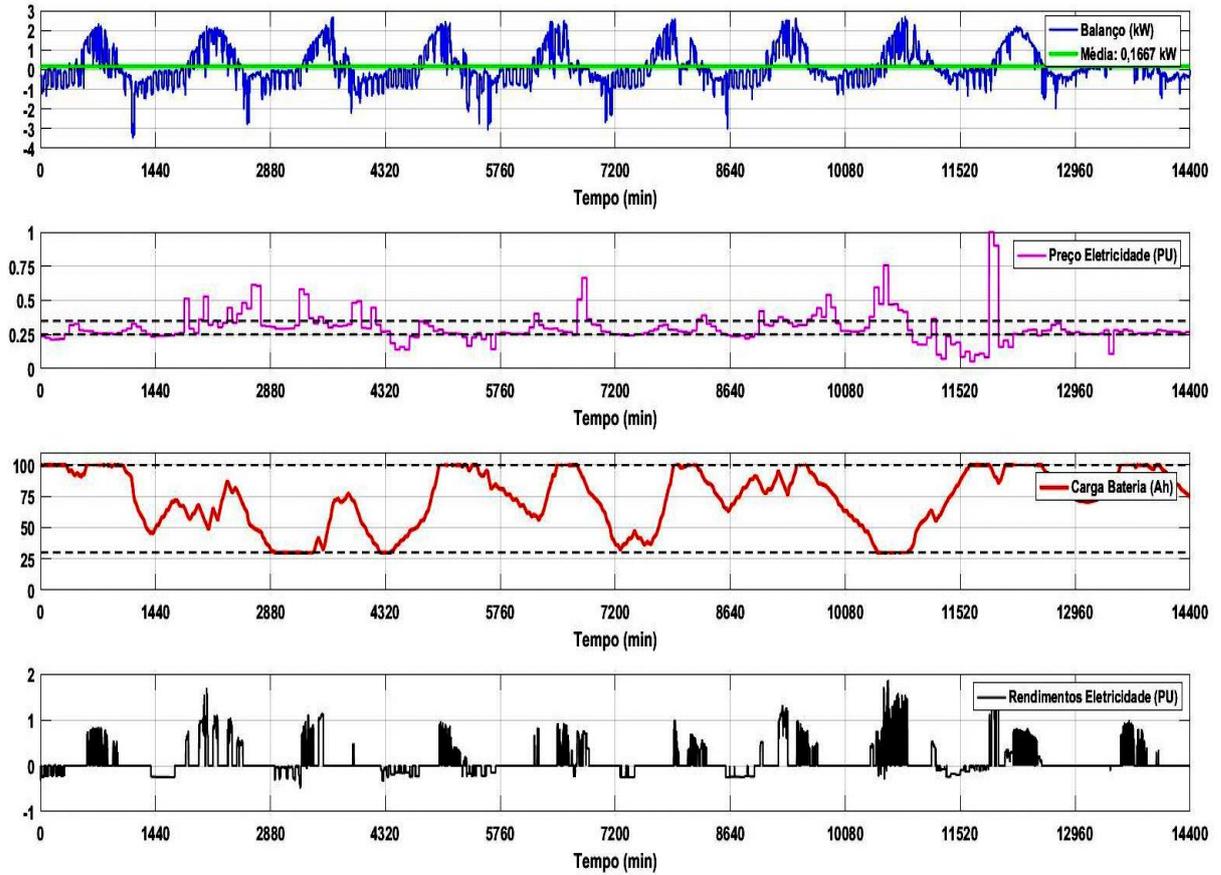


Figura 66 – Resultado completo do Caso 10 com gerenciamento.



5.2 Outros Testes

Como uma forma de incentivar ainda mais a geração distribuída, o preço da venda de energia produzida por fontes renováveis poderia ser maior em relação ao da compra. Nesse contexto, a Tabela 9 mostra os resultados da microrrede com gerenciamento de todos os casos quando é dado um incentivo de 10% a mais no preço da venda de eletricidade. Observa-se que esses resultados são comparados com os resultados sem incentivo.

Tabela 9 – Comparação dos rendimentos em energia elétrica da microrrede com gerenciamento sem incentivo e com incentivo.

Casos	Rendimentos sem Incentivo (%)	Rendimentos com Incentivo (%)
Caso 1	37,09	44,00
Caso 2	11,22	16,00
Caso 3	71,03	81,03
Caso 4	35,93	42,46
Caso 5	69,21	78,78
Caso 6	20,26	24,91
Caso 7	-1,41	2,19
Caso 8	52,55	59,92
Caso 9	19,20	23,42
Caso 10	50,80	57,68

Nas simulações da seção da microrrede com gerenciamento considerou-se que o estado inicial da bateria era a sua capacidade máxima, ou seja, 100 Ah. Na Tabela 10 mostra os resultados dos casos quando é considerado a metade da capacidade máxima, isto é, 50 Ah como o estado inicial. Observa-se que a carga inicial na bateria afeta os rendimentos com energia elétrica. Em todos os cenários, quando o estado inicial da bateria era 50 Ah, os rendimentos foram inferiores em relação ao estado inicial igual a 100 Ah.

Tabela 10 – Comparação dos rendimentos em energia elétrica da microrrede com gerenciamento para diferentes valores de estado inicial da bateria.

Casos	Rendimentos - Estado Inicial da Bateria 100 Ah (%)	Rendimentos - Estado Inicial da Bateria 50 Ah (%)
Caso 1	37,09	31,20
Caso 2	11,22	5,33
Caso 3	71,03	65,08
Caso 4	35,93	30,05
Caso 5	69,21	63,27
Caso 6	20,26	17,14
Caso 7	-1,41	-4,53
Caso 8	52,55	49,39
Caso 9	19,20	16,01
Caso 10	50,80	47,66

A Tabela 11 exibe os rendimentos em energia elétrica para três baterias com capacidade máxima distintas. Os resultados da seção da microrrede com gerenciamento são referentes a uma bateria de 100 Ah de capacidade. Esses resultados são comparados quando considera-se uma capacidade de 50 Ah e 200 Ah.

Tabela 11 – Comparação dos rendimentos em energia elétrica da microrrede com gerenciamento para diferentes valores de capacidade máxima de baterias.

Casos	Rendimentos - Bateria de 100 Ah (%)	Rendimentos - Bateria de 200 Ah (%)	Rendimentos - Bateria de 50 Ah (%)
Caso 1	37,09	44,18	27,55
Caso 2	11,22	14,69	5,26
Caso 3	71,03	78,06	61,92
Caso 4	35,93	43,10	26,35
Caso 5	69,21	75,42	59,58
Caso 6	20,26	27,02	18,28
Caso 7	-1,41	4,01	-3,39
Caso 8	52,55	60,03	51,02
Caso 9	19,20	24,41	16,43
Caso 10	50,80	57,41	48,74