

Universidade Federal de Juiz de Fora
Faculdade de Engenharia
Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica

Kamila Peres Rocha

**Planejamento de Microrredes em Sistemas de Distribuição de Energia
Elétrica**

Juiz de Fora

2018

Kamila Peres Rocha

**Planejamento de Microrredes em Sistemas de Distribuição de Energia
Elétrica**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora, na área de concentração em Energia, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Leonardo Willer de Oliveira, D.Sc.

Coorientadora: Prof^a. Janaína Gonçalves de Oliveira, Ph.D.

Juiz de Fora

2018

Ficha catalográfica elaborada através do Modelo Latex do CDC da UFJF
com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

Rocha, Kamila Peres.

Planejamento de Microrredes em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica / Kamila Peres Rocha. – 2018.

115 f. : il.

Orientador: Prof. Leonardo Willer de Oliveira, D.Sc.

Coorientadora: Prof^ª. Janaína Gonçalves de Oliveira, Ph.D.

Dissertação (Mestrado acadêmico) – Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Engenharia. Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, 2018.

1. Sistema Híbrido de Energia. 2. Minigeração. 3. Fontes Renováveis.
I. Oliveira, Leonardo Willer de , orient. II. Oliveira, Janaína Gonçalves de, coorient. III. Título.

Kamila Peres Rocha

Planejamento de Microrredes em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica

Dissertação apresentada ao Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora, na área de concentração em Energia, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovada em: 29 de Agosto de 2018.

BANCA EXAMINADORA

Prof. D.Sc. Prof. Leonardo Willer de Oliveira, D.Sc. -
Orientador
Universidade Federal de Juiz de Fora

Profa. Ph.D. Prof^a. Janaína Gonçalves de Oliveira,
Ph.D. - Coorientador
Universidade Federal de Juiz de Fora

Professor D.Sc. Márcio Zamboti Fortes
Universidade Federal Fluminense

Professor D.Sc. Bruno Henriques Dias
Universidade Federal de Juiz de Fora

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente aos meus pais Geraldo e Roseane e ao meu irmão Kássio por todo apoio, amor, carinho e companheirismo durante toda a minha trajetória.

Ao professor orientador e amigo Leonardo Willer de Oliveira, por toda dedicação, motivação e por sua grande contribuição para a minha formação profissional e pessoal tanto pela orientação de excelente qualidade durante todo o curso, como pela transmissão e discussão de conhecimentos técnicos, experiências profissionais e acadêmicas, e demais fatores inerentes à vida de um profissional da área de engenharia.

Aos demais professores e colegas do programa de pós-graduação, pelos ensinamentos e trabalhos em equipe, possibilitando um aperfeiçoamento profissional constante.

A UFJF e ao LABSPOT (Laboratório de Sistemas de Potência da Faculdade de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora), pela estrutura disponibilizada para a realização deste trabalho.

Ao CNPQ e a CAPES, pelo auxílio financeiro fornecido, contribuindo para que este trabalho fosse possível.

Aos amigos em que sempre pude contar com o apoio, sendo estes contribuintes de forma significativa para que eu pudesse atingir o fim de mais esta etapa da minha formação.

“Cada pessoa deve trabalhar para o seu aperfeiçoamento e, ao mesmo tempo, participar da responsabilidade coletiva por toda a humanidade. ”

Marie Curie

RESUMO

O presente trabalho apresenta uma metodologia para o planejamento ótimo de microrredes em redes de distribuição de energia elétrica. Para tanto, é apresentada a formulação dos elementos propostos incluindo sua modelagem técnico-econômica. O objetivo principal é a abordagem das vantagens do sistema de compensação de energia elétrica estipulado pela resolução normativa nº 482/2012 da ANEEL, na busca por redução dos custos de energia em um horizonte de planejamento de longo prazo. Para isso, faz-se a utilização da meta-heurística denominada SIA com propósito de obter o dimensionamento otimizado dos elementos da microrrede. A determinação dessa técnica se deve a quantidade de combinações possíveis devido a complexidade do problema apresentado. É traçado, ainda, um comparativo com o método de busca exaustiva para análise das soluções geradas e do tempo computacional requerido para as duas metodologias propostas. O projeto aborda a implantação de fontes de energia renovável eólica e solar e gerador a diesel para análise de estudos de caso para consumidores comercial e residencial. Por último, é realizado um comparativo com resultados provenientes de um software de dimensionamento de microrredes, denominado HOMER Pro[®].

Palavras-chave: Otimização de microrrede, Energia Eólica, Energia Fotovoltaica, Gerador a diesel, *Net Metering*, HOMER Pro[®].

ABSTRACT

The present work presents a methodology for the optimal planning of microgrids in electricity distribution networks. For that reason, the formulation of the proposed elements including their technical-economic modeling is presented. The main objective is to approach the advantages of the net metering stipulated by ANEEL normative resolution 482/2012, in the search for reduction of energy costs in a long-term planning horizon. Therefore, the meta-heuristic called SIA is implemented with the purpose of obtaining the optimized sizing of the elements of the microgrid. The determination of this technique come from the amount of possible combinations due to the complexity of the presented problem. A comparison with the exhaustive search method for the analysis of the generated solutions and the computational time required for the two proposed methodologies is also drawn. The project addresses the deployment of wind and solar renewable energy sources and diesel generator for analysis of case studies for commercial and residential consumers. Finally, a comparison is made with results from HOMER Pro[®], a microgrid software.

Key-words: microgrid sizing, Wind Energy, photovoltaic system, Diesel Generator, Net Metering, HOMER Pro[®].

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Evolução de custo de módulos fotovoltaicos	24
Figura 2 – Perspectiva de implementação de módulos Fotovoltaicos	25
Figura 3 – Estrutura geral de uma microrrede	26
Figura 4 – Influência da irradiação e temperatura em módulos fotovoltaicos	28
Figura 5 – Modelo de uma célula fotovoltaica	29
Figura 6 – Os 10 países com maior capacidade instalada em 2015. Fonte: IEA,2015	30
Figura 7 – Número de conexões por estado	31
Figura 8 – Projeções de potência fotovoltaica	31
Figura 9 – Curva de potência teórica de uma turbina eólica	33
Figura 10 – Capacidade global de energia eólica instalada 2001-2017	35
Figura 11 – Ranking mundial de capacidade eólica acumulada - 2017	36
Figura 12 – Estrutura do sistema híbrido	46
Figura 13 – Fluxograma do algoritmo proposto	59
Figura 14 – Representação dos processos decorrentes dos mecanismos do SIA	60
Figura 15 – Fluxograma do SIA	61
Figura 16 – Exemplo de representação de um anticorpo	63
Figura 17 – Exemplo de representação de uma mutação na opção de acréscimo	63
Figura 18 – Exemplo de representação de uma mutação na opção de mudança de tipo	64
Figura 19 – Exemplo de representação de uma mutação na opção de retirada de elementos	64
Figura 20 – Tarifas horo-sazonal azul - subgrupo A4	68
Figura 21 – Histórico de demanda média horária do shopping	69
Figura 22 – Histórico de demanda média do local analisado	70
Figura 23 – Dados de temperatura ambiente do local analisado	71
Figura 24 – Dados de temperatura ambiente do local no software HOMER Pro [®]	72
Figura 25 – Dados de radiação solar do local analisado	72
Figura 26 – Dados de radiação solar obtidos pelo software HOMER Pro [®]	73
Figura 27 – Dados de velocidades de vento do local analisado	73
Figura 28 – Dados de velocidades de vento do local analisado obtidos pelo software HOMER Pro [®]	74
Figura 29 – Demanda horária típica de consumidor residencial	80
Figura 30 – Tabela de acúmulo de créditos	86
Figura 31 – Arquiteturas definidas no software HOMER Pro [®] no processo de otimização	87
Figura 32 – Composição dos custos do sistema de acordo com a metodologia abor- dada no HOMER Pro [®]	87
Figura 33 – Produção de energia anual dada pelo software HOMER Pro [®]	87

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Tipos de aerogeradores selecionados para estudo	21
Tabela 2 – Benefícios associados à GD	40
Tabela 3 – Custos associados à implantação de GD	40
Tabela 4 – Parâmetros adotados para realização da análise financeira do sistema elétrico	69
Tabela 5 – Tipos de módulos fotovoltaicos selecionados para estudo	74
Tabela 6 – Modelo de inversor selecionado para estudo	74
Tabela 7 – Tipos de aerogeradores selecionados para estudo	75
Tabela 8 – Informações adicionais para simulação do sistema eólico	75
Tabela 9 – Parâmetros do sistema de gerador a diesel	76
Tabela 10 – Valores de tarifa aplicadas ao shopping no contrato ACL	76
Tabela 11 – Resultados obtidos pelas metodologias abordadas - Cenário 1	77
Tabela 12 – Resultados obtidos pelas metodologias abordadas - Cenário 2	78
Tabela 13 – Resultados obtidos pelas metodologias abordadas - Cenário 3	79
Tabela 14 – Resultados obtidos pelas metodologias abordadas - Cenário 4	79
Tabela 15 – Parâmetros de tarifação do setor elétrico para consumidor residencial .	81
Tabela 16 – Dados do inversor para análise do sistema fotovoltaico para consumidor residencial	81
Tabela 17 – Resultados obtidos pelas metodologias abordadas - Cenário 5	82
Tabela 18 – Produção de energia esperada do sistema fotovoltaico	82
Tabela 19 – Custo total da aquisição e instalação dos componentes do sistema projetado	82

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AG	Algoritmo Genético
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
COFINS	Contribuição para o Financiamento de Seguridade Social
CONFAZ	Conselho Nacional de Política Fazendária
EC	Energia consumida
EG	Energia Gerada
EP	Enxame de Partículas
FIT	<i>Feed in Tariff</i>
FOB	Função Objetivo
FPO	Fluxo de Potência Ótimo
GD	Geração Distribuída
HOMER Pro [®]	<i>Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources</i>
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadoria e Serviços
O&M	Operação e Manutenção
PC	Ponto de Conexão
PIS	Programa de Integração Social
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
PRORET	Procedimentos de Regulação Tarifária
PV	Painéis Fotovoltaicos
REN	Resolução Normativa
SDEE	Sistema de Distribuição de Energia Elétrica

TE	Tarifa de Energia
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
VPL	Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	14
1.2	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	15
1.3	MICRORREDES	17
1.4	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	18
1.4.1	Metodologias de dimensionamento de sistemas híbridos de energia . . .	19
1.4.2	Índices de desempenho de sistemas híbridos	20
1.5	MOTIVAÇÃO	21
1.6	OBJETIVOS	22
1.7	PUBLICAÇÃO DECORRENTE	22
1.8	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	23
2	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	24
2.1	INTRODUÇÃO	24
2.2	ESTRUTURA DE UMA MICRORREDE	25
2.3	FONTES DE ENERGIA	27
2.3.1	Sistema solar fotovoltaico	27
2.3.1.1	Características globais	27
2.3.1.2	Características elétricas de células fotovoltaicas	28
2.3.1.3	Modelagem de sistema de energia fotovoltaica	28
2.3.1.4	Penetração de energia fotovoltaica no mundo	30
2.3.2	Sistema de geração eólica	31
2.3.2.1	Modelagem de um sistema aerogerador	32
2.3.2.2	Influência das características locais na modelagem de aerogeradores . . .	33
2.3.2.3	Penetração de energia eólica no mundo	35
2.3.3	Gerador a diesel	36
2.3.3.1	Modelagem do sistema de geração a diesel	37
2.3.4	Análise econômica da geração de energia	37
2.3.4.1	Estrutura tarifária brasileira	38
2.3.4.2	Desafios Econômicos	39
2.3.4.3	Incentivos fiscais para implantação de microgeração no Brasil	41
2.4	CONCLUSÕES PARCIAIS	43
3	METODOLOGIA PROPOSTA	45
3.1	INTRODUÇÃO	45

3.2	FORMULAÇÃO DO PROBLEMA	45
3.2.1	Função objetivo	46
3.2.1.1	Geração fotovoltaica	47
3.2.1.2	Geração eólica	50
3.2.1.3	Geração a diesel	51
3.2.1.4	Custos de energia/demanda da rede elétrica	52
3.2.2	Restrições	55
3.2.3	Modelo de FPO	56
3.3	ALGORITMO PROPOSTO	57
3.3.1	Fundamentos do SIA	59
3.3.2	Fluxograma do SIA	60
3.3.3	SIA aplicado ao dimensionamento de microrredes	62
3.3.4	Parâmetros utilizados nesta dissertação	64
3.4	CONCLUSÕES PARCIAIS	65
4	ESTUDOS DE CASOS	66
4.1	INTRODUÇÃO	66
4.2	ESTUDO DE CASO: CONSUMIDOR COMERCIAL	66
4.2.1	Características do local	66
4.2.1.1	Características do SDEE local	66
4.2.2	Características da demanda local	68
4.2.3	Características ambientais local	70
4.2.4	Parâmetros dos Elementos da microrrede	72
4.2.4.1	Parâmetros do sistema fotovoltaico	72
4.2.4.2	Parâmetros do sistema eólico	74
4.2.4.3	Parâmetros do sistema de gerador a diesel	75
4.2.4.4	Custo da energia proveniente do mercado livre	75
4.2.5	Cenário 1: Análise do projeto considerando bandeira tarifária verde	76
4.2.6	Cenário 2: Análise do projeto considerando bandeira tarifária amarela	78
4.2.7	Cenário 3: Análise do projeto considerando bandeira tarifária vermelha - patamar 1	79
4.2.8	Cenário 4: Análise do projeto considerando bandeira tarifária vermelha - patamar 2	79
4.3	ESTUDO DE CASO: CONSUMIDOR RESIDENCIAL	80
4.3.1	Cenário 5: Análise da implantação do projeto para consumidor residencial	80
4.3.2	Grandezas relacionadas a unidade consumidora	81
4.3.3	Particularidades da Resolução Normativa <i>n</i> ° 482 de 2012 para consumi- dores residenciais	81
4.3.4	Resultados obtidos na estratégia de dimensionamento	82

4.3.5	Utilização do HOMER Pro [®] para o dimensionamento do sistema fotovoltaico	83
4.4	CONCLUSÕES PARCIAIS	84
5	CONCLUSÕES	88
5.1	Considerações finais	88
5.2	PROPOSTA DE DESENVOLVIMENTO FUTURAS	89
	REFERÊNCIAS	90
	APÊNDICE A – DADOS DOS ELEMENTOS SELECIONADOS PARA ANÁLISE	96

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Os sistemas elétricos de potência, divididos nos segmentos de geração, transmissão e distribuição, devem maximizar, na medida do possível, a utilização de recursos energéticos diversificados a fim de aliar suas vantagens e compensar as desvantagens decorrentes. Além disto, a diversificação de fontes energéticas, com ampliação da oferta de renováveis, atende a requisitos cada vez mais contemporâneos por sustentabilidade ambiental.

As diversas fontes energéticas podem ser classificadas como: (i) renováveis ou não renováveis; (ii) tradicionais ou alternativas. A energia proveniente de recursos hídricos, por exemplo, enquadram-se nas categorias de renováveis e tradicionais. A maior parte da matriz energética brasileira está concentrada nesta fonte e os planos de expansão da geração também privilegiam a construção de novas centrais hidrelétricas [1],[2]. As modalidades de geração eólica e fotovoltaica, por sua vez, são classificadas como renováveis e alternativas. Por fim, a geração termoelétrica é inserida na classe de tradicionais e não renováveis.

Recentes desenvolvimentos tecnológicos, associados ao aproveitamento de formas de energia renováveis e alternativas [3], têm provido oportunidade de mudanças de paradigmas tanto de planejamento, quanto de operação, de sistemas elétricos de potência, em seus três segmentos. Além de oportunidades, no segmento de distribuição, este novo cenário tem imposto desafios à sua operação, pois a penetração de fontes distribuídas impacta nos perfis de tensão e fluxos de energia na rede elétrica.

Essas mudanças afetam o funcionamento dos sistemas elétricos que devem ser adaptados para esta penetração, uma vez que arcabouços legais asseguram ao consumidor final, sob determinadas condições reguladas, instalar sistemas de geração e fornecer a energia correspondente para a rede de distribuição, assumindo um novo perfil denominado prossumidor [4], com compensação em seu faturamento durante um horizonte predeterminado [5].

A presença de geração distribuída (GD) em sistemas de distribuição de energia elétrica (SDEE) pode resultar na formação de microrredes que, por sua vez, podem operar de forma isolada formando uma ilha no sistema. Para tanto, determinadas condições devem ser atendidas, como a capacidade de regulação de frequência, que tradicionalmente é alcançada através de geração termoelétrica a óleo diesel, por exemplo, na microrrede conectada ao sistema de distribuição de energia elétrica. Estas microrredes podem ser planejadas sob a ótica do consumidor ou do sistema, no caso da figura de um operador da distribuição. No caso da ótica do consumidor, além dos benefícios econômicos tradicionais, como redução de seu faturamento de energia, sinais de incentivo poderiam ser incluídos para

pontos de interesse também do sistema, a fim de prover vantagens globais, na medida do possível, a determinado empreendimento. Este tema é investigado na presente dissertação.

1.2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Conforme introduzido anteriormente, unidades de geração distribuída podem gerar benefícios à operação de sistemas, dependendo de seu montante e localização. Uma vantagem refere-se à contribuição para a oferta de energia limpa [4], dependendo dos elementos que compõem a rede. Porém, seu regime estocástico e incerto constitui-se desafio para a segurança operativa.

Um sistema de geração distribuída abrange recursos modulares de pequeno porte, com capacidade de conversão de algum recurso energético em eletricidade, localizado na extensão de um sistema de distribuição, próximo ou no centro de consumo, evitando o custo associado à transmissão. O uso de GD pode ser realizado por concessionárias, consumidores e terceiros [6].

O contínuo progresso de evolução de GD deve-se ao aumento significativo do desempenho de pequenas centrais geradoras, à diminuição do tempo de retorno do valor de investimento e ao incentivo à redução dos índices de emissões de gases propulsores do efeito estufa [7]. Diversas estratégias governamentais vêm sendo aplicadas para contribuir na implementação de sistemas de energia com recursos renováveis[5].

A utilização de GD beneficia o desempenho do setor elétrico e dos próprios consumidores que se utilizam destes recursos modulares de pequeno porte para contribuir com a geração de energia elétrica [8]. Esses benefícios são agrupados em técnicos e econômicos. Entre os benefícios técnicos existentes, podem ser citados [9]:

- Atenuação das perdas associadas às linhas de transmissão;
- Melhoria no perfil de tensão do sistema elétrico;
- Redução da emissão de poluentes;
- Aumento da eficiência energética global;
- Melhoria nos índices de confiabilidade do sistema elétrico;
- Ampliação da qualidade do fornecimento de energia;
- Alívio do congestionamento do sistema de transmissão e distribuição.

Dentre os benefícios econômicos [9]:

- Adiamento dos investimentos de atualização das instalações;

- Redução dos custos de operação e administração de algumas tecnologias de GD;
- Redução dos custos de combustível devido ao aumento de eficiência global;
- Redução das necessidades de reserva e de seus custos associados;
- Redução dos custos operacionais devido à supressão dos picos de potência;
- Maior segurança para cargas críticas.

O incentivo inicial à GD surgiu nos EUA com as mudanças na legislação iniciadas pelo *Public Utilities Regulatory Policies Act* (PURPA) em 1978, ampliadas em 1992 pelo *Energy Policy Act*, com a desregulamentação da geração de energia. O progresso tecnológico em processamento de dados e controle de processos contribuiu para a difusão da GD em diversos países [10].

Algumas medidas de fomento são utilizadas pelo governo para impulsionar o mercado de GD mundialmente. Em países com elevados níveis de GD implantada, como Canadá, Japão, Alemanha e Estados Unidos, o incentivo fiscal é denominado *Feed in Tariff* (*FIT*).

No Brasil, a medida adotada para encorajar o crescimento da geração distribuída foi a criação de um sistema de compensação de energia denominado *net metering*. A Resolução Normativa nº 482, de 17/04/2012 da ANEEL, estabelece condições gerais para acesso à microgeração e minigeração distribuída em sistemas de distribuição de energia elétrica. O que diferencia microgeração e minigeração é o limite de potência instalada da unidade geradora. Microgeração é caracterizada por constituir um sistema com potência menor ou igual a 75 kW e que utilize fontes renováveis de energia elétrica ou cogeração qualificada. Minigeração, por sua vez, é constituída de um sistema com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW, conforme REN nº 482/2012 [11] atualizada pela REN nº 786/2017 [12].

No sistema de compensação de energia *net metering*, a potência ativa gerada na unidade de GD é injetada na rede elétrica de distribuição, ou seja, é cedida por meio de empréstimo à distribuidora local e, posteriormente, é compensada sob a forma de desconto proporcional na fatura de energia desta mesma unidade consumidora, dentro de um horizonte máximo de cinco anos [11].

As tendências para o incremento da geração distribuída, no âmbito nacional, decorrem de diversas causas, como [10]:

- Redução do custo de suprimento de energia elétrica e de melhoria de sua confiabilidade;
- Reestruturação institucional do setor elétrico;

- Crescente aumento e aperfeiçoamento de tecnologias para aproveitamento de energia a partir de fontes renováveis, em destaque para fotovoltaica e eólica;
- Políticas públicas de incentivo ao mercado de energia solar, que colocou o Brasil em destaque quanto ao aproveitamento da capacidade térmica deste recurso;
- Progresso da tecnologia eletrônica e conseqüente redução nos custos de sistemas de controle, de processamento e de transmissão de dados, viabilizando a operação de sistemas elétricos cada vez mais complexos;

No entanto, a penetração de GD também implica em impactos negativos para SDEE, se os montantes tornam-se muito elevados e/ou se os pontos de injeção são desfavoráveis para sua acomodação na rede elétrica. Estes impactos negativos são resumidos a seguir [9]:

- Sobretensões em pontos da rede com elevados níveis de penetração de GD;
- Ocupação excessiva ou sobrecarga de ativos da rede elétrica, como trechos de alimentadores e transformadores de distribuição;
- Fluxos de potência reversos na rede elétrica, ou seja, das cargas para as subestações, implicando em desafios para esquemas tradicionais de proteção.

Portanto, tendo em vista os possíveis impactos positivos e negativos de GD em SDEE, estudos e pesquisas devem ser conduzidos para gerar sinais de incentivo adequados tanto para unidades consumidoras, ou prosumidoras neste recente cenário, quanto para concessionárias de distribuição.

1.3 MICRORREDES

A penetração de geração distribuída em sistemas de distribuição de energia elétrica viabiliza a criação de microrredes nestes sistemas, com capacidade própria de geração e até de possibilidade de operação isolada sob determinadas condições reguladas. Portanto, estas microrredes consistem em conjuntos de cargas que podem ser atendidas localmente por unidades de GD, inclusive sem alimentação pela rede elétrica de distribuição, desde que estas unidades possam prover capacidade de regulação de frequência [13].

Tradicionalmente, a regulação de frequência em microrredes é possível através da geração por unidades termoeletricas, tipicamente operadas a óleo diesel. Novas tecnologias de inércia virtual através de inversores em sistemas fotovoltaicos têm sido investigadas como alternativas para provimento da capacidade de regulação via fontes energéticas renováveis [14].

O desenvolvimento de tecnologias e recursos não convencionais para geração de energia elétrica acrescenta inúmeros parâmetros tornando a análise mais complexa no

planejamento de sistemas. Dados tecnológicos, meteorológicos, custos, perfis de demanda são requeridos para o projeto de um sistema técnico e economicamente viável. Para lidar com essa complexidade inerente de microrredes, diversas instituições e agências internacionais desenvolveram programas computacionais para análise de dimensionamento de microrredes. Entre eles, o mais utilizado mundialmente é o HOMER Pro[®] por possuir facilidade de acesso e praticidade de utilização [15].

1.4 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Estudos e investigações das características de elementos constituintes de uma central de GD proporcionaram avanços ao desenvolvimento de estratégias eficazes para lidar com os desafios resultantes da necessidade de acompanhamento e evolução das premissas de planejamento e operação de SDEE atuais.

Neste âmbito, várias estratégias vêm sendo aplicadas no contexto das centrais de geração, visando sempre ao aumento, bem como à adequação, da penetração de fontes de energia renováveis. Para a associação de diversos benefícios que cooperam para tornar o projeto de um sistema de GD cada vez mais atrativo, as diferentes fontes são selecionadas e agrupadas, constituindo sistemas híbridos de energia, podendo ser encontrados conectados à rede elétrica ou em operação isolada, onde não há conexão com a rede [13].

Segundo [16], diversas metodologias são utilizadas para o desenvolvimento de sistemas otimizados de geração de energia. Estas metodologias são classificadas de acordo com o nível de complexidade dos parâmetros e elementos do sistema. Dentre as abordagens encontradas para o dimensionamento de GD, tem-se as descritas a seguir.

- Métodos heurísticos: baseados em conhecimento prévio de comportamento de um sistema, podem ser de simples implementação, porém, não garantem a otimalidade global da solução obtida. Muitas vezes, baseiam-se em sorteios de variáveis aleatórias para investigar o espaço de soluções de forma eficiente, sem necessidade de avaliação de todo o espaço e, por isto, são de natureza probabilística no que tange a este aspecto. Permitem considerar diferentes funções de mérito.
- Métodos analíticos: Nestes métodos, os sistemas híbridos de energia são representados por meio de modelos computacionais para descrever a dimensão do sistema em função de sua viabilidade. Nesta análise, é possível simular diversas configurações, levando em consideração diferentes índices de desempenho. No entanto, o dimensionamento ideal do sistema está associado à obtenção de volume elevado de dados históricos sobre condições climáticas.
- Métodos iterativos: A avaliação de desempenho de sistemas híbridos de energia através de metodologias iterativas é feita por meio de um processo recursivo e quando

a melhor solução é alcançada, de acordo com as especificações do projeto, o processo é encerrado. Projetos de dimensionamento de sistemas híbridos que utilizam esta metodologia são encontrados na literatura.

- Métodos híbridos: Devido à natureza multidimensional de problemas de otimização de microrredes, uma metodologia que abranja a utilização de técnicas combinadas pode ser a solução para problemas multiobjetivo. Algumas propostas de associação de diferentes métodos com resultados satisfatórios são encontrados em projetos de microrredes.

1.4.1 Metodologias de dimensionamento de sistemas híbridos de energia

O dimensionamento ótimo de sistemas de geração de energia é designado, principalmente, pelos critérios de confiabilidade e rentabilidade. Um sistema sobredimensionado pode atender à carga, mas é desnecessariamente custoso. Por outro lado, um sistema subdimensionado pode ser econômico, mas não é capaz de atender eficientemente aos critérios de fornecimento. Conseqüentemente, o equilíbrio ideal entre os componentes do sistema requer atenção para encontrar uma boa solução de engenharia. Além do dimensionamento ótimo, outros aspectos devem ser estrategicamente avaliados, como a configuração e a localização ideal do sistema.

Algumas ferramentas foram desenvolvidas para integração de sistemas híbridos em tempo real. Entre estas ferramentas, uma das mais utilizadas atualmente é o HOMER Pro[®], desenvolvido no Laboratório Nacional de Energia Renovável dos Estados Unidos [17]. HOMER Pro[®] é um software de modelagem de microrredes que atua na complexidade de construção de sistemas híbridos econômicos e confiáveis, que aliam gerenciamento, energia renovável, armazenamento e carga [18].

O software HOMER Pro[®] inclui diversos modelos de componentes para geração de energia, como painéis fotovoltaicos, baterias, geradores a diesel, células combustíveis, unidades de eletrólise e turbinas eólicas, e avalia opções adequadas, considerando custo e disponibilidade de energia. A ferramenta permite considerar conexões com a rede de distribuição ou sistemas isolados. Informações iniciais, incluindo recursos energéticos, restrições econômicas e técnicas, requisitos de armazenamento e estratégias de controle do sistema, são requeridas pelo software para análise de viabilidade. O usuário também informa os tipos de componentes a serem avaliados, valor de investimento, de substituição e vida útil operacional.

O HOMER Pro[®] é amplamente utilizado em projetos que analisam a viabilidade da aplicação de recursos renováveis em sistemas híbridos e os resultados de inúmeros projetos desenvolvidos no software podem ser visualizados em [19, 20, 21, 22, 23, 24].

Outras ferramentas estão disponíveis para o dimensionamento de sistemas híbridos,

como por exemplo, *The Hybrid Power System Simulation Model (HYBRID2)* [25], *The General Algebraic Modeling System (GAMS)* [26], *Optimization of Renewable Intermittent Energies with Hydrogen for Autonomous Electrification (ORIENTE)* [27], *Grid-connected Renewable Hybrid Systems Optimization (GRHYSO)* [28].

Em [29], são abordadas inúmeros métodos de otimização de sistemas híbridos, além dos softwares anteriormente citados, conforme listado a seguir.

- **Algoritmo Genético:** O método de otimização por algoritmo genético [30] tem sido aplicado em projetos de otimização de sistemas híbridos. Em [31], este método é utilizado para dimensionamento ótimo de um sistema com fontes de energia fotovoltaica e eólica em local isolado. Em [32], um AG é utilizado para o dimensionamento de um sistema com painéis fotovoltaicos e gerador a diesel, considerando a característica não linear da demanda de carga. O resultado da otimização é comparado com resultados obtidos em um software de uso comercial para dimensionamento de microrredes.
- **Otimização de Enxame de Partículas:** O método por enxame de partículas [33] também é encontrado de forma aplicada ao dimensionamento de sistemas híbridos de energia na literatura. Em [34], este método é utilizado para dimensionamento de um sistema composto por PV/eólica/células combustíveis. Em [35], é feito um estudo de confiabilidade de um sistema de geração distribuída, definindo o dimensionamento e a alocação da GD.
- **Recozimento Simulado:** O algoritmo de recozimento simulado [36] é aplicado em [37] para dimensionamento ótimo de um sistema composto por PV/eólica e unidade de armazenamento por baterias, visando à minimização dos custos do projeto. Em [38], este algoritmo de otimização é utilizado para lidar com a complexidade combinatória derivada dos parâmetros operacionais e de projeto de um sistema de geração distribuída com armazenamento de hidrogênio.
- **Outras metodologias:** Outros algoritmos propostos são encontrados na literatura para o dimensionamento ótimo de sistemas híbridos de energia, como redes neurais artificiais [39], busca harmônica [13], programação dinâmica [40]. Programação não linear também tem sido aplicada, como em [41], em que a toolbox denominada *fmincon* do MatLab é utilizada.

1.4.2 Índices de desempenho de sistemas híbridos

Independente da técnica selecionada para o dimensionamento de sistema de geração de energia, esta é utilizada para otimizar indicadores de desempenho do sistema, que são, portanto, definidos como funções de mérito. Os indicadores utilizados estão intimamente relacionados com o objetivo da modelagem desenvolvida. A natureza dos índices pode

ser tecnológica, ambiental, econômica ou sócio-política. A tabela 1 agrupa os trabalhos encontrados na literatura de acordo com os indicadores avaliados.

Tabela 1 – Tipos de aerogeradores selecionados para estudo

Referência	Componentes	Objetivo	TC	Indicadores Otimizados
[31]	PV/GE/BA	T/E	I	LPSP e Custo
[32]	PV/DG/Bateria	E/A	I	Custo e emissão de CO_2
[34]	PV/GE/CC	T/E	I	LPSP e Custo
[35]	Indefindo	T	C	Perdas nas linhas e LPSP
[37]	PV/GE/BA	T/E	I	LPSP e Custo
[38]	PV/GE/CC/DG	T/E	I	Custo e LOLP
[39]	PV/BA	T	I	LOLP
[13]	PV/DG	T/E/A	I	Custo, CO_2 , LOLP
[40]	PV/H	T/A	C	Perda nas linhas
[41]	PV/GE/BA/DG	T/E	I	Custo e LOLP

Em que *Objetivo - T- Técnico, E- Econômico, A- Ambiental e Tipo de Conexão: I- Isolado C- Conectado à rede de distribuição de energia

1.5 MOTIVAÇÃO

No contexto atual de recursos diversificados de geração e da perspectiva de crescimento da penetração de geração distribuída em SDEE, destaca-se a importância da análise de diversos aspectos que implicam na definição de um sistema de energia ótimo. Dentre os aspectos de maior relevância, encontra-se a investigação, em diversos trabalhos encontrados na literatura, sobre alocação, dimensionamento, modelagem e operação de sistemas híbridos distribuídos, considerando aspectos ambientais, técnicos e econômicos. Apesar do número de publicações, constatou-se que o tema permanece aberto para investigação continuada, conforme proposto na presente dissertação.

Por exemplo, diversos trabalhos têm proposto metodologias para resolução do problema, porém, sem uma visão holística sobre o mesmo. A definição de alocação de sistema de GD, por exemplo, sem considerar seu dimensionamento não abrange a questão de forma global. Além disto, a modelagem matemática dos componentes dos sistemas são simplificadas [13], como forma de redução de parâmetros que inferem no desenvolvimento da estratégia desenvolvida, reduzindo assim sua complexidade.

Além disto, não se encontrou na literatura uma metodologia de otimização que considere aspectos importantes para a decisão pelo consumidor final e investidor em sistema de GD em microrredes, sob condições de cenário e regulação atuais em sistemas de distribuição no Brasil, aliados a impactos para a rede de distribuição, a fim de prover uma visão holística do problema no cenário nacional. Portanto, estes fatores serviram como motivação para o desenvolvimento da presente dissertação.

1.6 OBJETIVOS

Com base na importância do problema caracterizado e na motivação destacada anteriormente, a presente dissertação propõe uma metodologia de otimização não linear inteira-mista para o planejamento ótimo de microrredes em sistemas de distribuição de energia elétrica. O objetivo é a minimização dos custos totais de um projeto de sistema híbrido de geração distribuída, envolvendo custos de investimento ou de capital, bem como operacionais, sob o ponto de vista do consumidor investidor.

Para tanto, propõe-se a aplicação da meta-heurística bio-inspirada denominada Sistema Imunológico Artificial (SIA), para a definição do número de painéis fotovoltaicos e aerogeradores da microrrede, ou seja, para o dimensionamento da geração renovável da microrrede. Aliada ao SIA, programação matemática não linear é aplicada para o dimensionamento de unidade de geração a diesel, bem como para otimizar os montantes de energias gerada na microrrede, comprada pela mesma da rede de distribuição. O problema de programação matemática é solucionado utilizando-se o método de programação quadrática sequencial via toolbox `fmincon` do software MatLab.

Adicionalmente, um cenário de estudo de caso é simulado no software HOMER Pro[®], anteriormente mencionado, como forma de avaliação das tomadas de decisão de cada metodologia utilizada.

Para contemplar todos os aspectos necessários para o desenvolvimento do projeto, o objetivo global pode ser dividido nos seguintes objetivos específicos:

- Definir os componentes da arquitetura de GD em microrredes, através da definição do número de painéis fotovoltaicos e do número de aerogeradores, bem como do dimensionamento da unidade de geração a diesel;
- Desenvolver a modelagem matemática dos componentes envolvidos;
- Aplicar uma metodologia de otimização envolvendo técnica meta-heurística e programação matemática;
- Avaliar impactos das decisões sobre a microrrede na rede de distribuição;
- Avaliar a operação da microrrede projetada, tanto conectada à rede de distribuição quanto isolada.
- Simular o estudo de caso no software HOMER Pro[®]

1.7 PUBLICAÇÃO DECORRENTE

Esta dissertação resultou na publicação do seguinte trabalho em congresso internacional na área do conhecimento:

- “*Optimization of Hybrid Photovoltaic/ Diesel Energy System in a Microgrid with Focus on Reliability.*”, Artigo aprovado no XII Congresso Latino Americano de Geração e Transmissão de Energia Elétrica (CLAGTEE), Mar del Plata, Novembro de 2017.

1.8 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Além deste capítulo introdutório, a presente dissertação está dividida em outros quatro capítulos. O capítulo II descreve características associadas aos componentes de GD e microrredes, além de topologias, modelos matemáticos e custos associados.

No capítulo III, são apresentadas a metodologia proposta para planejamento de microrredes, envolvendo sua função objetivo e restrições, e o algoritmo de otimização abrangendo a técnica de otimização meta-heurística bio-inspirada SIA e a ferramenta de programação matemática aplicada.

No Capítulo IV, são apresentados os resultados decorrentes da aplicação da metodologia proposta em sistemas conhecidos na literatura e uma aplicação em um sistema local.

O Capítulo V é constituído de análise conclusiva, sugestões e propostas para desenvolvimento de trabalhos futuros

O Apêndice A fornece os dados complementares dos elementos utilizados.

2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

2.1 INTRODUÇÃO

Os impactos da penetração de geração distribuída em sistemas de distribuição de energia elétrica englobam aspectos técnicos, políticos, sociais, ambientais e econômicos, em que as consequências resultantes variam para um mesmo cenário de acordo com o ponto de conexão na rede elétrica. Assim, há a necessidade de estudo e investigação destes diversos aspectos de forma integrada para o planejamento de microrredes em SDE. Neste planejamento, a escolha do tipo de geração que compõe a GD varia de acordo com fatores geográficos como clima, relevo e disponibilidade de combustível.

A incorporação do conceito de GD contribuiu para a viabilidade de geração de energia elétrica no sistema de distribuição concomitante à incorporação de novas fontes de energia, incluindo renováveis. Segundo o Instituto de Engenheiros Elétricos e Eletrônicos (IEEE), a utilização dessa tecnologia pode ser encontrada em inúmeras áreas, dentre elas, os setores residencial, público e de manufatura. [42]

Como consequência do avanço tecnológico, o custo de investimento de elementos constituintes da GD tem se tornado cada vez menor, contribuindo para o crescimento de interesse em aplicações no mercado mundial. Os sistemas constituídos por painéis fotovoltaicos, por exemplo, vêm sofrendo, ao longo dos anos, redução significativa no valor de investimento. A Figura 1, encontrada em [43], mostra a queda progressiva do custo de módulos fotovoltaicos ao longo de anos.

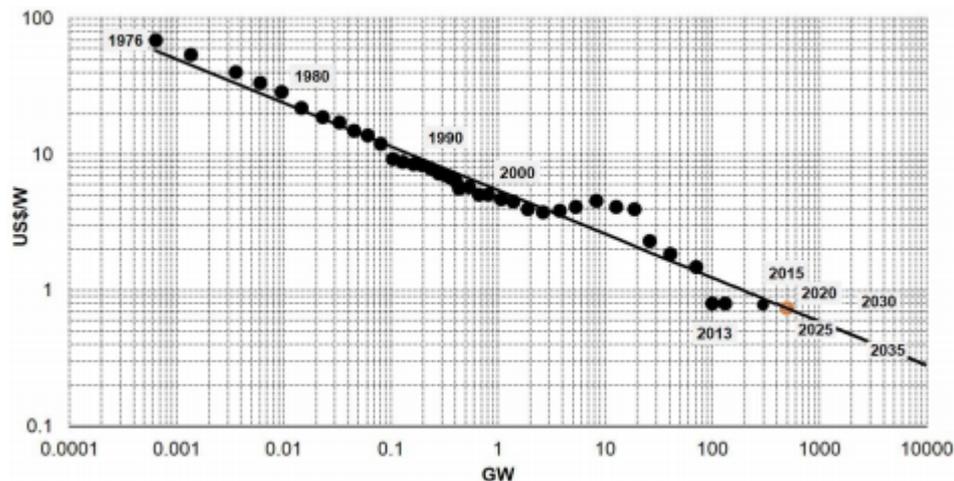


Figura 1 – Evolução de custo de módulos fotovoltaicos

Tendo visto esta queda de custo ao longo dos anos e a previsão para empreendimentos futuros, a Figura 2, encontrada em [44], mostra a perspectiva de intensificação global de GD fotovoltaica.

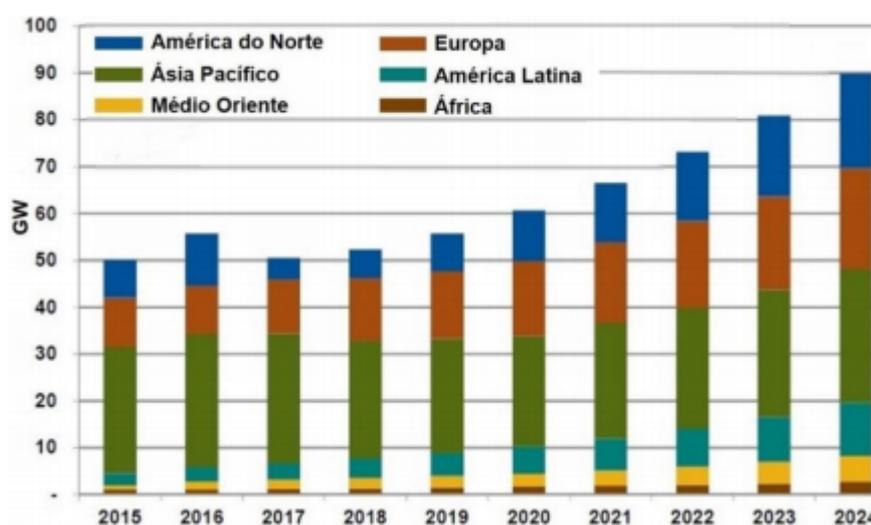


Figura 2 – Perspectiva de implementação de módulos Fotovoltaicos

No entanto, a variedade e quantidade de elementos constituintes da GD, assim como o nível de penetração, vai resultar de alguns aspectos, como:

- Características inerentes às unidades de geração;
- Operação da rede de energia elétrica;
- Normas e regulamentos regionais e/ou nacionais;
- Capacidade de hospedagem da rede[45];

Visando concatenar as questões supracitadas, o presente capítulo apresenta uma descrição de aspectos associados a microrredes, como sua estrutura, comportamento e modelagem de diferentes fontes.

2.2 ESTRUTURA DE UMA MICRORREDE

Inúmeras configurações de sistemas modulares de geração têm sido analisadas em iniciativas e projetos-piloto. Países da União Europeia e Estados Unidos são propulsores de desenvolvimento de alternativas de operação e implantação de tecnologias nesta linha [46]. Independente da constituição específica de uma microrrede, sua estrutura pode, de certa forma, ser generalizada como composta dos elementos ilustrados na Figura 3, encontrado em [47], que são descritos na sequência.

- Geração Distribuída: GD pode ser definida como uma tecnologia de geração de energia elétrica localizada junto ou próxima do local de consumo. De modo geral, esta caracterização é independente da tecnologia e potência do sistema, podendo

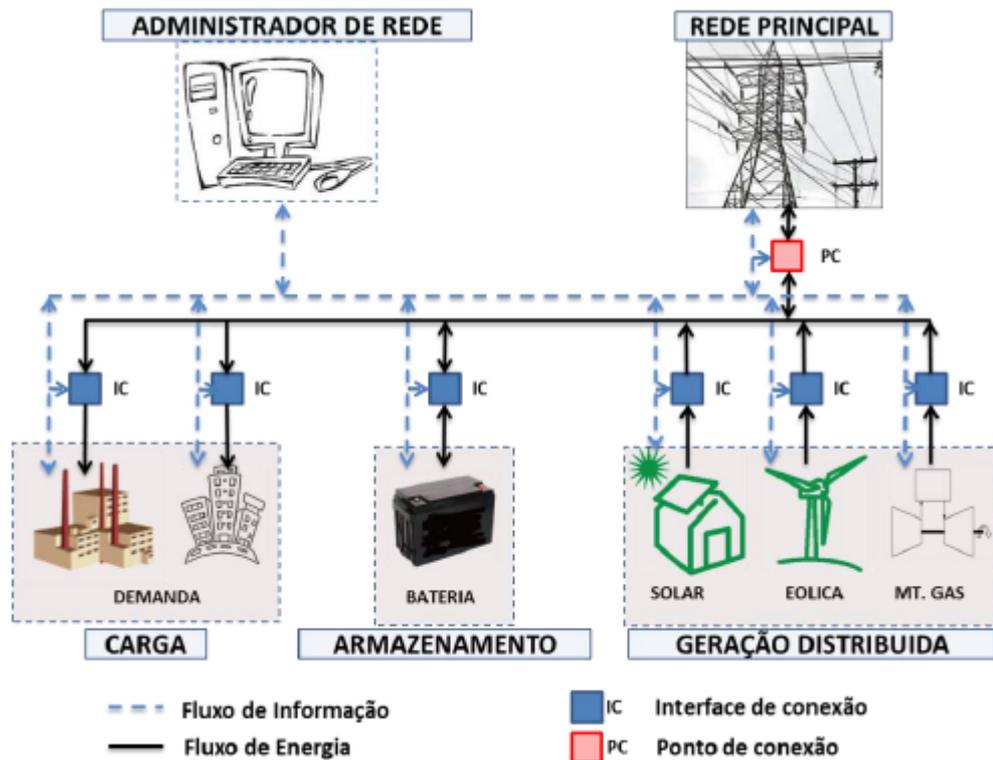


Figura 3 – Estrutura geral de uma microrrede

utilizar diversas fontes como, por exemplo: motores de combustão interna (diesel e gás natural), cogeração, sistemas fotovoltaicos e geradores eólicos [15].

- Armazenamento de energia: Os dispositivos de armazenamento de energia elétrica podem ser definidos como algum processo de conversão de energia elétrica para outra forma de energia, que possa ser posteriormente novamente convertida em energia elétrica, quando necessário [48]. Apesar de desempenhar um papel importante na operação da rede, sua vinculação ao sistema é dispensável quando a central geradora está conectada e fornecendo energia à rede elétrica da distribuidora. O papel desempenhado pelo componente de armazenamento é reservar energia advinda de GD para sua utilização quando a geração não for suficiente para suprir a demanda de carga. Baterias, *fly-wheels* e supercapacitores são exemplos destes dispositivos.
- Interface de conexão: Para garantir a interface entre a GD e a rede de distribuição local, é necessário um ponto de conexão que garanta a compatibilidade entre a geração da microrrede e a sua operação, juntamente com a operação do sistema, em conformidade com os respectivos requisitos e procedimentos. Esta interface é composta por elementos de medição local, proteção e conjunto de componentes capazes de realizar a desconexão da microrrede e da GD, como relés, disjuntores e religadores [47].
- Cargas: As cargas são elementos que demandam da rede energia elétrica suficiente

para garantir um bom funcionamento de suas particularidades. Este agente pode ser de caráter comercial, residencial e industrial. As características de potência da GD variam com a grandeza das cargas associadas à microrrede.

- **Ponto de Conexão:** O ponto de conexão consiste em um elemento da interface de conexão em que há um sistema de medição para posterior faturamento, dado pela diferença entre consumo e venda de energia. Algumas concessionárias de distribuição fornecem normas que regularizam a configuração do PC. A norma CEMIG D em [49] aborda os requisitos para conexão de acessantes produtores de energia ao sistema de distribuição da CEMIG.
- **Administrador da rede:** Utiliza de tecnologia de comunicação para administrar e controlar de forma estratégica as fontes de energia envolvidas no processo.
- **Sistema de distribuição:** Segundo a ANEEL, a distribuição se caracteriza como o segmento do setor elétrico dedicado à entrega de energia elétrica para um usuário final. Como regra geral, o sistema de distribuição pode ser considerado como o conjunto de instalações e equipamentos elétricos que operam, geralmente, em tensões inferiores a 230 kV, incluindo os sistemas de distribuição primária de média tensão e secundária de baixa tensão.

2.3 FONTES DE ENERGIA

2.3.1 Sistema solar fotovoltaico

2.3.1.1 Características globais

O aproveitamento da energia gerada pelo Sol, fonte inexaurível e sem custo financeiro, é a alternativa energética mais promissora ao desenvolvimento humano, determinante para sustentabilidade do planeta.

Sistemas solares fotovoltaicos utilizam a transformação direta da luz solar irradiada na Terra em energia elétrica. Os módulos fotovoltaicos são constituídos de inúmeras células fotovoltaicas, que constituem a unidade fundamental deste processo de conversão. [50]

A tecnologia desenvolvida para produção de células fotovoltaicas utiliza materiais semicondutores como o silício, o arsenieto de gálio, telurieto de cádmio ou disselenieto de cobre e índio. Silícios monocristalino (m-Si) e policristalino (p-Si) são os elementos que constituem 85% do mercado por se tratar de tecnologia consolidada para a produção de módulos com os maiores índices de eficiência comercialmente disponíveis [51].

Atualmente, diversos projetos de pesquisa e desenvolvimento acerca de tecnologias de cadeias produtivas para painéis fotovoltaicos estão sendo executados com o propósito

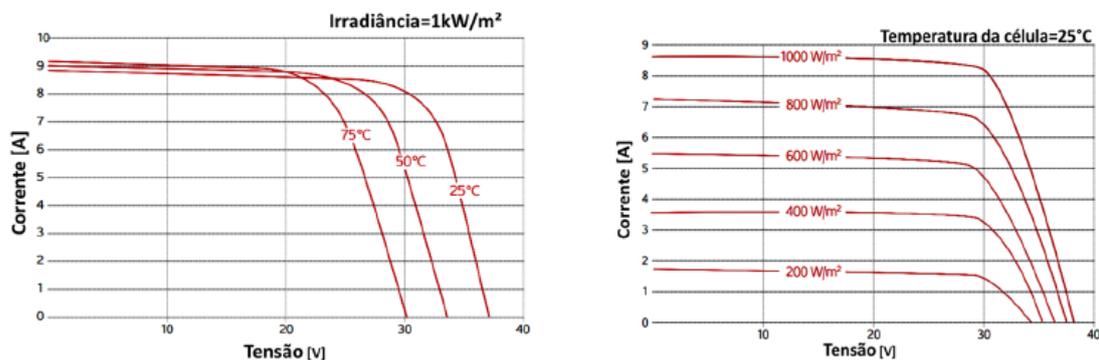


Figura 4 – Influência da irradiação e temperatura em módulos fotovoltaicos

de avaliar o potencial de aplicação de inúmeros métodos para produção de módulos com alta eficiência e menor custo de investimento [52].

2.3.1.2 Características elétricas de células fotovoltaicas

A potência gerada pelo painel fotovoltaico é identificada pelo seu valor de pico (W_p), além de outros parâmetros elétricos que caracterizam um módulo, como [53]:

- Corrente de curto circuito (I_{sc});
- Tensão de circuito aberto (V_{oc});
- Potência máxima (P_m);
- Tensão de potência máxima (V_{mp}); e
- Corrente de potência máxima (I_{mp}).

A condição padrão para a obtenção de curvas características de um módulo fotovoltaico é definida para radiação de $1000W/m^2$ e temperatura $25^\circ C$. A influência desses parâmetros em um painel da fabricante Kyosera modelo KD245GH- 4FB pode ser visualizada na Figura 4, adaptada de [47].

O modelo ideal para representação de uma célula solar fotovoltaica é formado pela conexão de uma fonte de corrente, cujo valor é proporcional à radiação solar incidente, em paralelo com um diodo diretamente polarizado, utilizado para representar a característica não linear da junção p-n semicondutora da célula [54]. A representação deste modelo é apresentada na Figura 5.

2.3.1.3 Modelagem de sistema de energia fotovoltaica

A potência produzida por um sistema de geração fotovoltaica, P_{pv} , é estabelecida através do valor de radiação instantânea Rad , dada em kW/m^2 , pela área de um painel

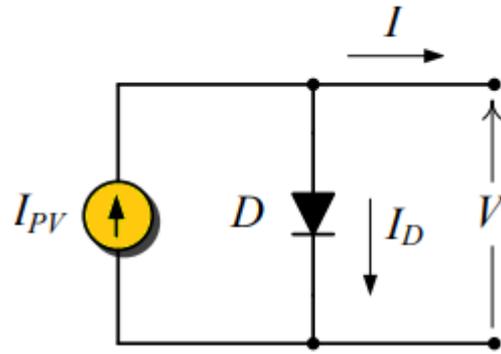


Figura 5 – Modelo de uma célula fotovoltaica

fotovoltaico A_{pv} , dada em m^2 , pelo número total de módulos que constituem o sistema, N_{pv} , e por sua eficiência η_{pv} . A equação 2.1 apresenta a potência total proveniente de N_{pv} módulos fotovoltaicos, dada em kW .

$$P_{pv} = \eta_{pv} * N_{pv} * A_{pv} * Rad(t) \quad (2.1)$$

As condições climáticas, como temperatura e irradiação, e de operação como a busca do ponto de máxima potência, são fatores que influenciam na quantidade de energia convertida pelo sistema de painéis fotovoltaicos. A modelagem da influência destes fatores está embutida na eficiência η_{pv} e é apresentada na equação 2.2.

$$\eta_{pv} = \eta_{mod} * \eta_{inv} * [1 - \beta * (T_{inst} - T_{ref})] \quad (2.2)$$

Na equação anterior, a eficiência informada pelo fornecedor do painel é designada por η_{mod} . O inversor, utilizado para transformação da corrente contínua proveniente do painel em corrente alternada utilizada em diversos equipamentos elétricos e rede de distribuição de energia, é ponderado através de sua eficiência, η_{inv} . Este valor também é informado em catálogo de dados de fabricante deste componente. A temperatura exerce influência direta na eficiência do painel e sua contribuição é representada pelo coeficiente de temperatura β , pela temperatura instantânea T_{inst} e pela temperatura de referência T_{ref} , dadas em $^{\circ}C$ [47]. O parâmetro β é informado pelo fornecedor do painel assim como o valor da temperatura de referência T_{ref} . A temperatura da célula T_{inst} é calculada a partir da equação 2.3 que realiza uma aproximação linear a partir das condições padrão de operação.

$$T_{inst} = \frac{T_{nom} - 20}{0,8} * Rad(t) + T_a \quad (2.3)$$

Na equação 2.3, T_{nom} é uma temperatura também fornecida pelo fabricante que

determina o valor nominal de operação da célula em $^{\circ}C$, enquanto que T_a representa o dado de temperatura ambiente instantânea, também em $^{\circ}C$. As condições de teste são utilizadas para determinação de diversos parâmetros de painéis fotovoltaicos, em que se utiliza a temperatura de $20^{\circ}C$ e a radiação de $0,8 \text{ kW}/\text{m}^2$ [47], resultando na equação 2.3.

2.3.1.4 Penetração de energia fotovoltaica no mundo

A tecnologia de módulos fotovoltaicos acarretou em um crescimento exponencial do uso da energia solar para produção de eletricidade no mundo. A Figura 6 apresenta os países com maior ampliação de capacidade de geração de energia fotovoltaica no ano de 2015.

1		China	15,2 GW
2		Japan	11 GW
3		USA	7,3 GW
4		UK	3,5 GW
5		India	2 GW
6		Germany	1,5 GW
7		Korea	1 GW
8		Australia	0,9 GW
9		France	0,9 GW
10		Canada	0,6 GW

Figura 6 – Os 10 países com maior capacidade instalada em 2015. Fonte: IEA,2015

Conforme [55], o Brasil contava, no final de 2016, com 81 MW de potência solar fotovoltaica instalada, sendo 24 MWp de geração centralizada e 57 MWp de geração distribuída. A capacidade instalada no país não insere o Brasil no *ranking* dos 20 países líderes mundiais em produção, todos com capacidade instalada superior a 1 GWp. O Brasil recebe boa incidência de radiação solar em toda sua extensão durante maior parte do ano. Além disso, detém grandes reservas de silício para produção de células fotovoltaicas. Esta conjunção de fatores representa boa oportunidade para o investimento em pesquisa, desenvolvimento e implantação comercial de toda a cadeia tecnológica de energia fotovoltaica [56].

A distribuição da potência instalada no Brasil entre micro e minigeradores por estado é apresentada na Figura 7 [57]. Verifica-se que o maior empreendimento encontra-se no estado de Minas Gerais, seguido por São Paulo. As projeções de ampliação de potência

fotovoltaica instalada no país são levantadas pela ANEEL, conforme apresentado na Figura 8, encontrada em [57], para os próximos anos pelos segmentos residencial e comercial.

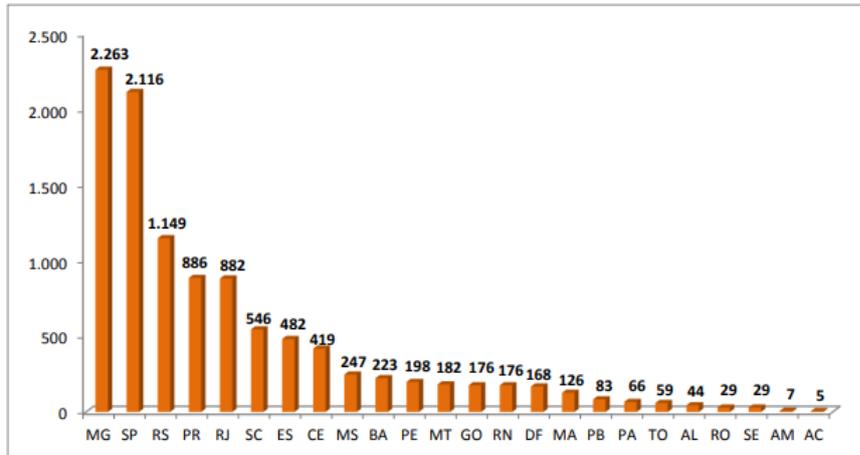


Figura 7 – Número de conexões por estado

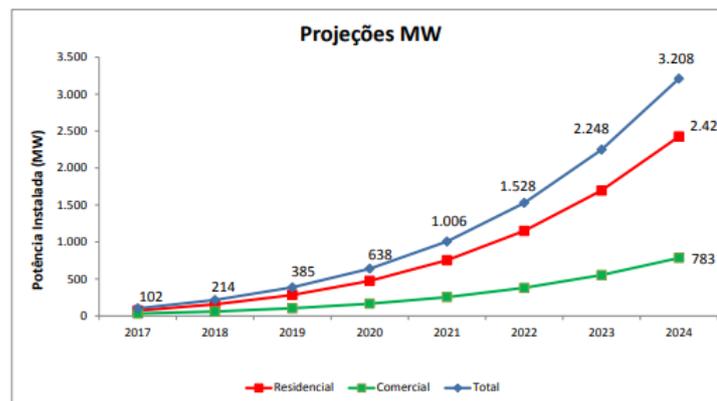


Figura 8 – Projeções de potência fotovoltaica

2.3.2 Sistema de geração eólica

Geradores eólicos, ou simplesmente aerogeradores, utilizam a energia cinética proveniente dos ventos e a converte em energia elétrica. Este processo de transformação de energia ocorre através de uma turbina. Um sistema de geração eólica é composto pelos componentes descritos a seguir.

- Rotor: Componente responsável pela conversão da energia cinética dos ventos em energia mecânica de rotação;
- Transmissão e caixa multiplicadora: Transmite a energia cinética proveniente do eixo do rotor para o gerador. Em alguns tipos de geradores esse item não é utilizado, assim, o eixo do rotor é conectado diretamente ao eixo do gerador;

- Gerador elétrico: Componente que realiza a transformação de energia mecânica em energia elétrica;
- Sistema de controle: Utilizados para adequação da velocidade, controle de carga e orientação do rotor;
- Torre: Parte estrutural do sistema para sustentação e posicionamento do rotor;
- Transformador: Conexão entre gerador e a rede elétrica.

2.3.2.1 Modelagem de um sistema aerogerador

O rendimento de um sistema de geração a partir de energia eólica é definido pela relação entre a potência elétrica entregue à rede e a potência disponível nos ventos [58]. Esta potência pode ser calculada a partir da equação 2.4, em que P_{eo} é a potência disponível no vento em kW , A_{ro} é a área do rotor em m^2 , ρ é a densidade do ar, dada por 1225 kg/m^3 , e v é a velocidade do vento em m/s .

$$P_{eo} = \frac{1}{2} * A_{ro} * \rho * v^3 * 10^{-3} \quad (2.4)$$

A potência convertida pela turbina eólica tem relação direta com o modelo de aerogerador e varia com a disposição e o ângulo de inclinação das pás. Assim, é necessário incluir um fator de ajuste, denominado coeficiente de potência, que relaciona a velocidade do rotor com a velocidade dos ventos. O valor teórico máximo do coeficiente de potência é conhecido como limite de Betz, definido em 0,593. Porém, na prática, o máximo valor alcançado por turbinas reais é 0,5. O valor correto deste coeficiente, que também inclui as perdas elétricas e mecânicas inerentes [58], é informado pelo fabricante da turbina eólica.

A equação 2.5 formula a potência da turbina eólica - P_{tb} , dada em kW , em função da potência calculada na equação 2.4 e do coeficiente de potência do aerogerador C_{pot} .

$$P_{tb} = C_{pot} * P_{eo} \quad (2.5)$$

Além de fornecer as características físicas de um aerogerador e os parâmetros inerentes de sua configuração, os fornecedores de turbinas disponibilizam também sua curva de potência sob condições de operação padrão. Esta curva relaciona a velocidade dos ventos com a potência de saída da turbina, conforme ilustrado na Figura 9.

Em que v é a velocidade instantânea atuante nas pás do rotor, v_{ent} é a velocidade de entrada em operação, v_{nom} é a velocidade nominal e v_{cor} é a velocidade de corte. O valor da potência de saída da turbina P_{tb} é função da velocidade v e de sua potência nominal P_{eon} .

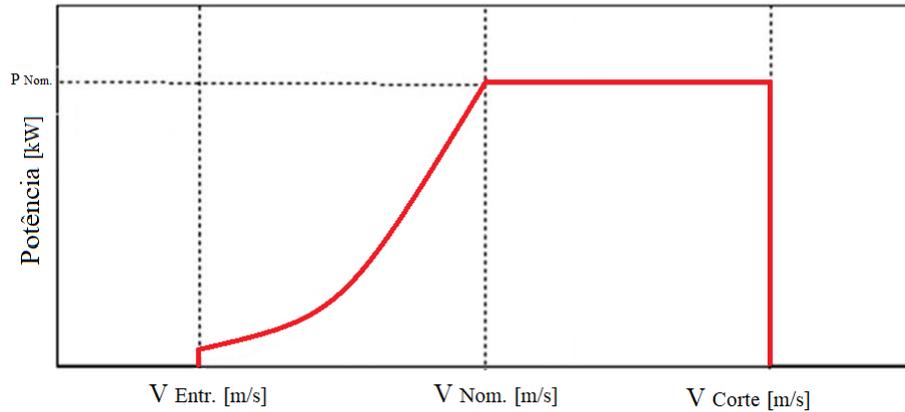


Figura 9 – Curva de potência teórica de uma turbina eólica

Através da figura anterior, é possível verificar que o incremento de potência ocorre com o aumento da velocidade dos ventos na região compreendida entre v_{ent} e v_{nom} . A velocidade de entrada é o valor mínimo de velocidade dos ventos necessário para exceder o torque de arranque do aerogerador.

Entre a velocidade de entrada e a velocidade nominal, a turbina funciona com rotor de velocidade variável e busca maximizar a sua potência gerada com mecanismos de controle. Quando a velocidade alcança o valor nominal, ocorre o processo de alta rotação do rotor, que impacta na passagem de vento pela turbina e, mesmo com o aumento da rotação, sua potência mantém-se constante. A velocidade de corte é aquela em que há corte de geração para não comprometer as estruturas mecânicas do aerogerador. O comportamento da figura 9 pode ser formulado como:

$$P_{tb} = \begin{cases} 0, & v < v_{ent} \text{ ou } v > v_{cor} \\ q(v), & v_{ent} \leq v < v_{nom} \\ P_{con}, & v_{nom} \leq v \leq v_{cor} \end{cases} \quad (2.6)$$

Em que $q(v)$ é uma função não linear, usualmente representada como:

- Curva de potência polinomial;
- Curva de potência exponencial;
- Curva de potência cúbica.

2.3.2.2 Influência das características locais na modelagem de aerogeradores

As curvas de potência de aerogeradores são derivadas de medições de campo, em que um anemômetro é posicionado sobre um mastro perto de uma turbina eólica. A determinação da posição do instrumento deve ser definida de maneira que não haja interferência de possíveis turbulências causadas pelo rotor da turbina. Com pouca oscilação

de velocidade dos ventos, pode-se utilizar os valores de medições a partir do instrumento acoplado e das potências desenvolvidas pela turbina. Assim, é necessário realizar a correção dos valores de potência obtido de acordo com as condições climáticas locais de inserção do sistema de geração eólica [59].

Um dos parâmetros a serem analisados é a densidade do ar do local de realização das medições para obtenção de curva de potência. Se o valor de densidade no local de implantação da turbina for diferente da densidade de ar padrão, deve-se traçar a relação entre os dois parâmetros para determinação do valor correto de potência do gerador. A equação 2.7 formula a potência corrigida da turbina, P_{tbcor} , de acordo com o valor da densidade local ρ em relação à densidade de referência ρ_0 , para a qual a curva é disponibilizada [47].

$$P_{tbcor} = P_{tb} * \frac{\rho}{\rho_0} \quad (2.7)$$

Quando a densidade do ar na região de aferimento não for conhecida, pode-se obter uma aproximação deste valor através da equação 2.8.

$$\rho = \frac{101325 * [1 - 2.25577 * 10^{-5} * Hlf]^{5.2559}}{82943.978} \quad (2.8)$$

Em que Hlf é a altura do local de implantação do gerador eólico em relação ao nível do mar.

Outro fator importante a ser ponderado é o valor obtido de medições de velocidade de vento, que são relativos a uma altura específica. Geralmente, esta altura não é equivalente à direção de incidência do rotor da turbina. Com isso, deve-se retificar o valor obtido de medição para a altura em que se encontra o eixo da turbina. Esta correção é dada pela equação 2.9, que relaciona a velocidade de ventos no eixo da turbina v_t com a velocidade no nível de medição v_m , em função das respectivas alturas h_m e h_t .

$$v_t = v_m * \frac{h_t^\alpha}{h_m} \quad (2.9)$$

Em que α é a constante de Hellman, cujo valor é determinado a partir de características do local. Quando o gerador está inserido em cidades com edifícios altos, este valor é de 0,4, enquanto que em locais livres de construções elevadas, como planícies, mar e lagos, o valor assumido é 0,1[47].

Outros fatores são cruciais para análise de locais de instalação de turbinas eólicas, como [59]:

- Características do terreno - a particularidade do terreno influencia na incidência dos ventos por inúmeros fatores. A irregularidade presente em alguns perfis de terreno

reduz a velocidade dos ventos e proporciona o surgimento de turbulências que interferem negativamente na conversão de energia. A existência de construções elevadas ou obstáculos no terreno também coopera para diminuição de eficiência do aerogerador. A região deve apresentar condições climáticas favoráveis ao funcionamento ideal do sistema concomitante à facilidade de acesso para realização de rotinas de manutenção no aerogerador;

- Perfil de velocidades de vento - a análise do perfil de distribuição da incidência de ventos na região de implantação do gerador é baseada nos valores de altitude. Quanto maior a altura, maior é a velocidade de vento associada. Esta relação geralmente é atribuída à forma exponencial, porém, sua função é dependente do valor da rugosidade da superfície e do gradiente de temperatura do ar junto ao solo. Em cenários específicos, deve-se atentar ao valor nulo de velocidade.
- Turbulência - Deve-se levantar um estudo sobre o estado de agitação do ar, denominado turbulência. As frequências e amplitudes destas oscilações são informações importantes para o projeto.

2.3.2.3 Penetração de energia eólica no mundo

O intenso crescimento do interesse pelo uso da energia eólica é evidente nos últimos anos. Segundo relatório anual global de energia eólica, divulgado pelo conselho global desta forma energética, mais de 52 GW de capacidade eólica foi instalada em 2017, contribuindo com um total de 539 GW globais [60]. O gráfico da figura 10, encontrada em [60] e figura 11, encontrada em [61], mostram os valores mundiais da capacidade instalada ano a ano e o ranking disponibilizado no boletim anual de geração eólica 2017 da associação Brasileira de Energia Eólica [61]. O Brasil ocupa o oitavo lugar no ranking mundial de potência eólica instalada com progresso significativo, devido principalmente à sua capacidade de conversão desta forma de energia em eletricidade, dada pela disponibilidade de recursos naturais.

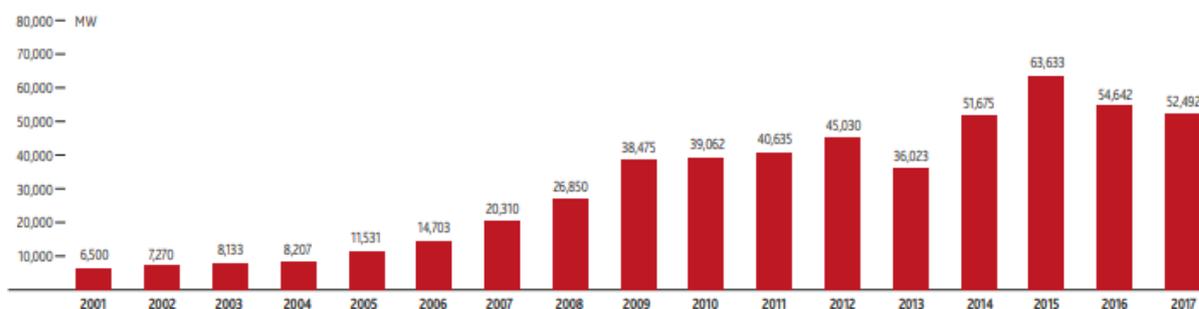


Figura 10 – Capacidade global de energia eólica instalada 2001-2017

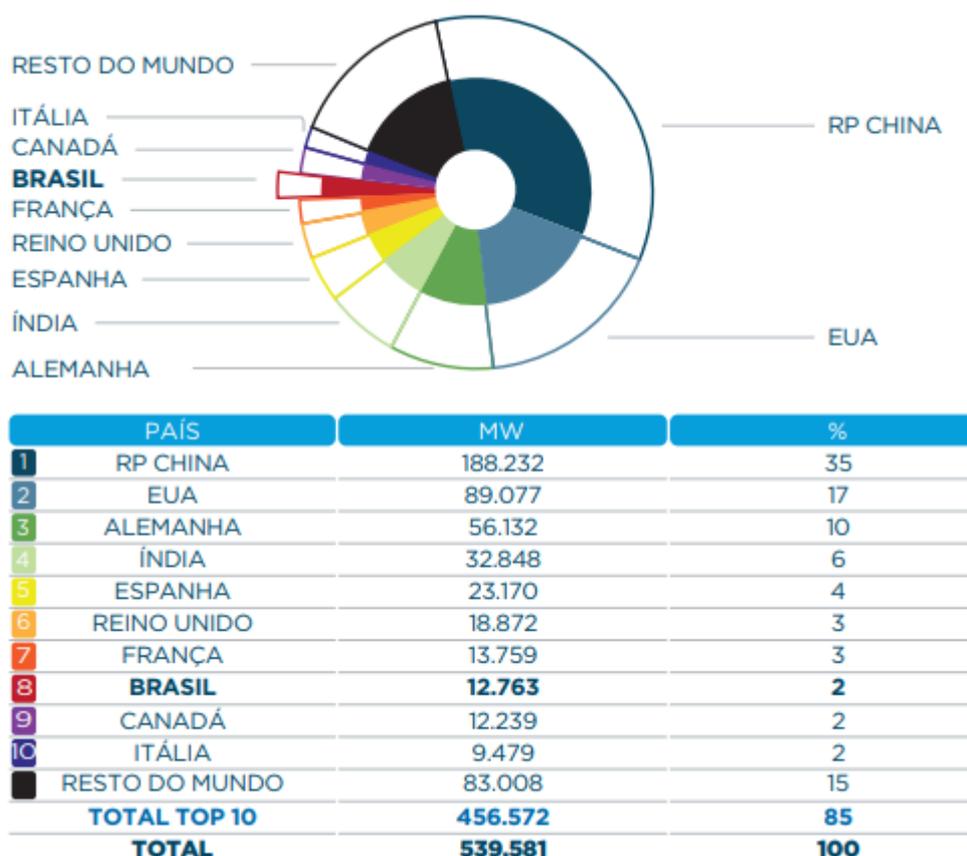


Figura 11 – Ranking mundial de capacidade eólica acumulada - 2017

Uma das iniciativas que cooperaram para produção de empreendimentos no setor foi a instituição do PROINFA (Programa de Incentivo às fontes Alternativas de Energia Elétrica), em 2002. A consolidação dos projetos desenvolvidos no programa culminou na implantação de 40 parques eólicos no país. Outra iniciativa significativa foi a promoção do primeiro leilão de energia eólica pela ANEEL, em 2009, que cooperou para o desenvolvimento de 71 projetos eólicos com capacidade total de 1800 MW [59]. As perspectivas no setor de energia eólica são promissoras no país e o desenvolvimento crescente é perceptível ao longo dos anos.

2.3.3 Gerador a diesel

Geradores a diesel são máquinas de combustão interna para a conversão da energia química de um combustível em energia mecânica, com posterior conversão eletromecânica. Este sistema de conversão é constituído por um motor, que utiliza como combustível o óleo diesel, conectado a um gerador de acionamento manual ou automático. A utilização de gerador a diesel pode ser realizada em situações de emergência, para suprir falhas em rede elétrica local, ou ainda para substituição horo-sazonal desta rede. As vantagens desta utilização devem-se aos seguintes fatores:

- Aumento da confiabilidade no fornecimento de energia elétrica;
- Tempo rápido de acionamento em caso de falhas de suprimento da rede de energia elétrica da concessionária local;
- Possibilidade de acionamento manual ou automático;
- Aplicação em sistemas de emergência e segurança; e
- Utilização em áreas remotas, onde não há rede de distribuição de energia elétrica.

Atualmente, geradores a diesel são encontrados em sistemas híbridos associados a outras fontes de energia renovável, para a obtenção das vantagens de todos os elementos constituintes de uma microrrede, visando à minimização de consumo de combustível. Ao comparar com sistemas compostos somente por geradores a diesel, sistemas híbridos apresentam a vantagem de contribuir para menores valores de emissão de poluentes na atmosfera e redução do custo de geração de energia [13]. Além disto, a utilização do diesel nestes sistemas coopera para aumento da confiabilidade de geração. Assim, a combinação destes fatores otimizados contribui para o alcance de melhores índices de desempenho do sistema.

2.3.3.1 Modelagem do sistema de geração a diesel

Em sistemas de geração de energia a diesel, deve-se atentar para a curva de consumo de combustível Cc_{dg} , que é dependente dos valores de potência nominal do gerador P_{dgn} , em kW , e de sua potência de saída, P_{dg} , dada em kW , como apresentado na Equação 2.10.

$$Cc_{dg} = A_d * P_{dgn} + B_d * P_{dg}(t) \quad (2.10)$$

Em que A_d e B_d são coeficientes da curva de consumo, dados em *litros/kW* e *litros/kWh* respectivamente. Estes valores são informados pelo fornecedor do gerador e variam de acordo com sua configuração, capacidade e regime de uso.

Quando o gerador a diesel está atuando sob carga, o consumo de combustível, dado em litros, é calculado através da equação 2.10. A potência nominal P_{dgn} é determinada de acordo com a demanda máxima da microrrede, enquanto que a potência de saída P_{dg} é função da potência instantânea, em t , requerida pela carga.

2.3.4 Análise econômica da geração de energia

A preocupação com o uso eficiente de recursos energéticos diversificados para atendimento ao critério de viabilidade econômica previsto nos Procedimentos de Distribuição

da ANEEL aplica-se à produção de energia elétrica, uma vez que a eletricidade, assim como demais insumos básicos, está sujeita às leis do mercado.

O cálculo do custo de produção de energia elétrica pode ser definido a longo, médio e curto prazo. Os custos associados ao cálculo a longo prazo são independentes de valores fixos, uma vez que o valor de investimento é determinado pelo próprio investidor. O tempo suficiente para modificação em todas as variáveis de custo é definido como longo prazo [47]. Os cálculos de limite de geração em usinas já instaladas são analisados a médio prazo. O projeto de novas centrais geradoras, porém, culmina em uma análise a longo prazo.

O custo total de investimento associado a um sistema híbrido de geração, C_{inv} em R\$, leva em consideração o respectivo custo unitário de cada gerador k , $C_{uni,k}$ em R\$/kW, e a capacidade de cada unidade, $P_{uni,k}$ dada em kW. A equação 2.11 apresenta a formulação do custo de investimento do sistema da microrrede, C_{inv} , em que k pode ser uma unidade fotovoltaica, eólica ou a diesel.

$$C_{inv} = \sum_{k=1}^{N_{uni}} C_{uni,k} * P_{uni,k} \quad (2.11)$$

O despacho de potência da microrrede, D_{mr} , é dado, conforme equação 2.12, pela soma das potências desenvolvidas por todas as unidades que compõem o sistema.

$$D = \sum_{k=1}^N P_{unit\ k} \quad (2.12)$$

2.3.4.1 Estrutura tarifária brasileira

A estrutura tarifária designada para as concessionárias de energia elétrica é um conjunto de tarifas aplicadas ao faturamento do mercado de distribuição de energia elétrica. Os procedimentos gerais são encontrados no Submódulo 7.1 do PRORET - Procedimentos de regulação tarifária da ANEEL de 10/07/2017[62].

O custo regulatório, é decomposto de componentes que refletem nas funções do custo da energia: Perdas, transporte, encargos e energia comprada para revenda. Assim, as funções de custos agregam-se para a formação das tarifas:

- TUSD - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição: A TUSD é constituída de valor determinado pela ANEEL, em R\$/MWh ou em R\$/kWh, utilizado para efetuar o faturamento mensal de usuários do sistema de distribuição pelo uso do sistema.
- TE - Tarifa de Energia: Valor determinado pela ANEEL, em R\$/MWh para efetuar o faturamento mensal pela distribuidora referente ao consumo de energia. A partir de 2015, o sistema de tarifação de energia passou a utilizar o sistema de bandeiras

tarifárias, que indicam, se houver, o custo adicional na tarifa de energia em função das condições de geração de eletricidade. [63]

Além dos custos citados anteriormente, existe ainda a cobrança de impostos e tributos federais e estaduais determinados pela Receita Federal do Brasil e Secretarias Estaduais. Esses encargos são denominados [64]:

- ICMS - O imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços é um tributo Estadual aplicável à energia elétrica. Previsto no artigo 155 da Constituição Federal de 1988, o ICMS é regulamentado pelo código tributário de cada estado, assim, o seu valor é variável dentro do território nacional.
- PIS/COFINS - Programa de Integração Social e Contribuição para o Financiamento de Seguridade Social são impostos federais aplicados à energia elétrica. Com a edição das Leis nº 10.637/2002, 10.833/2003 e 10.865/2004, o PIS e a Cofins tiveram suas alíquotas alteradas para 1,65% e 7,6%, respectivamente, passando a serem apurados de forma não cumulativa. Assim, a alíquota média desses tributos variam com o volume de créditos apurados mensalmente pelas concessionárias e com o PIS e COFINS pagos sobre custos e despesas no mesmo período.
- Contribuição para Iluminação Pública - Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública (CIP): prevista no artigo 149-A da Constituição Federal de 1988 que estabelece, entre as competências dos municípios, dispor, conforme lei específica aprovada pela Câmara Municipal, a forma de cobrança e a base de cálculo da CIP.

2.3.4.2 Desafios Econômicos

A decisão pela implantação de microrredes e sistemas de geração distribuída está intimamente ligada a questões econômicas. Por envolver tecnologias ainda em desenvolvimento, os custos iniciais destes sistemas são ainda elevados e outros fatores, como questões técnicas e regulatórias, geram barreiras ao investimento [15].

A análise da relação custo-benefício destes sistemas deve ser realizada previamente à sua implantação. Os benefícios são categorizados em termos de confiabilidade, fatores ambientais e custos, atingindo aos consumidores, concessionária distribuidora e sociedade, conforme apresentado tabela 2 [65].

Destaca-se que alguns benefícios da tabela anterior estão condicionados aos níveis de penetração e/ou pontos de injeção de potência por GD. Dependendo do aporte de GD, caso sejam gerados fluxos reversos na rede de distribuição, condições como perdas técnicas e sobre-utilização de ativos da rede podem ser pioradas.

Os custos associados à implantação de GD são apresentado na tabela 3 [65]. Ao analisar as informações contidas nessa tabela, verifica-se que os custos associados

Tabela 2 – Benefícios associados à GD

Benefícios	Consumidor	Concessionária	Sociedade
Redução do custo de energia	x	x	
Venda do excedente de energia	x	x	
Redução de perdas no sistema de distribuição e transmissão		x	x
Redução do custo de congestionamento do sistema		x	x
Capacidade de autonomia	x		
Aumento da confiabilidade do fornecimento de energia	x	x	
Controle de potência ativa e tensão	x	x	x
Melhoria no perfil de tensão	x	x	x
Investimento em energia renovável		x	x
Redução de emissão de poluentes à atmosfera		x	x

à implantação de GD são, em sua maioria, competentes ao consumidor interessado no investimento em instalação da unidade geradora.

Tabela 3 – Custos associados à implantação de GD

Custo	Proprietário	Concessionária de Distribuição	Sociedade
Estrutura do projeto	x		
Licenças de construção	x		
Esforços para garantir o funcionamento	x		
Marketing	x		
Contratos de negociação e administração	x	x	
Equipamento de geração	x		
Equipamento de armazenamento	x		
Infraestrutura de distribuição	x		
Modernização da rede		x	
O&M geração e armazenamento	x		
O&M infraestrutura da distribuição		x	
O&M da instalação	x		
Custos de equipamentos de controle de emissão	x		
Licenças de emissão	x		
Danos à saúde humana e ecológica			x

A análise de custo-benefício deve ser realizada, como destacado, para que o desenvolvimento de elementos de GD sejam refletidos no mercado. Nesta perspectiva, a avaliação de recursos de apoio por intermédio de subsídios e financiamento deve ser realizada [15].

Atualmente, diversas políticas de incentivo governamentais são aplicadas para remuneração e compensação pelo investimento em microrredes com sistemas renováveis. Algumas são descritas a seguir [56]:

- *Tarifa Feed-In*: Esse mecanismo é utilizado para acelerar o investimento em sistemas com fontes de energia renováveis por meio pagamento de tarifas para geradores de energia que utilizam recursos alternativos de produção. Nesta iniciativa, as tarifas são fixas e determinadas por contratos de longo prazo. O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) no Brasil utiliza esta abordagem de remuneração de energia através de leilões competitivos.
- *Net Metering*: Nessa estratégia, o consumidor tem seu próprio sistema de geração de energia, que é cedida à rede da concessionária, através de empréstimo, e posteriormente é compensada sob forma de desconto na fatura de energia. No Brasil, esta estratégia é adotada no sistema de compensação de energia estabelecido pela ANEEL.
- *Certificados de energia renovável*: Essa estratégia determina um valor de geração mínimo para designar certificados que podem ser vendidos ou acumulados em mercado de créditos.
- *Renewable Portfolio Standard*: Neste regime, um limite mínimo de geração de energia é estipulado para distribuidoras, consumidores e/ou empresas. Uma vez que o limite não é alcançado, os agentes envolvidos podem ser passíveis de penalizações e multas. Já as unidades geradoras que alcançam as metas estipuladas podem vender o excedente para as demais que não atingiram sua quota.

2.3.4.3 Incentivos fiscais para implantação de microgeração no Brasil

No Brasil, a política de incentivo governamental é dada pelo procedimento *net metering*. A resolução normativa ANEEL nº 482/2012 define esse arranjo como sistema de compensação de energia, no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa. Somente consumidores cativos da distribuidora podem fazer adesão ao sistema de compensação de energia. Como explicitado no capítulo anterior, a microgeração é definida como unidade de geração com potência instalada inferior a 75kW e na minigeração, a potência definida é de 75kW a 5MW [66].

É determinada, ainda, a possibilidade de utilização dos créditos excedentes, em outra unidade previamente cadastrada dentro da mesma área de concessão, caracterizada como [66]:

- *Autoconsumo remoto*: As unidades que privilegiam do abatimento de créditos necessitam de titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, ou Pessoa Física que possua unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída

em local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada;

- Geração compartilhada: caracterizada pela reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada;
- Empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras (Condomínios) : Designada pela utilização da energia elétrica de forma independente, no qual cada fração com uso individualizado constitua uma unidade consumidora e as instalações para atendimento das áreas de uso comum constituam uma unidade consumidora distinta, de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento, com micro ou minigeração distribuída, e desde que as unidades consumidoras estejam localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas, sendo vedada a utilização de vias públicas, de passagem aérea ou subterrânea e de propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento.

A potência instalada da micro e minigeração fica limitada à potência disponibilizada para a unidade consumidora onde a geração será conectada, podendo ser calculada da seguinte forma:

- Para os consumidores do grupo A, a potência máxima instalada é definida pela demanda contratada, expressa em kW;
- Para as unidades do grupo B, a potência máxima é dada pelo resultado da multiplicação da capacidade nominal de condução de corrente elétrica do dispositivo de proteção geral da unidade consumidora pela tensão nominal, observado o fator específico referente ao número de fases, expressa em quilovolt-ampère (kVA).

O modo de faturamento no sistema de compensação de energia é estabelecido no art. 7º da REN nº 482/2012. Os procedimentos adotados, são [12]:

- A energia ativa injetada em determinado posto tarifário (ponta, fora de ponta ou intermediário), se houver, deve ser utilizada para compensar a energia ativa consumida nesse mesmo posto;
- Se houver excedente, os créditos de energia ativa devem ser utilizados para compensar o consumo em outro posto horário, se houver, na mesma unidade consumidora e no mesmo ciclo de faturamento, observada a relação das Tarifas de Energia – TE;

- O valor a ser faturado é a diferença entre a energia consumida e a injetada, considerando também eventuais créditos de meses anteriores, sendo que caso esse valor seja inferior ao Custo de Disponibilidade, para o caso de consumidores do grupo B, será cobrado o Custo de Disponibilidade;
- Para os consumidores do grupo A, o valor mínimo a ser pago é a demanda contratada;
- Após a compensação na mesma unidade consumidora onde está instalada a micro ou minigeração distribuída, se ainda houver excedente, um percentual desse excedente poderá ser utilizado para abater o consumo de outras unidades escolhidas pelo consumidor no mesmo ciclo de faturamento;
- Os créditos remanescentes podem ser utilizados por até 60 meses após a data do faturamento.;
- A cobrança de bandeiras tarifárias se aplica ao consumo de energia ativa a ser faturado, ou seja, o valor líquido (consumo medido reduzido da energia injetada);
- A cobrança do imposto estadual ICMS na fatura de energia de unidades com geração distribuída pode ser realizada de duas formas: Para os estados que aderiram ao Convênio do CONFAZ ICMS 16/2015, o ICMS incide somente sobre a energia a ser faturada em determinado mês, que é dado pela diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede. A redação atual dada pelo ICMS 18/2018 institui que a regra aplica-se somente à compensação de energia elétrica produzida por microgeração e minigeração definidas na referida resolução, cuja potência instalada seja, respectivamente, menor ou igual a 75 kW e superior a 75 kW e menor ou igual a 1 MW [67]. Nos estados que não aderiram ao convênio ICMS 16/2015, o imposto é cobrado sobre toda a energia consumida da rede;
- O artigo 8º da Lei nº 13.169/2015 define que Ficam reduzidas a zero as alíquotas da Contribuição para o PIS/Pasep e da Contribuição para Financiamento da Seguridade Social - COFINS incidentes sobre a energia elétrica ativa fornecida pela distribuidora à unidade consumidora, na quantidade correspondente à soma da energia elétrica ativa injetada na rede de distribuição pela mesma unidade consumidora com os créditos de energia ativa originados na própria unidade consumidora no mesmo mês, em meses anteriores ou em outra unidade consumidora do mesmo titular, nos termos do Sistema de Compensação de Energia Elétrica para microgeração e minigeração distribuída, conforme regulamentação da ANEEL [68].

2.4 CONCLUSÕES PARCIAIS

Este capítulo apresentou uma descrição dos principais aspectos associados ao planejamento e à operação de microrredes, como a geração distribuída através de fontes

diversificadas, incluindo renováveis, condições de acesso à rede de distribuição e a modelagem matemática da potência provida. O capítulo apresentou ainda o cenário atual das fontes envolvidas, bem como aspectos econômicos associados, visando subsidiar a pesquisa proposta na presente dissertação. Parcialmente, pode-se concluir que diferentes recursos energéticos devem ser combinados de maneira otimizada em uma microrrede, a fim de minimizar custos de investimento e operacionais, incluindo consumo de combustíveis.

3 METODOLOGIA PROPOSTA

3.1 INTRODUÇÃO

A metodologia de otimização proposta na presente dissertação visa o dimensionamento de microrredes em redes de distribuição de energia elétrica. Mais especificamente, tem como objetivo determinar número e tipos de elementos presentes na microrrede, bem como o despacho de potência de unidades despacháveis a diesel, para a minimização de custos de investimento e operativos em um horizonte de planejamento. Os elementos considerados são baseados em tecnologias atualmente disponíveis no mercado. A estratégia de dimensionamento de microrrede pode ser aplicada a unidades comerciais, a partir de análise de viabilidade e aproveitamento de recursos naturais através de fontes renováveis. O otimizador tem como propósito definir a melhor configuração de microrrede que minimize os custos mencionados por meio de decisões de investimento. A formulação do problema considera as restrições associadas ao despacho de potência, sob o regime de compensação de energia segundo a resolução normativa 482/2012 abordada no capítulo anterior.

Após o desenvolvimento da metodologia de otimização, é traçado um comparativo entre os resultados obtidos em um estudo de caso através da metodologia desenvolvida e um software comercial utilizado mundialmente para o dimensionamento de microrredes isoladas e conectadas à rede de distribuição.

3.2 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

A formulação do problema de planejamento de microrredes envolve a modelagem dos dispositivos constituintes deste sistema híbrido, para fins de viabilizar o processo decisório referente à definição de quantidade e tipo de cada elemento presente neste sistema. O objetivo é a minimização do custo total de investimento e operação durante um horizonte de planejamento de longo prazo. Para isto, é proposto um modelo de fluxo de potência ótimo com a introdução da formulação matemática representativa do comportamento de cada componente. A modelagem, juntamente com os parâmetros característicos de cada tipo de elemento possibilita a avaliação, de forma quantitativa, de como o dimensionamento proposto contribui para a redução dos custos da rede elétrica a longo prazo.

O cenário operativo desenvolvido é ilustrado na figura 12. A microrrede proposta, composta pelos elementos: painéis fotovoltaico, gerador a diesel e aerogerador é projetada para gerar energia para a unidade consumidora a qual está diretamente conectado. A carga em questão é uma unidade comercial conectada ao sistema de distribuição de média tensão. O fluxo de potência é designado no sentido da unidade geradora para a carga e, caso houver excedente de energia, este é injetado ao SDEE. Essa estratégia aborda as diretrizes de faturamento da unidade participante do sistema de compensação de energia

elétrica adotada no Brasil.

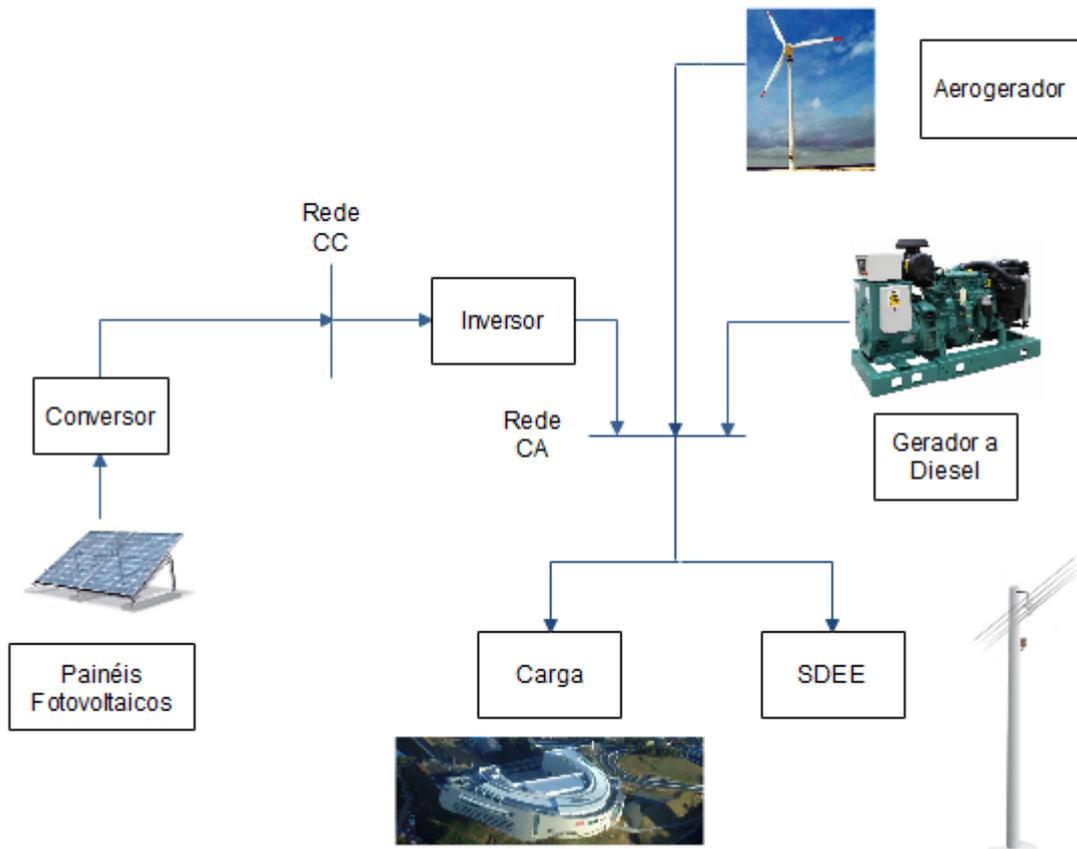


Figura 12 – Estrutura do sistema híbrido

3.2.1 Função objetivo

A função objetivo (FOB) do modelo de planejamento de sistema híbrido de energia em uma microrrede envolve os custos de investimento e operativos inerentes ao sistema. De modo geral, estes custos envolvem:

- Custos de investimento: determinados por valor de compra e instalação de equipamentos presentes na microrrede.
- Custos de operação e manutenção de equipamentos: Representam custos referentes à operação e manutenção de cada componente, com intuito de manter os equipamentos em plena condição de funcionamento ao longo do horizonte de planejamento.
- Custos de Substituição: Consideram a vida útil de cada componente e consistem nos valores de substituição de cada elemento ao atingir sua data de troca prevista.
- Custos de consumo de combustível: Custos variáveis com a operação de geradores à base de combustíveis, no presente trabalho, gerador a diesel.

- Custos de operação da microrrede e de déficit: Custos variáveis com a energia/demanda proveniente da rede do SDEE para o atendimento de cargas da microrrede e custos referentes à déficits de atendimento na microrrede.

Em suma, a estratégia desenvolvida para dimensionamento da microrrede tem como objetivo principal suprir sua demanda de carga com o menor custo de investimento e operação possível durante o horizonte de planejamento. Portanto, as parcelas que compõem a FOB consistem nos custos associados a cada elemento da microrrede, bem como os encargos referentes à energia/demanda proveniente da rede de distribuição, ao longo deste horizonte.

Com base em [13], a função objetivo do problema de dimensionamento de uma microrrede pode ser formulada, como:

$$\text{Min } FOB = NPC_{pvinv} + NPC_{eo} + NPC_{dg} + C_{sdee} \quad (3.1)$$

Em que:

- NPC_{pvinv} trata-se do valor presente líquido (VPL) associado ao custo de investimento e manutenção do conjunto de painéis fotovoltaicos e inversores no horizonte de planejamento;
- NPC_{eo} trata-se do VPL relativo ao custo de investimento e manutenção em turbinas eólicas no horizonte de planejamento;
- NPC_{dg} representa o valor presente líquido associado ao custo de investimento e manutenção em gerador a diesel no horizonte de planejamento;
- C_{sdee} é o valor do custo da energia proveniente do SDEE.

Os custos da equação 3.1 são dados em reais pois a cotação dos elementos é realizada através de valores encontrados no mercado nacional. A abrangência do custo total do sistema é apresentado na sequência.

3.2.1.1 Geração fotovoltaica

A primeira parcela da FOB da equação 3.1 é calculada pelo somatório dos custos de investimento (CI_{pvinv}), de operação e manutenção (COM_{pvinv}) e de substituição de elementos ($CSUB_{pvinv}$) ao longo do horizonte de planejamento. A equação 3.2 apresenta a composição do custo total inerente a painéis fotovoltaicos e inversor.

$$NPC_{pv} = CI_{pvinv} + COM_{pvinv} + CSUB_{pvinv} \quad (3.2)$$

O custo de investimento CI_{pvinv} presente na equação 3.2 representa os valores associados ao custo total de aquisição e instalação dos painéis e inversores. As parcelas incidentes que constituem o montante é expressa na equação 3.3.

$$CI_{pvinv} = NPC_{inv} + MOD_{pv} + BOS_{pv} + INST_{pv} \quad (3.3)$$

A primeira parcela da equação 3.3 é relativa ao custo de aquisição do sistema inversor, dado por NPC_{inv} . O cálculo do investimento desse elemento é realizado através da equação 3.4 a seguir.

$$NPC_{inv} = invest_{inv} * P_{inv} \quad (3.4)$$

Onde $invest_{inv}$ é o custo por unidade, dado em $R\$/kW$, e P_{inv} é a potência, em kW , do inversor.

A potência do inversor possui, para a presente análise, o mesmo valor que a potência instalada da usina fotovoltaica. A potência total da usina fotovoltaica Pot_{pvn} , dada em kW , é definida pela quantidade de módulos, N_{pv} , e pela potência de um único módulo, Pot_{pv} , dada em kWp , como mostra a equação 3.5.

$$Pot_{pvn} = N_{pv} * Pot_{pv} \quad (3.5)$$

Sendo assim, a potência do inversor, P_{inv} é definida pela igualdade apresentada na equação 3.6. A contribuição da eficiência associada a este elemento é inserida na equação da potência total produzida na usina fotovoltaica.

$$P_{inv} = Pot_{pvn} \quad (3.6)$$

A segunda parcela da equação 3.3, definida por MOD_{pv} , aborda o custo total em painéis fotovoltaicos. Esse valor é dependente do número total de painéis no sistema definido como N_{pv} e o custo unitário ($R\%$) dado por C_{modpv} , conforme equação 3.7.

$$MOD_{pv} = N_{pv} * C_{modpv} \quad (3.7)$$

A terceira parcela da equação 3.3 é relativa aos demais custos do sistema que abrange cabos de conexão, estruturas de suporte e dispositivos de proteção que, de acordo com [69] são definidos por 15% do montante total gasto na aquisição dos módulos, definido por MOD_{pv} , e do inversor, dado por NPC_{inv} . A formulação é apresentada na equação 3.8 a seguir.

$$BOS_{pv} = 0,15 * (MOD_{pv} + NPC_{inv}) \quad (3.8)$$

A quarta parcela da equação 3.3 se refere ao custo de transporte e instalação do sistema, estimado em aproximadamente 20% do total gasto na aquisição de todos os componentes [69]. A formulação desse custo é apresentada na equação 3.9 a seguir.

$$BOS_{pv} = 0,20 * (MOD_{pv} + NPC_{inv} + BOS_{pv}) \quad (3.9)$$

Além do custo de investimento inicial deve-se considerar o custo relacionado à operação e manutenção do sistema composto pelos painéis fotovoltaicos e inversores. Esse custo é abordado na equação 3.2 representado por COM_{pvinv} . O valor abrange o custo da limpeza dos módulos solares e eventuais trocas de cabos de conexão. De acordo com [69] esse valor pode ser definido como 0,5% do valor total de investimento inicial. A formulação dessa parcela é apresentada na equação 3.10.

$$COM_{pvinv} = 0,05 * CI_{pvinv} \quad (3.10)$$

Como estes custos são fixos anuais, para uma correta análise, deve-se realizar o reajuste do valor ao longo do horizonte de planejamento. Desse modo, é verificado através do IPCA - Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo o valor médio da inflação acumulada. O IPCA é adotado pelo Banco Central do Brasil para a fixação das metas de inflação no país, acordadas entre o governo brasileiro e o Fundo Monetário Internacional (FMI). De acordo com a pesquisa realizada para os últimos cinco anos, o valor adotado é de 7,5% para o reajuste do custo anual de manutenção do sistema [70]. Para o presente trabalho, este valor é definido na variável $TAXA_{infl}$.

A última parcela da equação 3.2, definida por $CSUB_{pvinv}$ possui relação com a vida útil dos elementos do sistema. O custo inicial total do sistema constituído por painéis fotovoltaicos possui valor muito elevado e geralmente não são considerados horizontes de planejamento maior que sua vida útil, em torno de 25 anos [13]. As demais trocas de elementos do sistema são consideradas no custo de operação e manutenção definido anteriormente como COM_{pvinv} . O inversor, por sua vez, possui a vida útil em torno de 15 anos e, dependendo da análise desenvolvida, deve-se considerar o custo relacionado a sua substituição. A estimativa do custo de substituição a longo prazo é uma tarefa extremamente complexa pois inúmeros fatores influenciam na valorização ou desvalorização desse elemento, como: questões político-econômicas nacionais, desenvolvimento tecnológico e valores do mercado internacional, uma vez que esses elementos são, em sua maioria, provenientes do mercado de importação. Alguns trabalhos encontrados na literatura, como em [47] e [13] utiliza o custo de investimento para definir o valor de substituição deste

elemento. A equação 3.11 a seguir aborda essa parcela de custo que é dada em função do número de substituições do elemento, $NSUB_{inv}$, ao longo do horizonte de planejamento.

$$CSUB_{p_{inv}} = NPC_{inv} * NSUB_{inv} \quad (3.11)$$

3.2.1.2 Geração eólica

A terceira parcela da FOB, NPC_{eo} , representa os custos de implantação, $CINV_{eo}$, bem como de operação e manutenção, COM_{eo} , associados ao sistema de geração eólica. A equação 3.12 relaciona os valores componentes deste custo.

$$NPC_{eo} = CINV_{eo} + COM_{eo} \quad (3.12)$$

Segundo [71], o custo total da implantação de uma turbina eólica conta com a adequação do local de instalação, conexão com a rede e com o custo de aquisição da própria turbina, designado por $CUNIT_{eo}$, que varia entre 30 e 55% do valor total de investimento. Assim, o custo de investimento em um sistema de geração eólica, $CINV_{eo}$, formulado na equação 3.13, é dado pelo custo unitário da turbina, em R\$, multiplicado pelo número total de turbinas do sistema N_{eo} e a relação percentual de investimento em relação ao custo total de implantação do sistema, dado por $Perc_{eo}$.

$$CINV_{eo} = \frac{N_{eo} * CUNIT_{eo}}{Perc_{eo}} \quad (3.13)$$

Os custos de operação e manutenção de um sistema de geração eólica, COM_{eo} , depende do tipo de turbina. O valor correspondente pode variar de 1 a 3,5% do custo de investimento [71]. Os contratos anuais de manutenção constam com atividades de inspeção, lubrificações, medições de parâmetros elétricos e valores de temperatura, análise de óleos e eventuais troca de componentes. Assim, o custo de O&M anual é definido através do custo de investimento, $CINV_{eo}$, e um percentual estimado, dado por k_{eo} . Essa formulação é apresentada na equação 3.14.

$$COM_{eo} = CINV_{eo} * k_{eo} \quad (3.14)$$

Como adotado para a formulação de operação e manutenção do sistema fotovoltaico, é realizado o reajuste anual baseado no valor de inflação, definido por $TAXA_{infl}$, de 7,5%.

A vida útil média de aerogeradores pode chegar até 20 anos. Assim, não é comum considerar a substituição total deste componente em projetos que analisam o custo desse sistema [71].

3.2.1.3 Geração a diesel

A quarta parcela da FOB, dada na equação 3.1, definida por NPC_{dg} , relaciona os custos de geração a diesel. Estes custos abrangem o custo de investimento $CINV_{dg}$, custo de consumo de combustível, FTC_{dg} , de operação e manutenção, COM_{dg} , e o custo de substituição $CSUB_{dg}$. A equação 3.15 apresenta os componentes do custo total associado à geração a diesel.

$$NPC_{dg} = CINV_{dg} + FTC_{dg} + COM_{dg} + CSUB_{dg} \quad (3.15)$$

O custo de investimento, $CINV_{dg}$, é obtido pelo valor α_{dg} dado em $R\$/kW$ e pela potência nominal do gerador a diesel P_{dgn} , em kW , como apresentado na equação 3.16.

$$CINV_{dg} = \alpha_{dg} * P_{dgn} \quad (3.16)$$

A segunda parcela da equação 3.15, FTC_{dg} , depende de:

- $CCOMB_{dg}(t)$ corresponde ao custo horário de consumo de combustível (diesel);
- N_{anos} número de anos do período analisado; e
- $TAXA_{infl}$ Taxa de reajuste anual definida pela inflação.

O custo horário de $CCOMB_{dg}(t)$ é obtido através da curva de consumo de combustível, $Cc_{dg}(t)$, apresentada na equação 2.10, e do custo do litro de combustível (diesel), $CCUNIT_{dg}$, dado por $R\$/litro$, conforme equação 3.17.

$$CCOMB_{dg}(t) = Cc_{dg}(t) * CCUNIT_{dg} \quad (3.17)$$

Daí, o custo anual do gerador a diesel é obtido através da equação 3.18.

$$FC_{dg} = \sum_{t=1}^{8760} CCOMB_{dg}(t) \quad (3.18)$$

Por fim, a adequação do valor do custo de combustível ao longo do horizonte de planejamento é realizada através da taxa anual de juros, $TAXA_{infl}$.

O custo de operação e manutenção do gerador a diesel, COM_{dg} , é dado em função do custo de investimento. De acordo com pesquisa realizada com um fornecedor de gerador a diesel [72], é adotado um percentual de 2% para serviços de reparo e eventuais troca de componentes de geradores a diesel. A equação 3.19 a seguir apresenta a parcela de custo anual relativa a essas atividades de O&M.

$$COM_{dg} = 0,02 * CINV_{dg} \quad (3.19)$$

Assim como considerado nos elementos anteriores, é utilizada a taxa de inflação, $TAXA_{infl}$, de 7,5%, para reajuste do valor ao longo do horizonte de planejamento.

A substituição do gerador a diesel é determinada pelo fabricante. O número de substituições, $NSUB_{dg}$, é dado pelo número de horas de funcionamento total, Nh_{dg} , dividido pelo número de horas máximo para substituição, Nhm_{dg} . Daí, o custo de substituição depende do custo de investimento $CINV_{dg}$, dado em R\$, e do número de substituições no horizonte de planejamento, conforme equação a seguir.

$$CSUB_{dg} = CINV_{dg} * NSUB_{dg} \quad (3.20)$$

3.2.1.4 Custos de energia/demanda da rede elétrica

A quinta parcela da FOB da equação 3.1 refere-se ao custo de energia elétrica/demanda proveniente da rede do SDEE, em função de tarifas de energia e demanda. Como descrito no capítulo anterior, a regulação tarifária correspondente é definida pela ANEEL e pode ser encontrada no módulo 7 do PRORET [62].

O custo da tarifa varia de acordo com o tipo de consumidor e é dividido em modalidades definidas por grupos. Este valor também pode variar com posto tarifário e com acréscimo de bandeiras tarifárias. Outros valores que compõem o custo total apresentado na fatura de energia são tributos federais e estaduais aplicáveis à energia elétrica, como explanado no Capítulo 2, de acordo com a REN nº 479/2012 da ANEEL [73].

As tarifas relativas à demanda, expressas por C_{dem} , e ao consumo de energia, C_{cons} , são estipuladas pela ANEEL e variam de acordo com a concessionária de distribuição. Os impostos inclusos na fatura de energia, ICMS e PIS/COFINS, são cobrados ao consumidor pela adequação do valor das tarifas de energia publicadas pela concessionária.

A conexão da central geradora, no presente trabalho, é realizada em média tensão, com a inserção do consumidor na modalidade tarifária A4 azul. Assim, o custo da energia é composto do faturamento do valor referente à demanda contratada, em kW , e do consumo mensal, em kWh .

De acordo com a REN 687 de 2015 da ANEEL, o valor mínimo a ser cobrado pela concessionária a consumidores do grupo A é o valor relativo a demanda contratada [74]. O custo de demanda é determinado pela concessionária local, cujo valor faturado é dependente do respectivo montante contratado. Caso este montante seja ultrapassado, um custo adicional por kW é aplicado [64].

Independente da potência gerada na microrrede, esse valor não poderá ser minimizado pelo otimizador e não será considerado no presente trabalho. Portanto, a parcela C_{sdee} da FOB da equação 3.1 é função de:

- tarifas de consumo, C_{cons} em $R\$/kWh$;
- tarifa adicional relativo a bandeira tarifária, C_{BAND} ;
- montante consumido, em kWh , designado por $CONS$.

Daí, a parcela de custo C_{sdee} é dada por:

$$C_{sdee} = (C_{cons} + C_{BAND}) * CONS \quad (3.21)$$

O custo da tarifa de consumo C_{cons} é variável com o posto tarifário: ponta (HP), dado por C_{conshp} ou fora de ponta (HFP), $C_{conshfp}$ e o acréscimo, se houver, em função da bandeira tarifária vigente no mês analisado, dado por C_{BAND} [64]. Para o presente trabalho são considerado o adicional da bandeira verde C_{BAND1} , amarela C_{BAND2} , vermelha patamar 1, C_{BAND3} e vermelha patamar 2 C_{BAND4} . Assim, a equação 3.21 é reformulada na equação 3.22 para consumidores do grupo A. Em que $CONS_{hp}$ é a energia consumida, em kWh , em horário de ponta e $CONS_{hfp}$ é a energia consumida, em kWh , em horário fora de ponta. O termo C_{BANDx} é utilizado para representar o valor adicional de acordo com a bandeira tarifária vigente.

O Posto tarifário ponta é o período composto por 3 (três) horas diárias consecutivas definidas pela distribuidora considerando a curva de carga de seu sistema elétrico, aprovado pela ANEEL para toda a área de concessão ou permissão, com exceção feita aos sábados, domingos e feriados nacionais [64].

$$C_{sdee} = (C_{conshp} + C_{BANDx}) * CONS_{hp} + (C_{conshfp} + C_{BANDx}) * CONS_{hfp} \quad (3.22)$$

A equação 3.23 a seguir representa a correção para a tarifa de consumo [63] em função dos tributos incidentes descritos detalhadamente na seção 2.3.4.1.

$$C_{cons} = \frac{C_{cons}}{1 - (PIS + COFINS + ICMS)} \quad (3.23)$$

A variável C_{cons} utilizada na equação 3.23 anterior é a variável genérica utilizada para representar a tarifa de consumo em horário fora de ponta $C_{conshfp}$, horário de ponta C_{conshp} e a respectiva bandeira tarifária C_{BANDx} . Ou seja, todas essas tarifas devem ser corrigidas de acordo com a equação 3.23 pois as concessionárias fornecem os valores sem a consideração de impostos. [64].

No sistema de compensação de energia elétrica estabelecido pela ANEEL, conforme resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração é cedida à distribuidora e compensada no consumo de energia elétrica da unidade [11]. O incentivo pela ANEEL, descrito no capítulo anterior, é formulado na equação a seguir, que atualiza o custo de energia da rede.

$$C_{sdee} = (CONS_{hp} * C_{conshp} + CONS_{hfp} * C_{conshfp}) - (VEND_{hp} * C_{conshp} + VEND_{hfp} * C_{conshfp}) \quad (3.24)$$

Em que $VEND_{hp}$ e $VEND_{hfp}$ são variáveis que representam a energia injetada no SDEE no horário de ponta e horário fora ponta, respectivamente.

A compensação de energia elétrica, de acordo com o art. 7º da REN nº 482/2012 [66], deve ser realizada no mesmo posto tarifário. Assim, para evitar acúmulo de cálculos para adequação de abatimento em postos tarifários diferentes, os montantes de compra de energia são convertidos em custos conforme equação 3.24.

A compensação de energia realizada na segunda parcela da equação 3.24 deve ser analisada da seguinte forma [66]:

- $(CONS * C_{cons} - VEND * C_{cons}) \leq 0$ - Implica que a energia gerada é maior que a consumida e, assim, o custo fica restrito ao faturamento da demanda contratada, e o valor remanescente, se houver, é acumulado para o próximo faturamento. O valor faturado de demanda não será analisado pois não constitui uma variável de decisão do sistema;
- $(CONS * C_{cons} - VEND * C_{cons}) > 0$ - O valor de consumo é maior que o gerado na microrrede. Assim, o resultado desta diferença é utilizado para o cálculo do custo da energia na equação 3.24, de impostos sobre esta diferença, além do faturamento da demanda contratada. Como frisado anteriormente, a parcela de demanda não será agregada a FOB; A equação 3.25 apresentada a seguir resume a aplicação dos impostos sobre a diferença do custo de compra e custo de venda

$$C_{sdee} = \frac{CONS * C_{cons} - VEND * C_{cons}}{1 - (ICMS + PIS + COFINS)} \quad (3.25)$$

Segundo a nova redação dada ao inciso I do § 1º da cláusula primeira pelo Conv. ICMS 18/18 [67] o benefício de isenção do imposto ICMS sobre a compra de energia da rede é aplicado a sistemas em que a potência instalada seja inferior a 1MW. Assim, caso o sistema seja superior ao valor dado pela legislação, o imposto ICMS é aplicado a toda a energia proveniente da rede e não mais a somente a diferença entre a compra e venda de energia.

Ao longo do horizonte de planejamento, é considerado a correção no preço da tarifa de energia elétrica proveniente do SDEE. A taxa de variação no preço da energia elétrica é um parâmetro de complexa avaliação pois depende de inúmeros fatores que envolvem o desenvolvimento do setor elétrico, condições climáticas e fatores politico-econômicos. Em [75] é realizado uma análise das tarifas de energia sem impostos cobrados dos consumidores residenciais, comerciais e industriais no período entre 1995 e 2014. Foi observado a evolução no custo, em média, de 7,6% ao ano. Esse valor é adotado para o reajuste do custo da energia elétrica ao longo do horizonte de planejamento no presente estudo.

3.2.2 Restrições

Apresenta-se a seguir as restrições do problema de otimização para dimensionamento de microrredes, incluindo restrições operativas e a estrutura do sistema híbrido proposto.

Primeiramente, são definidos os valores limites da potência instalada da microrrede. De acordo com [66], a potência instalada é limitada ao valor de demanda contratada pela unidade consumidora do grupo A. A equação 3.26 a seguir apresenta a restrição de limitação da potência da microrrede.

$$P_{dgn} + P_{pvn} + P_{eon} \leq D_{hp} \quad (3.26)$$

Em que:

- P_{dgn} é a potência nominal do gerador a diesel;
- P_{pvn} é a potência nominal do sistema de painéis fotovoltaicos.
- P_{pvn} é a potência nominal do gerador eólico; e
- D_{hp} é a demanda contratada pelo consumidor do grupo A;

A mesma estratégia é definida para a determinação do limite de potência advinda do SDEE e potência injetada na microrrede. Estas restrições são formuladas nas equações 3.27 e 3.28 a seguir.

$$0 \leq CONS(t) \leq PD_{max} \quad (3.27)$$

$$0 \leq VEND(t) \leq D_{hp} \quad (3.28)$$

- $CONS(t)$ é a potência advinda do SDEE no instante t , para a microrrede, em kW , e

- $VEND(t)$ é a potência injetada no SDEE no instante t , pela microrrede, em kW . O valor máximo de energia a ser injetada no SDEE é definido pela norma da ANEEL em [66] como sendo o valor nominal da potência instalada, que por sua vez, é limitada a demanda contratada pelo consumidor.

Considerando os aspectos inerentes à limitação física do local de implantação da GD, são definidas as restrições de área ocupada pelos módulos fotovoltaicos, em função do número de painéis, e de número de turbinas eólicas. A representação destas restrições é realizada nas equações 3.29 e 3.30, respectivamente.

$$A_{pv,min} \leq A_{pv} \leq A_{pv,max} \quad (3.29)$$

$$N_{eo,min} \leq N_{eo} \leq N_{eo,max} \quad (3.30)$$

Em que:

- A_{pv} é a área total ocupada pelos módulos fotovoltaicos, em m^2 ;
- $A_{pv,min}$ é o limite inferior de área ocupada pelo sistema fotovoltaico;
- $A_{pv,max}$ é o limite de área disponível para implantação dos painéis fotovoltaicos;
- N_{eo} é o número de aerogeradores da microrrede;
- $N_{eo,min}$ é o número mínimo de aerogeradores; e
- $N_{eo,max}$ é o limite máximo de aerogeradores.

A restrição de balanço de potências na microrrede pode ser definida em função da cenário operativo descrito no início do presente capítulo, conforme descrito a seguir: Toda energia gerada por GD, inclusive renovável, é utilizada para alimentar a carga do titular da microrrede e, caso houver excedente, este é injetado na rede de distribuição local.

A formulação por sua vez, é apresentada na equação 3.31.

$$P_{dg}(t) + CONS(t) + P_{eo}(t) + P_{pv}(t) - VEND(t) = PD(t) \quad (3.31)$$

3.2.3 Modelo de FPO

A partir da formulação apresentada anteriormente, o modelo de FPO completo proposto para dimensionamento de microrredes é composto pela função objetivo e restrições anteriores, de forma conjunta, podendo então ser sumarizado como:

$$\text{Min } FOB = NPC_{pv} + NPC_{inv} + NPC_{eo} + NPC_{dg} + C_{corte} + C_{sdee} \quad (3.32)$$

$$P_{dgn} + P_{pvn} + P_{eon} \leq D_{hp} \quad (3.33)$$

$$0 \leq CONS(t) \leq PD_{max} \quad (3.34)$$

$$0 \leq VEND(t) \leq D_{hp} \quad (3.35)$$

$$A_{pv,min} \leq A_{pv} \leq A_{pv,max} \quad (3.36)$$

$$N_{eo,min} \leq N_{eo} \leq N_{eo,max} \quad (3.37)$$

$$P_{dg}(t) + CONS(t) + P_{eo}(t) + P_{pv}(t) - VEND(t) = PD(t) \quad (3.38)$$

O método de resolução do problema de programação não-linear formulado anteriormente consiste no método de programação quadrática sequencial (*Sequential Quadratic Programming- SQP*) aplicado através da ferramenta de otimização não-linear *fmincon* presente no software *Matlab*. Isto é efetuado para um determinado número de painéis fotovoltaicos N_{pv} e aerogeradores N_{eo} . Porém, a inclusão destas variáveis discretas no modelo o torna inteiro-misto, aumentando sua complexidade. Para tratar esta complexidade, no presente trabalho, a meta-heurística bionispirada Sistemas Imunológicos Artificiais é aplicada, conforme descrito na seção subsequente.

3.3 ALGORITMO PROPOSTO

Conforme descrito anteriormente, o algoritmo proposto na presente dissertação envolve:

- meta-heurística SIA bioinspirada para tratamento e decisão sobre as variáveis discretas do problema - N_{pv} e N_{eo} ; e
- modelo de programação não-linear contínua para a resolução do problema de FPO formulado na seção anterior, a partir da definição de N_{pv} e N_{eo} pelo SIA.

Portanto, a partir de soluções candidatas para N_{pv} e N_{eo} , geradas e evoluídas pela técnica de otimização SIA, o modelo de FPO é resolvido para a determinação de despacho das unidades a diesel, bem como das potências provenientes do SDEE e exportadas para o mesmo.

A FOB, do modelo de FPO, é repassada para o SIA para evolução de um conjunto de soluções candidatas para N_{pv} e N_{eo} . Então, a função de mérito do SIA, a ser minimizada, consiste na FOB do modelo de FPO proposto.

A iteração entre as etapas descritas pode ser visualizada no fluxograma representado na figura 13. Conforme fluxograma, primeiramente, na Etapa 1, o algoritmo gera um conjunto inicial de soluções candidatas para N_{pv} e N_{eo} , que é enviado ao FPO descrito na seção anterior, Etapa 2, para a otimização da operação da microrrede e dimensionamento da geração a diesel. Daí, as FOBs do FPO para as soluções candidatas são enviadas para o algoritmo SIA, que aplica seus mecanismos evolutivos na Etapa 3, descritos na seção subsequente, até que um critério de convergência seja alcançado. Por fim, a Etapa 4, denominada Etapa de Refinamento, tem por objetivo efetuar pequenas variações na solução ótima obtida pelo SIA, a fim de promover uma busca local em torno desta solução. Mais especificamente, esta etapa realiza:

- Variação de 01 unidade (para mais e para menos) no número de aerogeradores do mesmo tipo determinado pelo SIA;
- variação de 01 unidade (para mais e para menos) no número de painéis fotovoltaicos do mesmo tipo determinado pelo SIA.

Destaca-se que todas as combinações de variações anteriores são efetuadas na Etapa de Refinamento, ou seja, considerando-se que o SIA resultou em n_{pv} painéis fotovoltaicos e n_{eo} turbinas, a Etapa de Refinamento avalia as seguintes soluções candidatas:

- $(n_{pv} + 1)$ painéis e n_{eo} turbinas;
- $(n_{pv} - 1)$ painéis e n_{eo} turbinas;
- n_{pv} painéis e $(n_{eo} + 1)$ turbinas;
- n_{pv} painéis e $(n_{eo} - 1)$ turbinas;

Ainda, esta Etapa de Refinamento é justificada pela natureza combinatória elevada do problema de determinação do número de painéis fotovoltaicos, pois, para cada tipo e considerando as áreas de instalação disponíveis, este número é geralmente elevado e, conseqüentemente, a Etapa de Refinamento visa auxiliar o SIA na busca por uma região

limitada em torno de sua solução. A aplicação desta etapa também pode ser encontrada em outros trabalhos da literatura, como em [76].

Por fim, a variação de tipo de painéis ou turbinas não é efetuada na Etapa de Refinamento por se tratar de mudança mais abrupta ou severa em torno da solução ótima encontrada pelo SIA, uma vez que esta variação pode implicar em alteração do número de equipamentos correspondente, pois os diferentes tipos apresentam números máximos de componentes diferentes entre si.

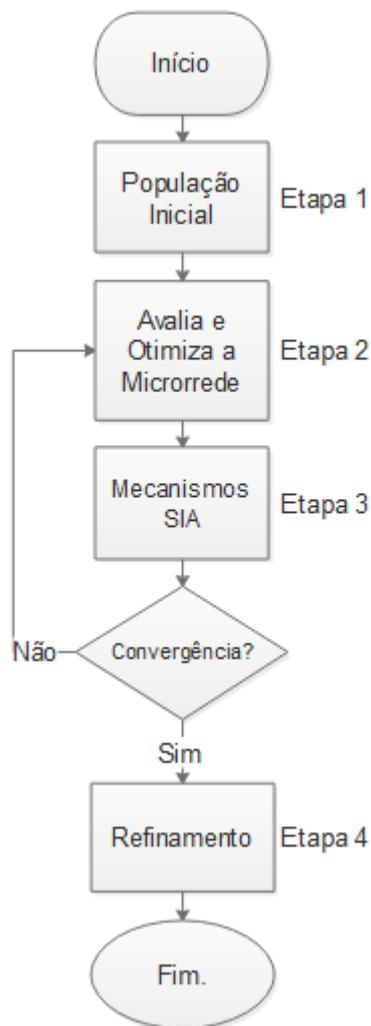


Figura 13 – Fluxograma do algoritmo proposto

3.3.1 Fundamentos do SIA

O Sistema Imunológico Artificial trata-se de uma meta-heurística inspirada no sistema imune adaptativo de animais vertebrados. Na natureza, este é um processo adaptativo onde o corpo é capaz de produzir anticorpos para o combate a um determinado

antígeno. Quando o anticorpo e o antígeno atingem certo nível de afinidade, acontece uma ligação entre eles e o ativamento da célula B produtora do anticorpo. A partir de então, ocorrem processos que visam aumentar a complementariedade entre anticorpo e antígeno, como hipermutação somática e edição de receptores (variações nos anticorpos fazendo evoluir o repertório), seleção clonal (seleção dos melhores anticorpos para maior proliferação) e seleção negativa (eliminação de células que atacam o próprio organismo).

Pode-se então realizar uma analogia entre o sistema imune natural e o algoritmo proposto para aplicação nesta dissertação. A atuação conjunta dos processos de hipermutação e seleção clonal possibilitam a melhoria da afinidade dos anticorpos existentes, o que representa a exploração local do espaço de soluções, onde ocorrem pequenas variações nas soluções candidatas em direção a pontos ótimos para o problema em questão. Por outro lado, o processo de edição de receptores é importante para a introdução de diversidade no repertório de anticorpos, através da inserção de um número reduzido de soluções candidatas aleatórias, visando à fuga de pontos ótimos locais. A figura 14 ilustra os mecanismos evolutivos descritos do SIA.

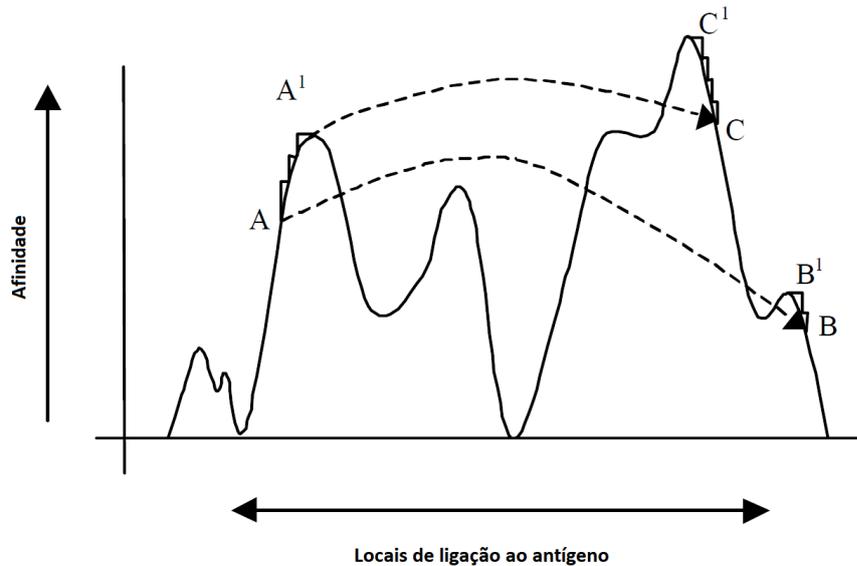


Figura 14 – Representação dos processos decorrentes dos mecanismos do SIA

Na figura 14, a seleção clonal e a hipermutação permitem que o processo de otimização evolua de 'A' para 'A1', realizando uma busca local. Por outro lado, a edição de receptores possibilita a investigação de outras regiões do espaço de soluções, representadas na figura por 'B' e 'C'.

3.3.2 Fluxograma do SIA

O algoritmo do SIA é representado pelo fluxograma da figura 15, envolvendo passos de um processo iterativo. O algoritmo tem uma fase de inicialização denominada 'Gera' (Passo 1), que fornece o conjunto inicial de anticorpos (soluções candidatas), denominado

repertório, de forma semi-aleatória, pois considera as restrições descritas para o problema de planejamento. Esta população consiste de soluções candidatas para N_{pv} e N_{eo} . Esta população inicial é então avaliada na etapa denominada 'Avalia' (Passo 2), em que cada anticorpo ou solução candidata tem sua função objetivo, equação 3.1, calculada a partir da resolução do problema de FPO formulado e descrito na seção anterior. Como o problema é de minimização da função em 3.1, a afinidade de um anticorpo, $AFIN$, é inversamente proporcional à FOB em 3.1, ou seja:

$$AFIN = 1/FOB \quad (3.39)$$

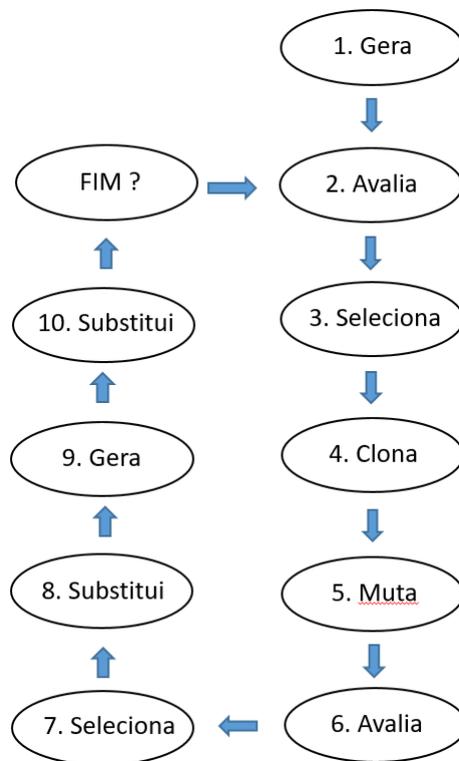


Figura 15 – Fluxograma do SIA

A afinidade $AFIN$ é normalizada de acordo com a equação 3.40.

$$AFIN^* = AFIN/AFIN_{max} \quad (3.40)$$

Em que $AFIN_{max}$ é o valor máximo de afinidade do repertório.

Na etapa 'Selecciona' (Passo 3), os n melhores anticorpos são selecionados para o próximo passo, com o propósito de fazer evoluir o repertório de soluções candidatas. Estes anticorpos selecionados passam pelo processo da etapa denominada 'Clona' (Passo 4), que produz cópias destes anticorpos de forma proporcional às suas respectivas afinidades, ou seja, quanto melhor for uma solução candidata, mais clones são produzidos para a mesma.

Os clones, por sua vez, passam por um processo de mutação na etapa denominada 'Muta' (Passo 5), que os submete a pequenas alterações seguindo uma probabilidade calculada pela equação 3.41.

$$p = \exp^{-h.AFIN^*} \quad (3.41)$$

Em que:

- p é a probabilidade de uma solução candidata passar pelo processo de hipermutação somática; e
- h é o parâmetro que controla o processo de hipermutação somática.

Após a fase de mutação, tem-se novamente a etapa 'Avalia' (Passo 6), para cálculo da afinidade da população de anticorpos mutantes. A etapa 'Seleciona' (Passo 7) seleciona as melhores n soluções candidatas desta população, além de identificar os n piores anticorpos da população corrente de anticorpos. Em seguida, a etapa denominada 'Substitui' (Passo 8) substitui os ' n ' piores anticorpos do repertório corrente pelos n melhores mutantes selecionados no passo anterior.

Por fim, d novos anticorpos são gerados aleatoriamente na etapa 'Gera' (Passo 9), com o intuito de se obter maior diversidade entre as soluções candidatas do repertório corrente, visando estender a busca a outras regiões do espaço de soluções. Novamente, procede-se a etapa 'Substitui' (Passo 10), que substitui os d piores anticorpos do repertório corrente pelas d soluções candidatas geradas aleatoriamente no passo anterior.

Daí, o algoritmo retorna ao Passo 2 do processo iterativo caso a convergência não seja alcançada, ou é encerrado em caso contrário. A condição de convergência é alcançada pelo número máximo de iterações *maxger* ou quando a melhor solução encontrada estagna durante *gest* iterações.

3.3.3 SIA aplicado ao dimensionamento de microrredes

No presente trabalho, o anticorpo do SIA é definido como sendo um vetor de quatro posições. A primeira posição do vetor corresponde ao número de painéis fotovoltaicos da microrrede, denominado N_{pv} . O valor desta posição pode variar de '0' até o número máximo de painéis, determinado pela área máxima disponível para essa finalidade. O valor '0' indica ausência de sistema de geração fotovoltaica na microrrede. A segunda posição designa o tipo de painel segundo especificações de fornecedores, variando de '1' a '4'.

A terceira posição do vetor corresponde ao número de turbinas eólicas do sistema, denominada N_{eo} podendo receber, um valor entre '0', que indica ausência de geração eólica, até o limite de unidades eólica em função de dimensões do terreno. A quarta

posição é utilizada para a definição de tipo de aerogerador, sendo considerados quatro tipos encontrados no mercado, ou seja, esta posição pode variar de '1' a '4'. Considera-se, como exemplo, o anticorpo mostrado na figura 16.

300	2	1	4
-----	---	---	---

Figura 16 – Exemplo de representação de um anticorpo

No exemplo representado na figura 16, a microrrede é composta de 300 módulos fotovoltaicos do tipo '2' e uma turbina eólica do tipo '4'. Assim, na fase de geração de anticorpos, ocorre a produção de uma população de soluções candidatas representadas por vetores conforme o exemplo da figura, com valores semi-aleatórios para cada posição, observando-se as restrições do modelo de FPO.

Destaca-se que, para atuação do algoritmo SIA na minimização da FOB, é necessário definir a atuação do mecanismo de hipermutação somática, representado pela etapa 'Muta' no fluxograma da seção 3.3.2. Como mencionado, a mutação consiste em uma pequena modificação em um anticorpo para a exploração local do espaço de soluções. Sendo assim, para o problema em questão, são definidas três formas de se realizar a mutação: i) acrescentar uma unidade de geração; ii) mudar um tipo de unidade; iii) reduzir a quantidade de unidades. Estas opções são sorteadas aleatoriamente na etapa de hipermutação.

Na opção de acréscimo de unidades, seja de painéis fotovoltaicos na posição '1', ou turbina eólica na posição '3', é necessário que as posições '2' e/ou '4' com os respectivos tipos de unidades sejam preenchidas com valor entre '1' e '4'. Os tipos de unidades também são definidos aleatoriamente na etapa de hipermutação. Como exemplo, na figura 17, a hipermutação define a modificação da microrrede pela inclusão de 300 painéis fotovoltaicos, sendo a posição 2 preenchida com o tipo de painel número '2'.

0	0	1	4
↓ ↓			
300	2	1	4

Figura 17 – Exemplo de representação de uma mutação na opção de acréscimo

Outra opção de mutação é alteração de tipo, mantendo a quantidade de unidades. Um exemplo desta representação é ilustrado na figura 18, em que o propósito é avaliar

se outro tipo de painel resultaria em melhores resultados para a FOB. Esta opção deve assegurar que a área de implantação do painel seja respeitada de acordo com os limites máximos estipulados.

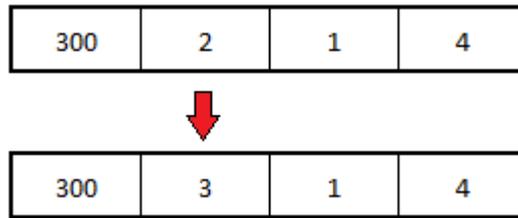


Figura 18 – Exemplo de representação de uma mutação na opção de mudança de tipo

Por fim, tem-se a opção de retirar unidades. Nessa opção, pode-se retirar totalmente a unidade da configuração da microrrede, conforme ilustrado na figura 19.

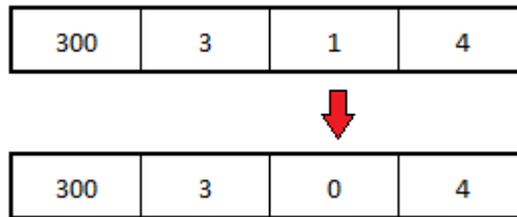


Figura 19 – Exemplo de representação de uma mutação na opção de retirada de elementos

Observa-se que, no exemplo da figura 19, o sistema eólico é retirado da microrrede. Definidos os processos de geração, avaliação e mutação das soluções candidatas, o algoritmo SIA realiza a busca pelo espaço de soluções de forma iterativa até a sua convergência.

3.3.4 Parâmetros utilizados nesta dissertação

Alguns parâmetros de ajuste são necessários para o funcionamento do algoritmo SIA, sendo estes responsáveis pela parametrização do processo de busca de soluções apresentado na figura 15. Os valores definidos de forma empírica são listados a seguir:

Onde:

- L é o número de atributos de cada anticorpo e, como exemplificado na figura 16, é igual a '4';
- NAb é o número de anticorpos do repertório, definido como o menor número entre o valor '100' e o múltiplo de 20 vezes o valor de L ;
- n é o número de anticorpos selecionados para clonagem, definido como sendo igual ao tamanho da população (NAb);

- d número de anticorpos gerados na edição de receptores; definido como sendo 5% do tamanho da população (NAb);
- h fator de maturação, que controla o processo de mutação somática, definido como o valor '1';
- $maxger$ número máximo de gerações ou iterações do SIA para convergência, dado pelo valor '100'; e
- $gest$ número de gerações sem mudança na solução ótima para a convergência do SIA pelo critério de estagnação, definido como o valor '20'.

Destaca-se que a mudança de alguns destes parâmetros pode resultar em aperfeiçoamentos ou piora na busca por soluções ótimas.

3.4 CONCLUSÕES PARCIAIS

Neste capítulo, foram apresentadas a formulação e o algoritmo para a resolução do problema de otimização proposto para o dimensionamento de microrredes em redes de distribuição de energia elétrica. Devido à natureza inteira mista deste problema, propôs-se a aplicação da meta-heurística denominada sistema imunológico artificial para tratamento das variáveis discretas de decisão sobre painéis fotovoltaicos e aerogeradores. O modelo de FPO visa otimizar a operação da microrrede a partir da decisão quanto às variáveis discretas correspondentes às energias renováveis. Esta otimização envolve a determinação de despacho de unidade a diesel na microrrede, importação de energia da rede do SDEE, injeção de potência pela microrrede no SDEE e corte de carga, se necessário.

4 ESTUDOS DE CASOS

4.1 INTRODUÇÃO

No presente capítulo, são apresentados estudos de casos para a avaliação da metodologia proposta nesta dissertação com o propósito de planejamento de microrredes em sistemas de distribuição de energia elétrica, visando minimização de custos de investimento e operativos.

4.2 ESTUDO DE CASO: CONSUMIDOR COMERCIAL

4.2.1 Características do local

O shopping em estudo, situado na cidade de Juiz de Fora, foi utilizado na análise de viabilidade técnica e econômica considerando a carga requerida e os dados climáticos do local. A propriedade comercial em questão possui área total de $66.000m^2$, coordenadas geográficas: $-21,766^\circ S$, $-43,375^\circ O$ e 678m de altitude. A área máxima, considerando aspectos de limitação física para implantação do sistema de painéis fotovoltaicos é de $6000m^2$. Uma visita ao local foi realizada com intuito de verificar possíveis regiões tomadas por sombreamento causado por edificações e demais obstáculos que poderiam inviabilizar o estudo. Porém, foi constatado que o único edifício localizado próximo ao shopping não causa sombreamento devido sua localização e distância do local de estudo.

De acordo com uma análise superficial do terreno e entorno da edificação para análise da localização exata do sistema composto por geração eólica, verificou-se a existência de limitação de implantação de inúmeras turbinas eólicas e assim, é considerado para o presente projeto o número máximo de apenas uma turbina eólica.

Essas definições estão contempladas nas equações de restrições 3.29 e 3.30 e são considerados: $A_{pv,min} = 0$ e $A_{pv,max} = 6000$ como descrito anteriormente. Para o sistema eólico $N_{eo,min} = 0$ e $N_{eo,max} = 1$

4.2.1.1 Características do SDEE local

A unidade comercial abordada no presente estudo de caso enquadra-se no ambiente de contratação livre de energia.

O ambiente de contratação livre de energia é criado a partir da reestruturação da comercialização da energia elétrica fundamentada pelas leis 9.074/1995 e 9.427/1996 e instituída pela lei 10.848/2004 que aborda a desverticalização do setor elétrico brasileiro [77].

Na lei 10.848/2004 é destacada a desvinculação dos serviços de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. Nesse contexto são definidos dois

ambientes de contratação de energia: o ambiente de contratação regulado, definido por ACR, e o ambiente de contratação livre, ACL.

No ACR, as contratações das prestadoras de serviços de energia elétrica são definidas através de licitação pelos leilões de compra conforme prevê o decreto 5.163/04 ao regular a lei 10.848/04 [78]. Nesse âmbito, o fornecimento de energia elétrica é dado pela concessionária local e os consumidores inseridos neste ambiente são denominados consumidores cativos. Neste caso, a tarifa de energia elétrica aplicada é regulada e isonômica para consumidores definidos em uma mesma classe.

No ACL, a energia é comprada diretamente dos geradores ou comercializadores através de contratos com condições livremente negociadas. Diferente do consumidor cativo, que compra a energia proveniente da concessionária de distribuição a qual estão ligados, o consumidor do mercado livre de energia paga uma fatura referente ao serviço de distribuição para a concessionária local, denominada tarifa regulada, e uma fatura referente à compra de energia, com preço negociado de contrato.

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica [79] por delegação da ANEEL estabelece os tipos de contratos que consumidores do ACR podem obter. Entre eles é citado os contratos de geração distribuída. E ainda, de acordo com a regulamentação do tema pela ANEEL divulgada em [66], somente consumidores cativos podem fazer adesão ao sistema de compensação de energia elétrica. Os consumidores livres, especiais ou parcialmente livres não podem optar pela implantação desse sistema.

Assim, para contemplar o estudo do impacto tarifário do ACR para o consumidor comercial com implantação de microgeração é considerado o emprego das tarifas da concessionária local.

A energia elétrica em Juiz de Fora é fornecida pela CEMIG para consumidores cativos.

De acordo com as classes de tensão pré estabelecidas pela ANEEL, o cliente em questão se enquadra no subgrupo A4 com tensão de 2,3 a 25kV na modalidade tarifária horo-sazonal azul.

As tarifas e bandeiras tarifárias, sem inclusão de impostos, para esse tipo de consumidor é apresentado na figura 20, encontrado em [64].

Além da tarifa fixa e do sistema dinâmico de tarifação aplicado através da inserção das bandeiras tarifárias apresentadas na figura 20, os impostos federais e estaduais descritos no capítulo anterior são recolhidos pelas distribuidoras e repassados às autoridades competentes pela cobrança.

O PIS e a COFINS são tributos federais refletidos ao usuário do setor elétrico e possui alíquotas de, respectivamente, 1,65% e 7,6% sendo apuradas de forma não

A4 - 2,3 KV A 25 KV	Demanda R\$/kW	 Consumo R\$/kWh	 Consumo R\$/kWh	 PATAMAR 1 Consumo R\$/kWh	 PATAMAR 2 Consumo R\$/kWh
Demanda Ponta	44,28				
Demanda Fora de Ponta	14,59				
Demanda Ultrap. Ponta	88,56				
Demanda Ultrap. F. Ponta	29,18				
Cons. Ponta - P. Seco		0,47753	0,48753	0,50753	0,52753
Cons. Ponta-P. Úmido		0,47753	0,48753	0,50753	0,52753
Cons. F.Ponta - P. Seco		0,32282	0,33282	0,35282	0,37282
Cons. F.Ponta - P. Úmido		0,32282	0,33282	0,35282	0,37282

Figura 20 – Tarifas horo-sazonal azul - subgrupo A4

cumulativas. A alíquota média desses tributos varia com o volume de créditos apurados mensalmente pelas concessionárias e com o PIS e a COFINS pagos sobre custos e despesas no mesmo período [63].

Em função das particularidades do cálculo de PIS/COFINS em que a alíquota efetiva sofre variações a cada mês, é adotado para o presente sistema a utilização de 70% dos valores nominais.

Como explicitado no capítulo anterior, o tributo estadual aplicável ao setor elétrico é o ICMS. O valor de sua alíquota varia em cada estado e especificamente em Minas Gerais, a alíquota para consumidores comerciais é de 25% [63].

A tabela 4 mostra os valores referentes ao SDEE utilizados. Além do valor selecionado da tarifa de consumo sem adicional de bandeiras, algumas análises foram desenvolvidas para verificar o impacto das bandeiras tarifárias no sistema. Assim, utilizou-se acréscimos de R\$0,01, R\$0,03 e R\$0,05 nas tarifas de consumo apresentadas na tabela 4 para as bandeiras amarela, vermelha patamar 1 e vermelha patamar 2, respectivamente.

4.2.2 Características da demanda local

Foram utilizados dados referentes ao ano de 2017 provenientes do sistema de gerenciamento de energia elétrica do shopping que realiza leitura da demanda a cada 15 minutos, em kW. Os dados são apresentados na figura 21 a seguir.

Os dados de demanda foram determinados em patamares para redução do número de variáveis de entrada para melhor desempenho do algoritmo. Assim, foram definidos 5 patamares horários representando a demanda média de cada mês, resultando em 60 dados para representar a demanda anual do consumidor comercial. Os patamares definidos

Tabela 4 – Parâmetros adotados para realização da análise financeira do sistema elétrico

Parâmetros do sistema de energia elétrica	Nome Variável	Unidade	Valor
Tarifa de consumo H.P. sem imposto [64]	C_{conshp}	R\$/kWh	0,47753
Tarifa de consumo H.FP. sem imposto [64]	C_{conshp}	R\$/kWh	0,32282
Demanda contratada H.P - Fatura de Energia	D_{hp}	kW	2200
Demanda contratada H.FP - Fatura de Energia	D_{hfp}	kW	2400
Alíquota PIS incidente sobre a energia elétrica [63]	PIS	%	1,15
Alíquota COFINS incidente sobre a energia elétrica [63]	COFINS	%	5,32
Alíquota ICMS incidente sobre a energia elétrica [63]	ICMS	%	25
Ajuste anual da tarifa de energia elétrica [75]	$TAXA_{energ}$	%	7,9
Acréscimo Bandeira verde	C_{BAND1}	R\$/kWh	0
Acréscimo Bandeira amarela	C_{BAND2}	R\$/kWh	0,01
Acréscimo Bandeira vermelha patamar 1	C_{BAND3}	R\$/kWh	0,03
Acréscimo Bandeira vermelha patamar 2	C_{BAND4}	R\$/kWh	0,05

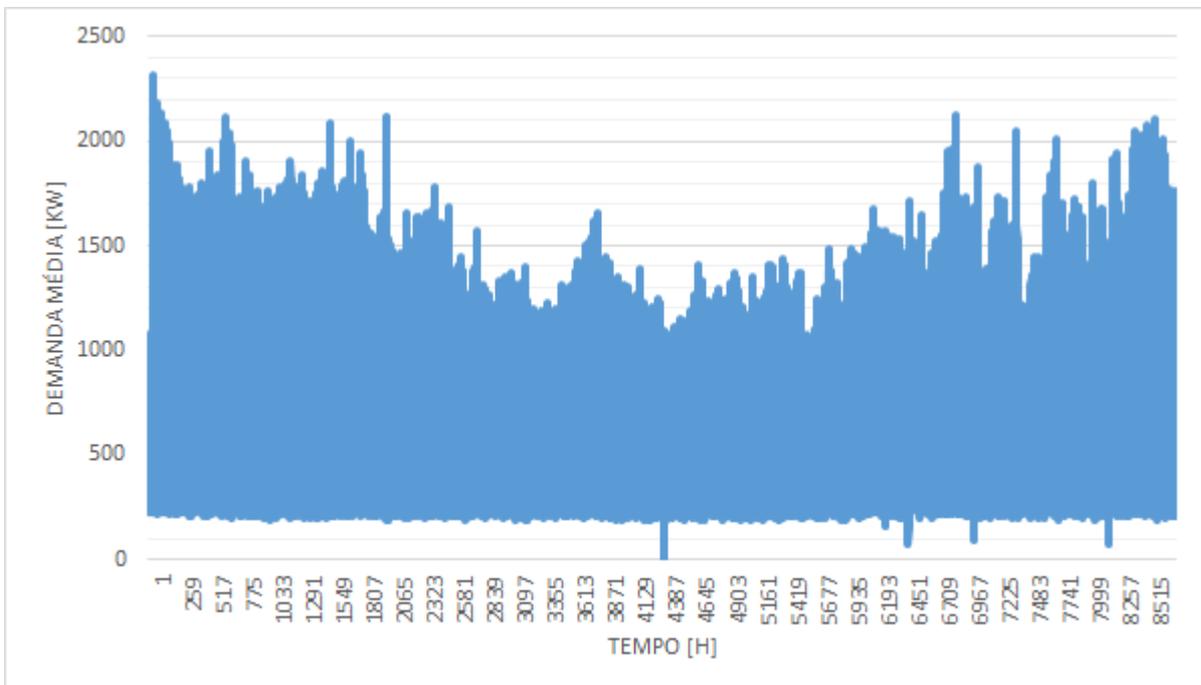


Figura 21 – Histórico de demanda média horária do shopping

foram:

- 18h às 21h;
- 17h às 18h e 21h às 22h;
- 22h às 24h e 00:00h às 06h;
- 06h às 10h;
- 10h às 17h;

A figura 22 representa a demanda média para cada patamar horário determinado.

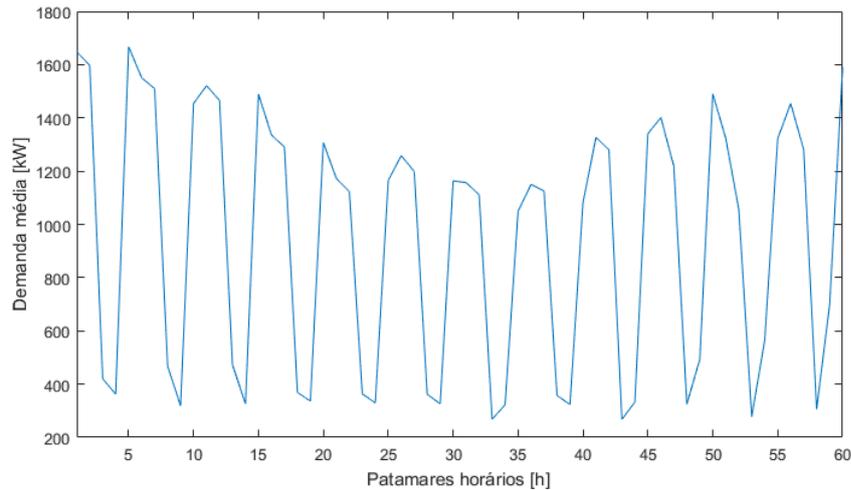


Figura 22 – Histórico de demanda média do local analisado

O projeto é calculado para um horizonte de planejamento de 5 anos, ou seja, $N_{anos} = 5$. A determinação desse parâmetro foi incentivada pelos seguintes aspectos:

- A resolução da ANEEL estipula que os créditos gerados no sistema de compensação de energia podem ser acumulados e utilizados durante o período de 60 meses, ou seja, 5 anos. Após esse período os créditos são zerados [12].
- A simulação do sistema com adequação dos custos para horizonte de planejamento maiores culminaria em redução da eficiência do algoritmo desenvolvido em função do elevado número de variáveis do sistema;
- A estimativa do custo dos elementos do sistema a longo prazo é uma tarefa extremamente complexa pois inúmeros fatores influenciam na valorização ou desvalorização desses elementos, como: questões político-econômicas nacionais, desenvolvimento tecnológico e valores do mercado internacional, uma vez que esses elementos são, em sua maioria, provenientes do mercado de importação.

4.2.3 Características ambientais local

Assim como exposto no capítulo 2, o primeiro passo para realização da previsão de geração de energia através de fontes renováveis é utilizando dados climáticos que influenciam no processo de transformação de energia.

Para o sistema abordado composto de painéis solares e turbina eólica é necessário a obtenção de dados de radiação solar que incide sobre o plano do gerador fotovoltaico, dados de temperatura ambiente local que possui influência na eficiência do sistema solar e a velocidade de vento do local para análise da implantação do sistema eólico.

A análise de dados meteorológicos é feita a partir de dados historicamente registrados na região. O Instituto Nacional de meteorologia (INMET) fornece informações horárias de inúmeros parâmetros meteorológicos em intervalos de até um ano. Porém, de acordo com informação disponibilizada na página de consulta do INMET, os dados não são previamente validado se e possui objetivo único de disponibilização imediata dos dados brutos [80].

Assim, os dados referentes ao período de 01 de janeiro de 2017 a 31 de dezembro de 2017 foram agrupados para os patamares pré determinados anteriormente, e realizado a média dos valores para cada patamar associado. Após a realização dessa etapa, os valores foram comparados com a média mensal disponibilizada pelo software de dimensionamento de microrredes, HOMER Pro[®].

O software HOMER Pro[®] utiliza dados da estação meteorológica da NASA. A base de dados em questão possui parâmetros históricos de até 22 anos consecutivos e realiza a média dos dados para sua utilização no programa [81].

A comparação realizada entre os dados obtidos pelo INMET e pelo HOMER Pro[®] mostrou que a média mensal não sofreu variações acima de 5% entre os valores.

A figura 23 a seguir mostra os valores de temperatura média de acordo com os patamares horários selecionados no período de um ano. A figura 24, encontrada em [81], mostra a temperatura média anual disponibilizada pelo software HOMER Pro[®].

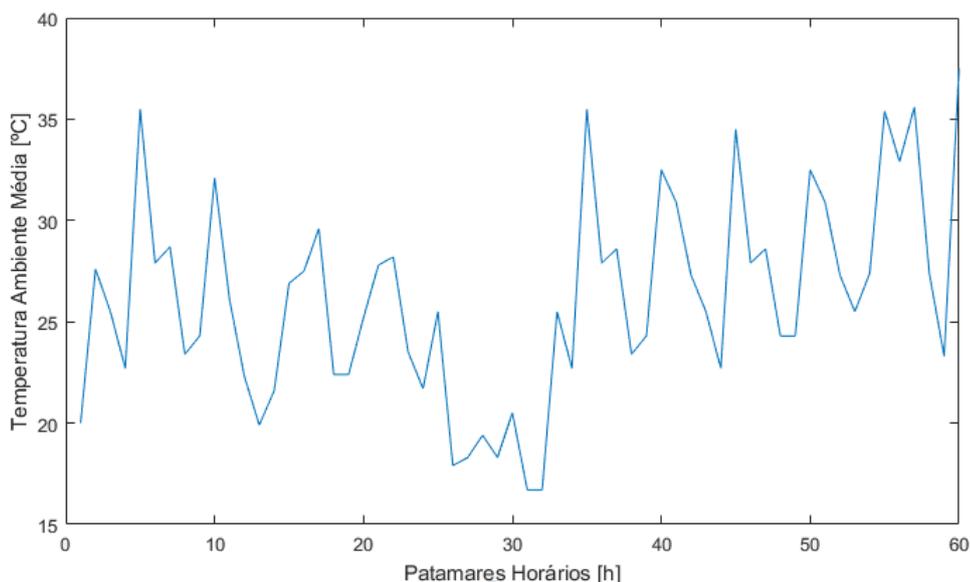


Figura 23 – Dados de temperatura ambiente do local analisado

Os dados de radiação solar utilizados para a simulação do sistema é mostrado no gráfico da figura 25 a seguir. Os valores médios utilizados pelo HOMER Pro[®] podem ser visualizados na figura 26.

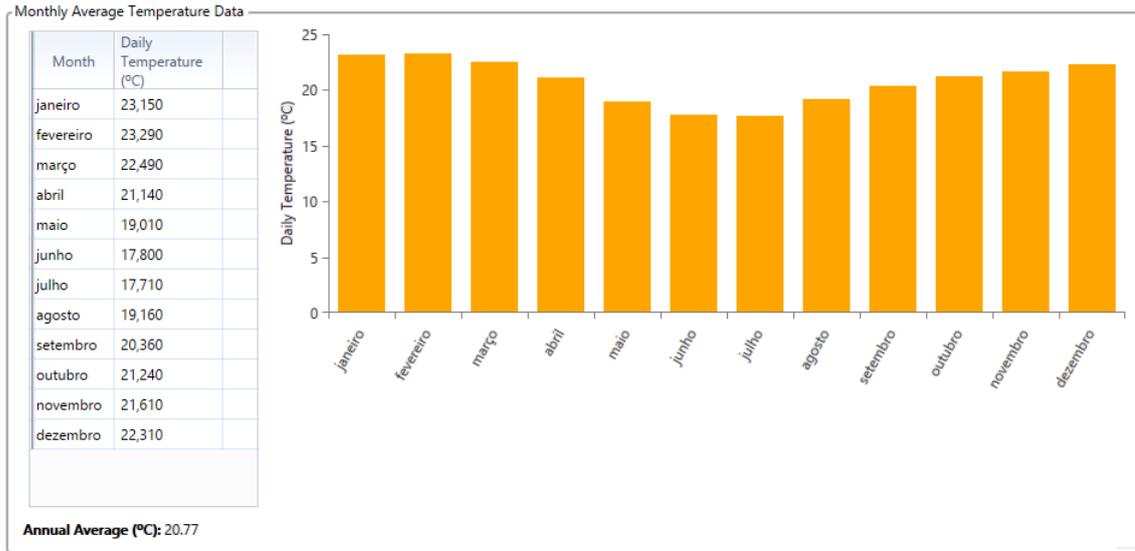


Figura 24 – Dados de temperatura ambiente do local no software HOMER Pro[®]

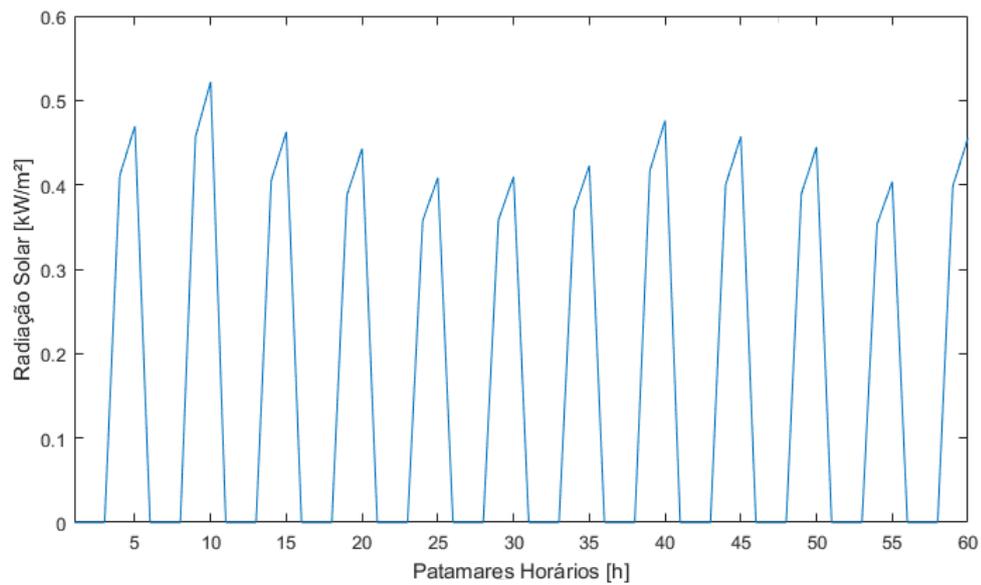


Figura 25 – Dados de radiação solar do local analisado

Os dados de velocidade de vento são apresentados no gráfico da figura 27, os valores apresentados, segundo a fonte de pesquisa, é obtido através de sensores em uma altura de 10m. Assim, é realizada uma adequação dos valores de velocidade de vento para a altura do rotor da turbina [80].

4.2.4 Parâmetros dos Elementos da microrrede

4.2.4.1 Parâmetros do sistema fotovoltaico

O mercado fotovoltaico conta, atualmente, com inúmeros fabricantes que desenvolvem módulos com diferentes tecnologias quem resultam em especificações técnicas e

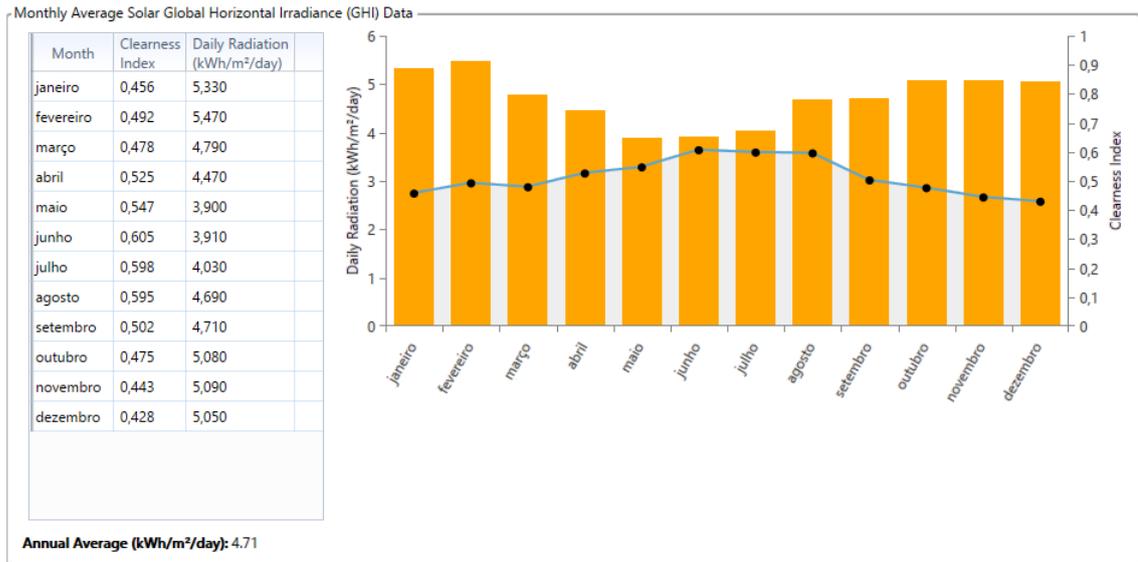


Figura 26 – Dados de radiação solar obtidos pelo software HOMER Pro[®]

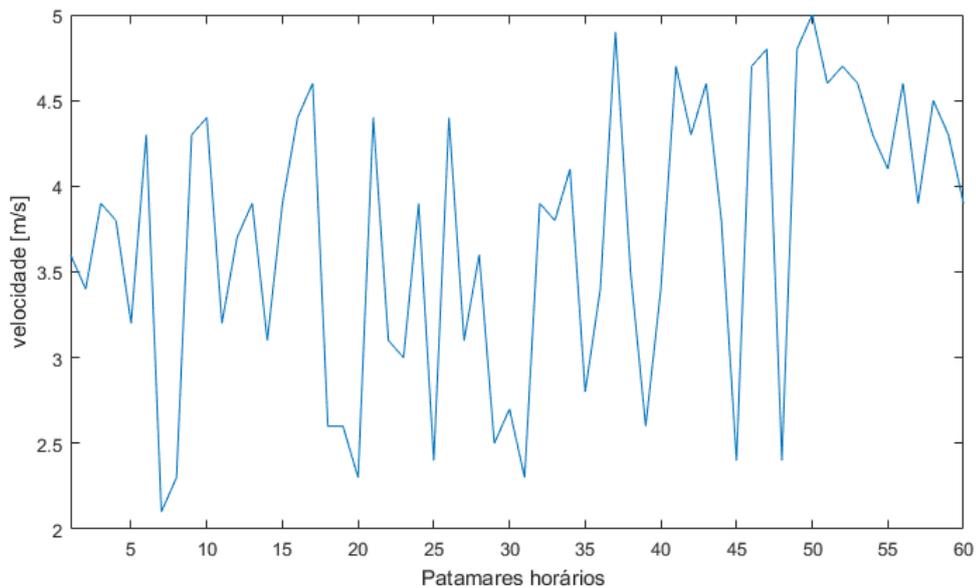


Figura 27 – Dados de velocidades de vento do local analisado

custo variados. Para o presente projeto foram analisados quatro tipos de painéis disponíveis no mercado nacional com a finalidade de selecionar o tipo de painel que possui as características que melhor se enquadra para a aplicação em análise considerando fatores como a dimensão do conjunto, eficiência, impacto com a temperatura e custo. Para isso, uma pesquisa foi realizada no site da empresa neosolar¹ que atua no segmento de energia solar no Brasil. Foram selecionados modelos certificados pelo INMETRO como possíveis alternativas de componentes a serem empregados no projeto do sistema. A tabela 4.2.4.1 apresenta os principais parâmetros utilizados na modelagem desenvolvida no capítulo 2 em

¹ Endereço eletrônico: www.neosolar.com.br/loja. Acesso em: 10 de agosto de 2018

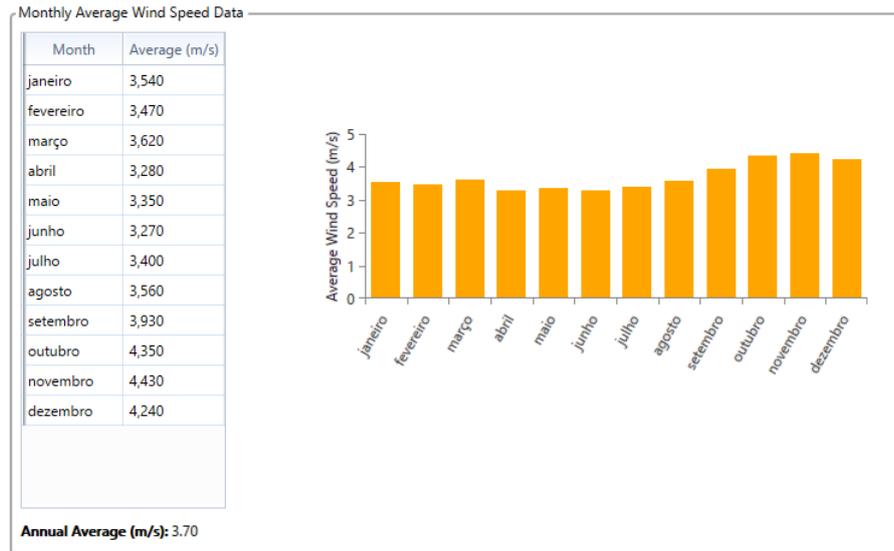


Figura 28 – Dados de velocidades de vento do local analisado obtidos pelo software HOMER Pro[®]

específico para as equações 2.1, 2.2 e 2.3. A folha de dados de cada modelo disponibilizada pelos próprios fabricantes são apresentadas no apêndice A da presente dissertação.

Tabela 5 – Tipos de módulos fotovoltaicos selecionados para estudo

$tipo_{pv}$	Fabricante	Modelo	P_{pvn} (kWp)	A_{pv} (m ²)	η_{pv} (%)	β (%/°C)	T_{nom} (°C)	C_{modpv} (R\$)
1	Canadian Solar	CS6U-330P	0.330	1.9443	16.9	-0.41	45	668,67
2	Yingli	YL320P-35b	0.320	1.9404	16.5	-0.42	45	650,07
3	Yingli	YL270P-29b	0.270	1.6236	16.6	-0.43	45	529,17
4	Canadian Solar	CS6K-275P	0.275	1.6368	16.8	-0.41	45	557,07

Os inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos devem atender aos requisitos estabelecidos na ABNT NBR 16149: Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição. Além disso, deverão atender aos requisitos estabelecidos pelo INMETRO. Em casos excepcionais, não enquadrados acima, deve-se submeter à análise por parte concessionária local [82]. Assim, o modelo selecionado para o projeto é apresentado na tabela 6 e a ficha de dados é anexada no apêndice A.

Tabela 6 – Modelo de inversor selecionado para estudo

Fabricante	Modelo	η_{inv} (%)	$Invest_{inv}$ (R\$/kW)
Fronius	SYMO 17.5-3-M	98.1	1428,00

4.2.4.2 Parâmetros do sistema eólico

A simulação do sistema eólico é aplicada também para modelos distintos de turbinas eólicas presentes no mercado nacional a fim de designar o modelo que melhor se adequa ao

sistema em estudo. Os modelos selecionados foram encontrados em sites de fornecedores desse segmento no Brasil. Entre os sites pesquisados estão a empresa eletrovento² e WEG³.

As características de cada tipo de turbina presente na modelagem apresentada nas equações 2.4, 2.5, 2.6 e o custo estipulado na equação 3.13 são apresentados na tabela 7 a seguir. As demais informações que contribuem para a determinação da potência gerada pela turbina eólica descrita nas equações 2.7, 2.8, 2.9 são apresentados na tabela 8.

As demais características de cada modelo é apresentado no apêndice A.

Tabela 7 – Tipos de aerogeradores selecionados para estudo

$tipo_{eo}$	Fabricante	Modelo	$P_{eon} (kw)$	$v_{ent} (m/s)$	$v_{nom} (m/s)$	$v_{cor} (m/s)$	$ht(m)$	$CUNIT_{eo} (R/\$)$	$k_{dc} (\%)$
1	Hummer	ELV-H13.2	30	3	10	25	19	93750	40
2	Hummer	ELV-H16.5	50	3	11	25	23	98800	50
3	Weg	AGW 100	95	3	12	25	37	198500	52
4	[47]	Não especificado	30	2.5	9	20	20	61996	33

Tabela 8 – Informações adicionais para simulação do sistema eólico

$Hlf(m)$	$\rho_o (kg/m^3)$	α
678	1,225	0,4

4.2.4.3 Parâmetros do sistema de gerador a diesel

Apesar da infinidade de modelos e empresas atuantes no segmento de geração de energia a diesel presentes no Brasil, foi realizada uma busca focada em modelos de geradores que atuam em paralelo com a concessionária de distribuição de energia elétrica. Diversos modelos encontrados possuem a particularidade de atuação emergencial. Nessa pesquisa foi selecionado o modelo que possui a tecnologia desenvolvida para economia de combustível e baixo índice de emissão de gases propulsores do efeito estufa. A busca foi realizada no endereço eletrônico da empresa Cummins⁴ e contato direto com fornecedor para obtenção de informações a cerca do produto. O custo do combustível considerado na análise foi obtido através da consulta ao site da Petrobrás.

Os parâmetros do gerador indispensáveis para a análise de investimento desse sistema contemplado pelas equações 2.10, 3.16 e 3.17 são apresentadas na tabela 9 a seguir. As demais informações do gerador a diesel é informado na folha de dados presente no apêndice A.

4.2.4.4 Custo da energia proveniente do mercado livre

Como já enfatizado anteriormente, o shopping em estudo é consumidor comercial que se enquadra no ambiente de contratação livre. Assim, é necessário abordar o faturamento

² www.eletovento.com.br. Acesso em: 20 de junho de 2018

³ www.weg.net/br. Acesso em: 22 de junho de 2018

⁴ www.cummins.com.br. Acesso em: 25 de julho de 2018

Tabela 9 – Parâmetros do sistema de gerador a diesel

Fabricante	Modelo	A_d (L/kW)	B_d (L/kWh)	α_{dg} ($R\$/kW$)	$CSUB_{dg}$ ($R\$/kW$)	$Nh_{dg}(h)$	$CCUNIT_{dg}$ ($R\$/L$)
Cummins	C500 D6	0.143	0.251	550,00	550,00	1800	3,30

atual devido ao emprego de tarifas diferenciadas do mercado a fim de traçar um comparativo entre os custos da energia do consumidor cativo com microrrede em comparação a forma de contrato atual desse consumidor.

Nesse ambiente de contratação, o consumidor recebe duas faturas de energia elétrica. A primeira fatura, denominada fatura de geração, consta valores faturados de energia ativa (kWh) com a tarifa contratada e a segunda, denominada fatura de distribuição, consta com valores faturados de demanda (kW) e encargos de uso do sistema de distribuição, a tarifa denominada TUSD cujo faturamento é realizado em função do consumo (kWh). De acordo com dados fornecidos pelo próprio consumidor, os valores atualizados das tarifas discriminadas acima são descritos na tabela 10 a seguir.

Tabela 10 – Valores de tarifa aplicadas ao shopping no contrato ACL

Fatura	HFP/Único ($R\$/kWh$)	Componente HFP ($R\$/kW$)	Componente HP ($R\$/kW$)	Componente Encargo HFP ($R\$/kWh$)	Componente Encargo HP ($R\$/kWh$)	ICMS (%)	PIS (%)
Geração	0,29750761	-	-	-	-	18	-
Distribuição	-	16,03120536	48,65399407	0,07438743	0,07438743	-	6,47

Para ser viável, o custo do sistema com microrrede, considerando bandeira tarifária verde da concessionária local, precisa ser inferior ao custo total de R\$20.828.114,93 pois esse valor representa o custo total das faturas de energia elétrica sem a implantação de microrrede, considerando o horizonte de planejamento de 5 anos.

4.2.5 Cenário 1: Análise do projeto considerando bandeira tarifária verde

O primeiro cenário utilizado para análise de viabilidade de implantação do sistema composto pelos componentes citados anteriormente, considerando as curvas de carga do shopping, os dados das tabelas 4 a 9 e aplicação da tarifa de consumo de energia elétrica denominada bandeira verde é apresentado na tabela a seguir. O algoritmo sistema imune artificial é utilizado para a definição da quantidade e tipo de painéis e turbinas eólicas que viabilizam o projeto e a estratégia de otimização não linear determina o despacho de potência do gerador a diesel ou compra de energia da rede elétrica. Os resultados são apresentados na tabela 11 a seguir. O principal objetivo dessa análise é verificar o custo total do sistema com iniciativa de geração distribuída em comparação ao custo da energia proveniente da rede da concessionária local.

Devido a complexidade do problema causado pela grande quantidade de combinações possíveis para o modelo proposto, a implantação de busca exaustiva para definir o ponto ótimo global torna a obtenção de resultados muito demorada em função do elevado tempo computacional. Assim, é traçado um comparativo entre os resultados alcançados pelo método de otimização desenvolvido e o método de busca exaustiva, incluindo o tempo gasto para gerar cada solução, denominado t_{sim} na tabela 11.

Todos os cenários avaliados foram simulados usando o computador com processador Intel(R) Core(TM) i5-6200U CPU @2.30GHz com memória RAM instalada de 4GB em sistema operacional de 64bits utilizando o software MatLab.

Tabela 11 – Resultados obtidos pelas metodologias abordadas - Cenário 1

Método	N_{pv}	$tipo_{pv}$	P_{pvn} (kW)	NPC_{pvinv} (R\$)	N_{eo}	$tipo_{eo}$	P_{eo} (kW)	NPC_{eo} (R\$)	P_{dgn} (kW)	NPC_{dg} (R\$)	C_{sdee} (R\$)	FOB (R\$)	t_{sim} (min)
SIA	137	4	37,67	172.271,48	0	-	0	0	0	0	22.307.506,35	22.479.777,84	243
BE	0	-	0	0	0	-	0	0	0	0	22.469.748,25	22.469.748,25	5320

Pela análise dos resultados obtidos pelo algoritmo SIA, verifica-se que o otimizador optou apenas pela implantação do sistema composto de painéis fotovoltaicos para o consumidor avaliado. A solução alcançada pelo algoritmo desenvolvido comparada com o resultado da busca exaustiva, BE, mostra que o resultado com menor custo possível é não investir em microrrede. O SIA mantém uma solução próxima do ótimo global com uma diferença de R\$ 10.029,59 do ponto ótimo e com um tempo de simulação infinitamente menor que o demandado pela simulação via busca exaustiva.

Ainda é possível verificar que o sistema de painéis fotovoltaicos possui custo inicial alto, e, mesmo com redução significativa no valor a ser pago à concessionária pelo consumo de energia da rede elétrica, em torno de R\$ 32.500,00 por ano, essa redução não possui benefícios ao longo dos cinco primeiros anos de investimento. Apesar da definição do horizonte de planejamento compatível com o período de acúmulo dos créditos gerados pelo sistema de compensação de energia, o consumidor em estudo possui consumo mensal elevado e o investimento em geração distribuída capaz de suprir a demanda e ainda ocasionar em acúmulo de créditos seria inviável.

Na maioria dos projetos que avaliam a implantação de usinas fotovoltaicas através do dimensionamento ótimo é constatado o retorno de investimento a partir do sexto ano como em [31]. A análise varia conforme estudo de caso pois depende de uma infinidade de fatores. Esse resultado geralmente é alcançado devido ao aumento do custo da tarifa de energia elétrica por parte da concessionária ao longo dos anos e o baixo custo de manutenção deste equipamento. Porém, a análise na presente dissertação é restrita a verificação de redução do custo da energia em função do acúmulo de créditos gerados nos cinco primeiros anos.

A solução gerada pela BE, indica o cenário em que o consumidor comercial não opta

pelo investimento em microrrede e esteja inserido no ambiente de contratação regulada, ou seja, comprando energia da concessionária local. O valor pago pelo consumo de energia será de R\$ 22.469.748,25 para o mesmo horizonte de planejamento considerado no estudo de caso e com adoção da mesma taxa de inflação. Esse resultado é apresentado na tabela 11.

Os algoritmos simulados não optaram pelo investimento em energia eólica pois é verificado que o local de implantação da turbina não possui capacidade de geração eólica devido a baixa velocidade de vento. A seleção do gerador a diesel também não é favorecida devido aos custos associados do sistema (investimento e preço do combustível). Alguns trabalhos encontrados na literatura como [83] e [84] abordam a vantagem de utilização do gerador a diesel em horário de ponta para consumidores comerciais e industriais com retorno de investimento em um período muito menor que o analisado para o presente sistema. Porém, de acordo com as considerações dos custos atualizados do mercado, essa solução não é factível para o consumidor considerado.

Considerando os resultados das FOBs encontradas nesse cenário em comparação com o mercado livre de energia, verifica-se que, para esse consumidor em específico a opção pelo ambiente de contratação livre é mais vantajosa do que investir em microrredes com participação no sistema de compensação de energia.

Para verificar o impacto da tarifa no dimensionamento do sistema proposto, outros cenários são considerados através do estudo das demais bandeiras tarifárias.

4.2.6 Cenário 2: Análise do projeto considerando bandeira tarifária amarela

O segundo cenário utilizado para análise de viabilidade de implantação de geração distribuída é a consideração da bandeira tarifária amarela, ou seja, acréscimo de R\$0,01 no custo aplicado ao consumo de energia elétrica. As soluções obtidas pelos algoritmos simulados são apresentados na tabela 12.

Tabela 12 – Resultados obtidos pelas metodologias abordadas - Cenário 2

Método	N_{pv}	$tipo_{pv}$	P_{pvn} (kW)	NPC_{pvinv} (R\$)	N_{eo}	$tipo_{eo}$	P_{eo} (kW)	NPC_{eo} (R\$)	P_{dgn} (kW)	NPC_{dgn} (R\$)	C_{sdee} (R\$)	FOB (R\$)	t_{sim} (min)
SIA	257	3	96,39	328.206,48	0	-	0	0	0	0	22.798.134,54	23.126.341,03	222
BE	0	-	0	0	0	-	0	0	0	0	23.105.106,55	23.105.106,55	5311

Os resultados obtidos através da busca exaustiva mostra que para essa tarifa em estudo, também não é viável a implantação do sistema de geração distribuída. O SIA apresentou investimento em geração fotovoltaica e ocasionou em um custo R\$21.234,48 a mais que o resultado ótimo. O resultado gerado é justificado pela infinidade de soluções possíveis ocasionada pela complexidade do sistema. A correção desse valor pode ser realizado através de um ajuste na estratégia de mutação das soluções geradas no algoritmo.

4.2.7 Cenário 3: Análise do projeto considerando bandeira tarifária vermelha - patamar 1

Dando procedência as análises do custo da energia para verificação da solução ótima para o projeto de dimensionamento de microrredes, é realizado um estudo acerca da bandeira tarifária vermelha patamar 1 e seu impacto na investigação proposta. Os resultados são descritos na tabela 13 a seguir.

Tabela 13 – Resultados obtidos pelas metodologias abordadas - Cenário 3

Método	N_{pv}	$tipo_{pv}$	P_{pvn} (kW)	NPC_{pvinv} (R\$)	N_{eo}	$tipo_{eo}$	P_{eo} (kW)	NPC_{eo} (R\$)	P_{dgn} (kW)	NPC_{dg} (R\$)	C_{sdee} (R\$)	FOB (R\$)	t_{sim} (min)
SIA	3529	4	970,47	4.679.411,27	0	-	0	0	0	0	19.808.235,66	24.487.646,94	514
BE	3636	4	1000	4.821.291,98	0	-	0	0	0	0	19.669.745,48	24.491.037,46	5409

Nesta análise, os dois algoritmos optam pelo investimento em uma usina fotovoltaica de grande porte. A busca exaustiva determinou que o ótimo global é dado pela implantação de um sistema de 1MWp. Esse valor alcançado é justificado pela remoção da isenção do imposto ICMS incidente sobre a energia elétrica fornecida pela distribuidora à unidade consumidora, na quantidade correspondente à soma da energia elétrica injetada na rede de distribuição pela mesma unidade consumidora quando o sistema [67]. Essa remoção do imposto na compra de energia proveniente do SDEE é para sistemas acima de 1MWp de potência instalada.

4.2.8 Cenário 4: Análise do projeto considerando bandeira tarifária vermelha - patamar 2

Os resultados obtidos nessa análise é abordado na tabela abaixo.

Tabela 14 – Resultados obtidos pelas metodologias abordadas - Cenário 4

Método	N_{pv}	$tipo_{pv}$	P_{pvn} (kW)	NPC_{pvinv} (R\$)	N_{eo}	$tipo_{eo}$	P_{eo} (kW)	NPC_{eo} (R\$)	P_{dgn} (kW)	NPC_{dg} (R\$)	C_{sdee} (R\$)	FOB (R\$)	t_{sim} (min)
SIA	75	3	20,25	95.780,10	0	-	0	0	780	5.610.424,09	19.808.235,66	25.565.677,49	426
BE	134	4	36,85	177.682,37	0	-	0	0	963	5.586.138,35	19.800.845,34	25.564.666,08	6811

Para a presente análise, verifica-se o investimento em geração a diesel nos dois algoritmos desenvolvidos. Sem a utilização de GD, o sistema fica restrito a energia do próprio SDEE com custo de R\$ 26.346.539,74, o que constata a vantagem de utilização do sistema de microrrede. Com a divisão dos patamares horários, verificou-se para essa simulação que o gerador a diesel é utilizado em todos os patamares que contempla o horário de ponta.

Para este cenário a simulação das metodologias propostas demandaram esforço computacional maior a fim de determinar o despacho ótimo do gerador a diesel. Ainda assim, o SIA obteve resultado em um tempo bem inferior ao método de busca exaustiva.

4.3 ESTUDO DE CASO: CONSUMIDOR RESIDENCIAL

4.3.1 Cenário 5: Análise da implantação do projeto para consumidor residencial

Para a presente análise, é considerada a curva típica de um consumidor residencial com consumo mensal médio de 410 kWh. A curva típica desse consumidor é apresentada no gráfico da figura 29 a seguir. O objetivo principal desse estudo é definir o dimensionamento ótimo do sistema constituído de painéis fotovoltaicos e comparar com os resultados alcançados pelo software HOMER Pro[®] de dimensionamento de microrredes considerando o mesmo horizonte de planejamento que os cenários anteriores para a verificação do acúmulo de créditos, se houver, durante os 60 meses analisados.

Vale ressaltar que, a análise do dimensionamento de microrredes para consumidor comercial não foi realizada no HOMER Pro[®] pois a versão demonstrativa disponível não contempla módulos adicionais que possibilitam o usuário inserir valores diferentes de tarifas de acordo com horário de ponta e fora ponta e demais parâmetros de rede modelados na metodologia proposta neste trabalho.

Os demais elementos modelados no algoritmo SIA desenvolvido não são considerados nessa análise. O gerador a diesel é um objeto de estudo para consumidores que se enquadram em tarifas binôminas com custo elevado em determinados horários. A geração eólica não é considerada para a localização do estudo de caso, uma vez que os dados de entrada são os mesmos utilizados para os demais cenários, ou seja, contemplando as condições climáticas da cidade de Juiz de Fora que não possui velocidade média de vento suficiente para justificar o emprego deste elemento.

Algumas modificações são necessárias para adequação ao estudo de caso. Essas alterações são abordadas a seguir.

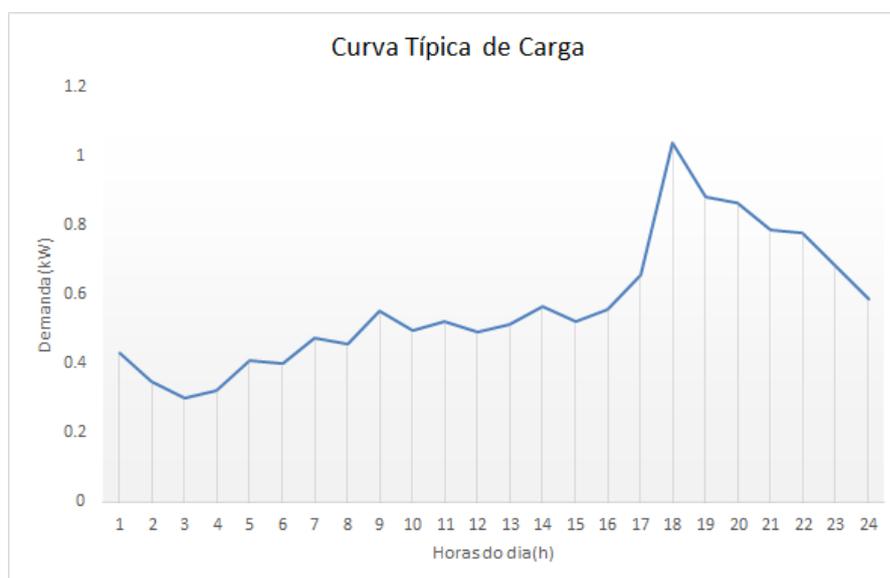


Figura 29 – Demanda horária típica de consumidor residencial

Tabela 15 – Parâmetros de tarifação do setor elétrico para consumidor residencial

Parâmetros do sistema de energia elétrica	Nome Variável	Unidade	Valor
Tarifa de consumo sem imposto [64]	C_{cons}	R\$/kWh	0,58684
Alíquota PIS [63]	PIS	%	0,85
Alíquota COFINS [63]	COFINS	%	3,8
Alíquota ICMS [63]	ICMS	%	30
Ajuste anual da tarifa [75]	$TAXA_{energ}$	%	7,6

Tabela 16 – Dados do inversor para análise do sistema fotovoltaico para consumidor residencial

Fabricante	Modelo	η_{inv} (%)	$Invest_{inv}$ (R\$/kW)
Fronius	Galvo 3.0-1	96.1	1634,94

4.3.2 Grandezas relacionadas a unidade consumidora

A atual análise se estende a consumidores do grupo B1 em que os dados relativos as tarifas e tributos foram consultados através do endereço eletrônico da concessionária local [64] e apresentados na tabela 15.

Outro parâmetro atualizado para análise é o custo do inversor por unidade de potência, denominado $invest_{inv}$, dado em R\$/kW. A formulação do custo do inversor apresentado na equação 3.4 e com valor apresentado na tabela 6 é atualizado pois seguindo a lógica observada no endereço eletrônico do fornecedor desse elemento, quanto menor é a faixa de potência do dispositivo, mais caro é o custo do kW. O valor adotado para essa análise é do inversor do mesmo fabricante, *Fronius* mas com uma faixa de potência de até 3kWp. A tabela 16 mostra o elemento adotado seguido do referente custo.

4.3.3 Particularidades da Resolução Normativa n° 482 de 2012 para consumidores residenciais

A estratégia desenvolvida no algoritmo SIA de acordo com a FOB apresentada no capítulo 3 prevalece para o presente cenário. É necessário apenas a modificação na restrição de potência instalada que, para consumidores do grupo B, é resultante da multiplicação da capacidade nominal de condução de corrente elétrica do dispositivo de proteção geral da unidade consumidora pela tensão nominal, observado o fator específico referente ao número de fases, expressa em quilovolt-ampère (kVA) [66]. Para a simulação presente é considerada uma instalação monofásica, com tensão de atendimento de 127V e capacidade do disjuntor de 60A. desde modo, a potência disponibilizada, considerando fator de potência de 0,92 é de aproximadamente 7kW. A equação 3.26 é então modificada para atender a restrição descrita acima. Esta alteração é apresentada na equação 4.1.

$$P_{pvn} \leq 7 \quad (4.1)$$

Além disso, é estipulado que, caso a geração for maior ou igual ao consumo, o pagamento mínimo para consumidores do grupo B é vinculado ao valor referente ao custo de disponibilidade. De acordo com a Resolução Normativa n° 414, publicada pela ANEEL em 09 de setembro de 2010, o custo de disponibilidade do sistema elétrico para consumidores do grupo B equivale a 30kWh mensal, se monofásico.

4.3.4 Resultados obtidos na estratégia de dimensionamento

A tabela 17 a seguir mostra os valores encontrados pelos algoritmos desenvolvidos

Tabela 17 – Resultados obtidos pelas metodologias abordadas - Cenário 5

Método	N_{pv}	$tipo_{pv}$	P_{pvn} (kW)	NPC_{pvinv} (R\$)	C_{sdee} (R\$)	FOB (R\$)	t_{sim} (s)
SIA	11	4	3,025	15.725,16	2.485,25	18.210,41	23
BE	11	4	3,025	15.725,16	2.485,25	18.210,41	257

Analisando os resultados da tabela 17, verifica-se que os dois algoritmos geraram a mesma solução pois o espaço de busca é muito reduzido em função da limitação da potência instalada. A retirada dos elementos de geração eólica e diesel também cooperou para a redução na complexidade e no tempo de simulação. Vale ressaltar que o custo proveniente do sistema de distribuição de energia elétrica contém o valor de disponibilidade inserido na análise.

A tabela 18 mostra detalhadamente os valores de produção do sistema de geração fotovoltaico para cada mês e a média mensal - MM seguida da média anual - MA de acordo com a solução obtida pela metodologia de otimização.

Tabela 18 – Produção de energia esperada do sistema fotovoltaico

Energia Produzida (kWh)													
Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	MM	MA
447,2	417,02	415,69	378,31	343,51	339,62	343,76	399,32	386,62	430,4	411,77	422,31	394,62	4735,53

Os custos relativos ao sistema fotovoltaico é abordado em detalhes na tabela 19.

Tabela 19 – Custo total da aquisição e instalação dos componentes do sistema projetado

Componente	Custo (R\$)	Unidades	Custo Acumulado
I Módulo Fotovoltaico (R\$)	557,07	11	6.127,77
II Inversor (R\$ /kW)	1634,94	3	4.945,69
III BOS (15% de I+II)			1661,01
IV Instalação (20% de I+II+III)			2.546,89
Custo Total:			15.281,36

Como definido na equação de modelagem do sistema PV, o custo de operação e manutenção apresentado na equação 3.10 é de 0,5% do custo de investimento com taxa de

reajuste baseado no valor acumulado de inflação de 7,5% ao ano. Ou seja, no primeiro ano, o valor gasto com O&M é de R\$ 76,40. A tabela a seguir mostra o acúmulo de crédito gerado para os meses subsequentes e a economia gerada pelo investimento no sistema. Onde E.P é a energia produzida, E.C é a energia consumida.

A tabela de créditos visa verificar o acúmulo de créditos ao longo dos meses e o valor pago pelo consumidor no horizonte de planejamento de 5 anos.

É considerado ainda, para esta análise, a redução em 0,8% anual na potência gerada pelo sistema PV e aumento de 7,6% na tarifa anual de energia elétrica já considerando os valores relativos aos impostos arrecadados na fatura de energia elétrica.

Por fim, é apresentada na Figura 30 a economia no horizonte de planejamento pelo sistema PV sem a consideração do custo de O&M anual do sistema. Essa consideração é determinada na tabela 17, na coluna $NPC_{p\text{inv}}$. Ou seja, o valor gasto no sistema PV em cinco anos é R\$15.725,16. Somando este valor com o pago na fatura de energia tem-se a FOB de 18.210,42 que é o custo total em cinco anos. O sistema sem incentivo de GD para o mesmo horizonte de planejamento possui o custo de R\$25.487,62. O que indica uma economia de R\$7.277,20.

4.3.5 Utilização do HOMER Pro[®] para o dimensionamento do sistema fotovoltaico

O HOMER Pro[®], modelo computacional desenvolvido em 1992 pelo Laboratório Nacional de Energias Renováveis (NREL) dos EUA, é um software designado para desenvolvimento de microrredes, que podem fornecer energia elétrica (e eventualmente térmica) às cargas locais, podendo operar isolado ou não do SDEE e ainda ser compostos por inúmeras tecnologias.

A versão disponibilizada no endereço eletrônico do fornecedor do software⁵ é limitada a um mês de utilização e não possui módulos adicionais que permitem uma análise mais detalhada de determinados elementos.

O software é desenvolvido para desempenhar três atividades: simulação, otimização e análise de sensibilidade.

Na etapa de simulação, é realizada a análise de viabilidade no fornecimento de energia às cargas de acordo com as estratégias definidas pelo usuário. Realizada a análise técnica, é calculado os custos iniciais, custos operativos de acordo com o horizonte de planejamento estipulado.

O HOMER Pro[®] utiliza o cálculo do Custo Presente Líquido (NPC) que determina a contribuição de todos os gastos do sistema como: custo de investimento, O&M, substituições, combustível, etc. e receitas: comercialização de energia, trazidas ao valor

⁵ Disponível em: <https://www.homerenergy.com/products/pro/index.html>

presente [15].

Na etapa de otimização é realizada a determinação dos valores ótimos para as variáveis de entrada. Como por exemplo, é definido o número de turbinas eólicas, capacidade do sistema fotovoltaico, potência do gerador a diesel, entre outros.

A decisão sobre um conjunto de componentes estipulados pelo usuário são simuladas a fim de designar o modelo que apresente o menor NPC.

A análise de sensibilidade pode ser definida pelo usuário que deseja verificar a influência que valores estipulados para a variável de entrada pode causar no dimensionamento do sistema. Essa análise não será realizada para a simulação do estudo de caso abordado.

A figura 31 mostra as arquiteturas com menores custos de valor presente (NPC) obtida pelo HOMER Pro[®]. A primeira arquitetura consta com a utilização de painel fotovoltaico com capacidade de 3kW, ou seja, compatível com o resultado obtido pelo algoritmo SIA proposto, uma vez que o SIA definiu a capacidade do sistema em 3,025kW.

A análise da composição dos custos do sistema definidos pelo HOMER Pro[®] com base nos valores estipulados para cada componente de acordo com a melhor solução encontrada no algoritmo SIA é apresentada na figura 32 seguir. Os valores obtidos de custo de investimento resultante da modelagem abordada no SIA e apresentados na tabela 19 é muito próximo dos valores obtidos pelo HOMER Pro[®]. O que mostra que o dimensionamento não só é compatível com os dados técnicos de produção mas também com dados econômicos.

O software HOMER Pro[®] conta com uma infinidade de parâmetros e análises. Com intuito comparar com a análise desenvolvida na presente dissertação, é apresentado a produção anual de energia por parte do conjunto de painéis fotovoltaicos e da energia proveniente da rede. Os resultado são apresentados na figura 33. Comparando o valor de produção anual do painel apresentado no HOMER Pro[®] com o apresentado pela metodologia proposta na presente dissertação, apresentado na tabela 18, verifica-se que os valores obtidos são bem próximos.

4.4 CONCLUSÕES PARCIAIS

Este capítulo apresentou cinco estudos de casos envolvendo diferentes cenários, a fim de avaliar a metodologia de planejamento de sistemas de microrredes proposta na presente dissertação. As decisões da metodologia proposta incluem dimensionamento e tipo de elementos. O objetivo é a redução do custo total de investimento e operação para um horizonte de planejamento de longo prazo. Por se tratar de uma técnica de otimização meta-heurística, a obtenção da melhor solução possível não é garantida. Entretanto, para todos os casos de estudo, encontrou-se uma solução viável, que implica na redução

pretendida do custo total do sistema. Em todos os estudos de caso apresentados, o algoritmo decidiu pela utilização dos módulos fotovoltaicos do tipo três ou quatro, mostrando que os parâmetros dos tipos um e dois com ênfase no custo, inviabiliza sua utilização. Os tempos computacionais de algumas horas podem ser considerados elevados para muitas aplicações, porém, são aceitáveis em se tratando de um problema de planejamento de longo prazo.

Foi constatada na primeira análise que o mercado livre é mais viável para o consumidor comercial abordado no presente trabalho que o investimento em GD para compensação de energia elétrica.

Figura 30 – Tabela de acúmulo de créditos

		E.P (kWh)	E.C (kWh)	Crédito (kWh)	A Pagar (kWh)	Preço Energia (R\$/kWh)	Fatura com GD (R\$)	Fatura Sem GD (R\$)	Economia (R\$)
Ano 1	jan	447.20	418.07	29.13	30.00	0.89	26.70	372.08	345.38
	fev	417.02	377.60	68.55	30.00	0.89	26.70	336.06	309.36
	mar	415.69	418.07	66.18	30.00	0.89	26.70	372.08	345.38
	abr	378.31	404.58	39.91	30.00	0.89	26.70	360.08	333.38
	mai	343.51	418.07	0.00	34.65	0.89	30.84	372.08	341.24
	jun	339.62	404.58	0.00	64.96	0.89	57.81	360.08	302.26
	jul	343.76	418.07	0.00	74.31	0.89	66.13	372.08	305.95
	ago	399.32	418.07	0.00	30.00	0.89	26.70	372.08	345.38
	set	386.62	404.58	0.00	30.00	0.89	26.70	360.08	333.38
	out	430.40	418.07	12.33	30.00	0.89	26.70	372.08	345.38
	nov	411.77	404.58	19.52	30.00	0.89	26.70	360.08	333.38
	dez	422.31	418.07	23.77	30.00	0.89	26.70	372.08	345.38
Ano 2	jan	443.62	418.07	49.32	30.00	0.96	28.73	400.36	371.63
	fev	413.68	377.60	85.41	30.00	0.96	28.73	361.60	332.88
	mar	412.36	418.07	79.71	30.00	0.96	28.73	400.36	371.63
	abr	375.28	404.58	50.41	30.00	0.96	28.73	387.44	358.71
	mai	340.76	418.07	0.00	26.89	0.96	25.75	400.36	374.60
	jun	336.90	404.58	0.00	67.67	0.96	64.80	387.44	322.64
	jul	341.01	418.07	0.00	77.06	0.96	73.79	400.36	326.56
	ago	396.13	418.07	0.00	30.00	0.96	28.73	400.36	371.63
	set	383.53	404.58	0.00	30.00	0.96	28.73	387.44	358.71
	out	426.96	418.07	8.89	30.00	0.96	28.73	400.36	371.63
	nov	408.48	404.58	12.79	30.00	0.96	28.73	387.44	358.71
	dez	418.93	418.07	13.65	30.00	0.96	28.73	400.36	371.63
Ano 3	jan	440.07	418.07	35.66	30.00	1.03	30.91	430.78	399.87
	fev	410.37	377.60	68.43	30.00	1.03	30.91	389.09	358.17
	mar	409.07	418.07	59.43	30.00	1.03	30.91	430.78	399.87
	abr	372.28	404.58	27.13	30.00	1.03	30.91	416.89	385.98
	mai	338.04	418.07	0.00	52.90	1.03	54.50	430.78	376.28
	jun	334.21	404.58	0.00	70.37	1.03	72.51	416.89	344.37
	jul	338.28	418.07	0.00	79.78	1.03	82.21	430.78	348.57
	ago	392.96	418.07	0.00	30.00	1.03	30.91	430.78	399.87
	set	380.46	404.58	0.00	30.00	1.03	30.91	416.89	385.98
	out	423.54	418.07	5.48	30.00	1.03	30.91	430.78	399.87
	nov	405.21	404.58	6.10	30.00	1.03	30.91	416.89	385.98
	dez	415.58	418.07	3.62	30.00	1.03	30.91	430.78	399.87
Ano 4	jan	436.55	418.07	22.10	30.00	1.11	33.26	463.52	430.26
	fev	407.09	377.60	51.60	30.00	1.11	33.26	418.66	385.40
	mar	405.79	418.07	39.32	30.00	1.11	33.26	463.52	430.26
	abr	369.30	404.58	4.05	30.00	1.11	33.26	448.57	415.31
	mai	335.33	418.07	0.00	78.69	1.11	87.25	463.52	376.28
	jun	331.53	404.58	0.00	73.05	1.11	80.99	448.57	367.58
	jul	335.58	418.07	0.00	82.49	1.11	91.46	463.52	372.06
	ago	389.81	418.07	0.00	30.00	1.11	33.26	463.52	430.26
	set	377.42	404.58	0.00	30.00	1.11	33.26	448.57	415.31
	out	420.15	418.07	2.09	30.00	1.11	33.26	463.52	430.26
	nov	401.97	404.58	0.00	30.00	1.11	33.26	448.57	415.31
	dez	412.26	418.07	0.00	30.00	1.11	33.26	463.52	430.26
Ano 5	jan	433.06	418.07	14.99	30.00	1.19	35.79	498.75	462.96
	fev	403.83	377.60	41.23	30.00	1.19	35.79	450.48	414.69
	mar	402.55	418.07	25.71	30.00	1.19	35.79	498.75	462.96
	abr	366.35	404.58	0.00	30.00	1.19	35.79	482.66	446.87
	mai	332.65	418.07	0.00	85.42	1.19	101.90	498.75	396.85
	jun	328.88	404.58	0.00	75.70	1.19	90.31	482.66	392.36
	jul	332.89	418.07	0.00	85.18	1.19	101.61	498.75	397.14
	ago	386.69	418.07	0.00	31.37	1.19	37.43	498.75	461.33
	set	374.40	404.58	0.00	30.18	1.19	36.01	482.66	446.65
	out	416.79	418.07	0.00	30.00	1.19	35.79	498.75	462.96
	nov	398.75	404.58	0.00	30.00	1.19	35.79	482.66	446.87
	dez	408.96	418.07	0.00	30.00	1.19	35.79	498.75	462.96
total:								25496.91	23014.63

Figura 31 – Arquiteturas definidas no software HOMER Pro[®] no processo de otimização

Architecture							
				PV (kW)	Grid (kW)	Converter (kW)	Dispatch
				3,00	999.999	2,65	CC
					999.999		CC

Figura 32 – Composição dos custos do sistema de acordo com a metodologia abordada no HOMER Pro[®]

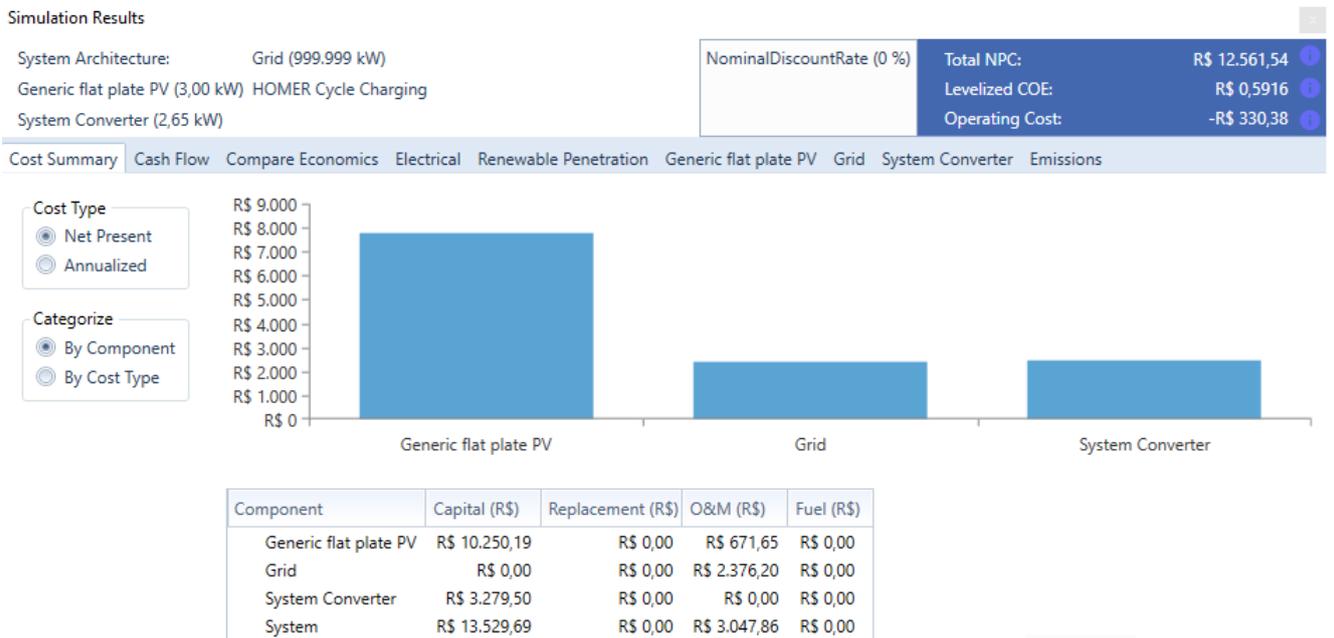
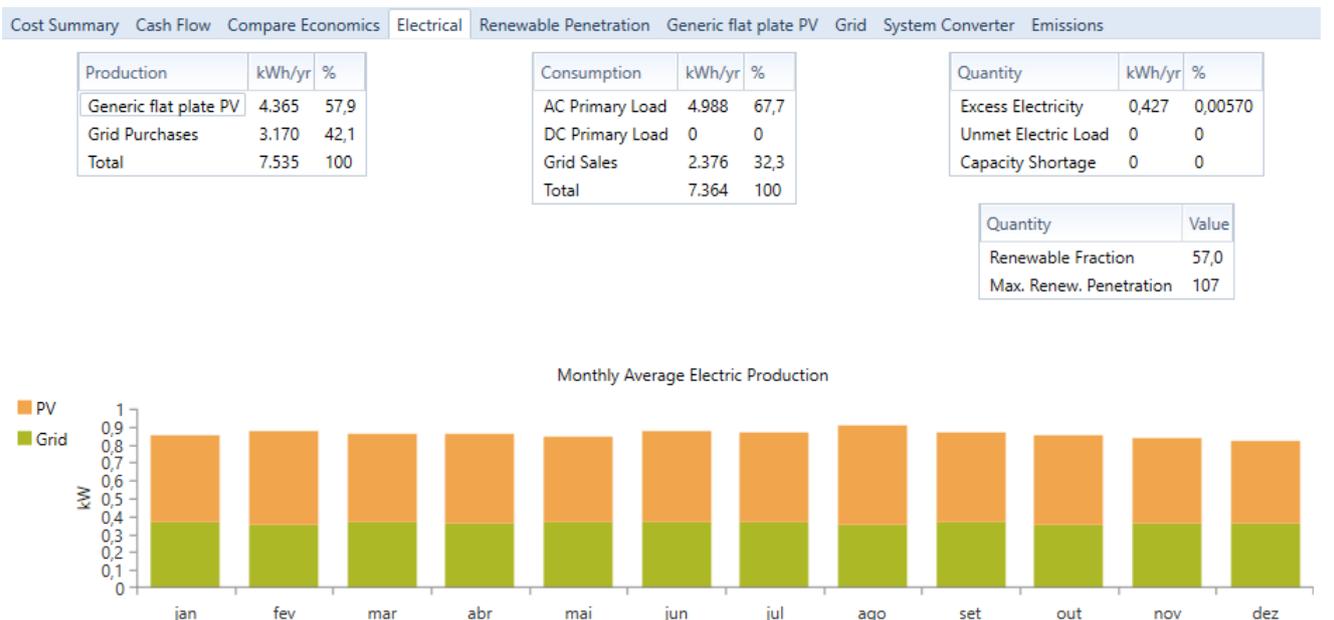


Figura 33 – Produção de energia anual dada pelo software HOMER Pro[®]



5 CONCLUSÕES

5.1 Considerações finais

A presente dissertação apresentou uma proposta de dimensionamento de microrredes em redes de distribuição de energia elétrica em que, no processo de decisão, é definido o tipo de elemento, quantidade e parâmetros de acordo com quatro tipos de fornecedores com o custo do elemento no mercado nacional. O objetivo foi a minimização dos custos totais de operação do sistema proposto considerando custos de investimento, operação e manutenção considerando o sistema de compensação de energia. Por meio dos resultados encontrados nos cenários avaliados, observou-se que a bandeira tarifária em estudo possui impacto significativo na decisão de implantação da microrrede e definição dos elementos.

Por meio da revisão bibliográfica foi evidenciado a diversidade de projetos que buscam integrar as tecnologias desenvolvidas para elementos de microrrede e estratégias de operação considerando aspectos regulatórios e incentivos fiscais para análise de viabilidade.

É constatada a importância de ressaltar diferentes modelos encontrados no mercado através da análise dos resultados obtidos pelo algoritmo proposto que, para os estudos de caso abordados, optou pelo emprego de dois dos quatro modelos de painéis fotovoltaico utilizados no estudo.

O processo de otimização do dimensionamento de microrredes através de simulação da operação tem custo computacional alto dado pela quantidade de processos iterativos internos que a simulação acarreta e, com isso, optou-se pela utilização da meta-heurística SIA. Os resultados obtidos por essa metodologia alcançou resultados satisfatórios em comparação com o ótimo global constatado pela busca exaustiva pois o tempo computacional reduziu abruptamente para todo os cenários avaliados e o valor da FOB encontrada não culminou em valores tão distantes do ponto ótimo.

Para o estudo de caso de forma global, verificou-se que o emprego da geração eólica não possui viabilidade devido aos baixos valores de velocidade média do vento registrada na cidade em análise. Para a viabilidade desse elemento, é necessário aumento em 30% nos valores de velocidade de vento para tornar a implantação factível.

Verificou-se também a importância de análise para diferentes modelos dos elementos geradores de energia renovável adotada no estudo, pois, com o desenvolvimento de tecnologias visando aumento de qualidade e redução dos preços, essa abordagem seleciona o modelo que melhor se adequa aos requisitos impostos na modelagem de cada componente.

O estudo de caso base abordado no cenário 1 que utiliza tarifação da concessionária local sem adicional de bandeiras, mostrou que para o consumidor comercial em questão que possui alta demanda de energia, é inviável o desenvolvimento de microrrede que seja capaz de obter as vantagens do sistema de compensação de energia no horizonte de planejamento

estipulado. Vale ressaltar que a análise estendida ao consumidor residencial evidenciou o emprego de painéis fotovoltaicos e ocasionou em redução abrupta do custo da fatura de energia elétrica nos primeiros anos após o investimento. Para essa análise foi demonstrado com ênfase em como o sistema de acúmulo de créditos causa benefícios ao investidor.

Já o estudo realizado com gerador a diesel mostrou que, o custo do combustível afeta consideravelmente sua aplicação, sendo seu uso restrito em horários em que a tarifa possui maior valor (horário de ponta) e somente com atribuição da bandeira vermelha patamar 2.

Pro fim, a comparação com o dimensionamento realizado pelo software HOMER Pro[®] comprovou a aplicabilidade da metodologia e modelagem desenvolvida no presente trabalho.

5.2 PROPOSTA DE DESENVOLVIMENTO FUTURAS

A partir dos resultados obtidos nesta dissertação, e da linha de pesquisa em que este se encontra, são elencados a seguir alguns pontos promissores para pesquisas futuras:

- Avaliar a implantação de demais elementos constituintes de microrredes ao sistema a fim de explorar outros cenários operativos;
- Desenvolver estudo sobre dimensionamento de microrrede capaz de reduzir a demanda e conseqüentemente a demanda contratada do SDEE para consumidores comerciais em vista que as tarifas aplicadas para faturamento de demanda possui valores em torno de R\$44,00/kW em horário de ponta e R\$ 14,00/kW em horário fora ponta.
- Desenvolvimento de algoritmo compatível com HOMER Pro[®] para promover a simulação, otimização e análise de sensibilidade para projeto de microrredes porém com a definição do melhor tipo de elemento de acordo com especificações técnicas e econômicas.

REFERÊNCIAS

- [1] L. B. dos Reis, *Geração de energia elétrica*. Editora Manole, 2015.
- [2] Agência Nacional de Energia Elétrica, “Energia hidráulica,” 2011. Acesso em: 23 abr. 2018.
- [3] M. Sedghi, A. Ahmadian, and M. Aliakbar-Golkar, “Optimal storage planning in active distribution network considering uncertainty of wind power distributed generation,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 1, pp. 304–316, 2016.
- [4] G. Pepermans, J. Driesen, D. Haeseldonckx, R. Belmans, and W. D’haeseleer, “Distributed generation: definition, benefits and issues,” *Energy policy*, vol. 33, no. 6, pp. 787–798, 2005.
- [5] Y. M. Atwa and E. El-Saadany, “Optimal allocation of ess in distribution systems with a high penetration of wind energy,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, no. 4, pp. 1815–1822, 2010.
- [6] G. d. M. Jannuzzi, *Políticas públicas para eficiência energética e energia renovável no novo contexto de mercado: uma análise da experiência recente dos EUA e do Brasil*. Autores Associados, 2000.
- [7] F. Bignucolo, R. Caldon, and V. Prandoni, “Radial mv networks voltage regulation with distribution management system coordinated controller,” *Electric power systems research*, vol. 78, no. 4, pp. 634–645, 2008.
- [8] W. P. BARBOSA FILHO and A. C. S. d. AZEVEDO, “Geração distribuída: vantagens e desvantagens,” *Acesso em*, vol. 97, 2016.
- [9] P. Chiradeja and R. Ramakumar, “An approach to quantify the technical benefits of distributed generation,” *IEEE Transactions on energy conversion*, vol. 19, no. 4, pp. 764–773, 2004.
- [10] A. INEE, “Eficiência energética e o novo modelo do setor energético,” 2001.
- [11] ANEEL, “Resolução normativa nº 482.” Acesso em: 6 jun. 2018.
- [12] ANEEL, “Resolução normativa nº 786.” Acesso em: 17 jan. 2018.
- [13] A. Askarzadeh, “Distribution generation by photovoltaic and diesel generator systems: Energy management and size optimization by a new approach for a stand-alone application,” *Energy*, vol. 122, pp. 542–551, 2017.
- [14] S. D’Arco, J. A. Suul, and O. B. Fosso, “A virtual synchronous machine implementation for distributed control of power converters in smartgrids,” *Electric Power Systems Research*, vol. 122, pp. 180–197, 2015.
- [15] M. M. H. Bellido, *MICRORREDES ELÉTRICAS: UMA PROPOSTA DE IMPLEMENTAÇÃO NO BRASIL*. PhD thesis, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2018.

- [16] R. Luna-Rubio, M. Trejo-Perea, D. Vargas-Vázquez, and G. Ríos-Moreno, “Optimal sizing of renewable hybrids energy systems: A review of methodologies,” *Solar Energy*, vol. 86, no. 4, pp. 1077–1088, 2012.
- [17] N. M. Razali and A. Hashim, “Backward reduction application for minimizing wind power scenarios in stochastic programming,” in *Power Engineering and Optimization Conference (PEOCO), 2010 4th International*, pp. 430–434, IEEE, 2010.
- [18] H. Energy, “Homer pro version 3.7 user manual,” *no. August*, p. 416, 2016.
- [19] S. Rehman, I. El-Amin, F. Ahmad, S. Shaahid, A. Al-Shehri, J. Bakhashwain, and A. Shash, “Feasibility study of hybrid retrofits to an isolated off-grid diesel power plant,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 11, no. 4, pp. 635–653, 2007.
- [20] S. Shaahid and M. Elhadidy, “Technical and economic assessment of grid-independent hybrid photovoltaic–diesel–battery power systems for commercial loads in desert environments,” *Renewable and sustainable energy reviews*, vol. 11, no. 8, pp. 1794–1810, 2007.
- [21] V. D. Ribeiro, *Análise técnico-econômica de um sistema híbrido de geração na rede elétrica da ilha do fundão*. PhD thesis, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2014.
- [22] K. Y. Lau, M. Yousof, S. Arshad, M. Anwari, and A. Yatim, “Performance analysis of hybrid photovoltaic/diesel energy system under malaysian conditions,” *Energy*, vol. 35, no. 8, pp. 3245–3255, 2010.
- [23] S. B. Silva, M. A. De Oliveira, and M. M. Severino, “Economic evaluation and optimization of a photovoltaic–fuel cell–batteries hybrid system for use in the brazilian amazon,” *Energy Policy*, vol. 38, no. 11, pp. 6713–6723, 2010.
- [24] A. Singh, P. Baredar, and B. Gupta, “Computational simulation & optimization of a solar, fuel cell and biomass hybrid energy system using homer pro software,” *Procedia Engineering*, vol. 127, pp. 743–750, 2015.
- [25] J. Manwell, A. Rogers, G. Hayman, C. Avelar, J. McGowan, U. Abdulwahid, and K. Wu, “Hybrid2—a hybrid system simulation model–theory manual,” *Renewable Energy Research Laboratory, University of Massachusetts*, 2006.
- [26] A. Brooke, D. Kendrick, A. Meeraus, R. Raman, and U. America, “The general algebraic modeling system,” *GAMS Development Corporation*, vol. 1050, 1998.
- [27] C. Darras, S. Sailler, C. Thibault, M. Muselli, P. Poggi, J. Hoguet, S. Melscoet, E. Pinton, S. Grehant, F. Gailly, *et al.*, “Sizing of photovoltaic system coupled with hydrogen/oxygen storage based on the oriente model,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 35, no. 8, pp. 3322–3332, 2010.
- [28] S. Sinha and S. Chandel, “Review of software tools for hybrid renewable energy systems,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 32, pp. 192–205, 2014.
- [29] O. Erdinc and M. Uzunoglu, “Optimum design of hybrid renewable energy systems: Overview of different approaches,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, no. 3, pp. 1412–1425, 2012.
- [30] M. Mitchell, *An introduction to genetic algorithms*. MIT press, 1998.

- [31] H. Yang, W. Zhou, L. Lu, and Z. Fang, "Optimal sizing method for stand-alone hybrid solar–wind system with lpsp technology by using genetic algorithm," *Solar energy*, vol. 82, no. 4, pp. 354–367, 2008.
- [32] R. Dufo-Lopez and J. L. Bernal-Agustín, "Design and control strategies of pv-diesel systems using genetic algorithms," *Solar energy*, vol. 79, no. 1, pp. 33–46, 2005.
- [33] M. Clerc, "The swarm and the queen: towards a deterministic and adaptive particle swarm optimization," in *Evolutionary Computation, 1999. CEC 99. Proceedings of the 1999 Congress on*, vol. 3, pp. 1951–1957, IEEE, 1999.
- [34] V. Sánchez, J. M. Ramirez, and G. Arriaga, "Optimal sizing of a hybrid renewable system," in *Industrial Technology (ICIT), 2010 IEEE International Conference on*, pp. 949–954, IEEE, 2010.
- [35] A. Basu, A. Bhattacharya, S. Chowdhury, S. Chowdhury, and P. Crossley, "Reliability study of a micro grid system with optimal sizing and placement of der," 2008.
- [36] S. Kirkpatrick, C. D. Gelatt, and M. P. Vecchi, "Optimization by simulated annealing," *science*, vol. 220, no. 4598, pp. 671–680, 1983.
- [37] O. Ekren and B. Y. Ekren, "Size optimization of a pv/wind hybrid energy conversion system with battery storage using simulated annealing," *Applied energy*, vol. 87, no. 2, pp. 592–598, 2010.
- [38] G. Giannakoudis, A. I. Papadopoulos, P. Seferlis, and S. Voutetakis, "Optimum design and operation under uncertainty of power systems using renewable energy sources and hydrogen storage," *International journal of hydrogen energy*, vol. 35, no. 3, pp. 872–891, 2010.
- [39] A. Mellit, S. A. Kalogirou, and M. Drif, "Application of neural networks and genetic algorithms for sizing of photovoltaic systems," *Renewable Energy*, vol. 35, no. 12, pp. 2881–2893, 2010.
- [40] J. Margeta and Z. Glasnovic, "Feasibility of the green energy production by hybrid solar+ hydro power system in europe and similar climate areas," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, no. 6, pp. 1580–1590, 2010.
- [41] K. Kusakana, "Optimal scheduled power flow for distributed photovoltaic/wind/diesel generators with battery storage system," *IET Renewable Power Generation*, vol. 9, no. 8, pp. 916–924, 2015.
- [42] K. L. Anaya and M. G. Pollitt, "Integrating distributed generation: Regulation and trends in three leading countries," *Energy Policy*, vol. 85, pp. 475–486, 2015.
- [43] IEA, *Energy technology perspectives 2014: Harnessing electricity's potential: The global landscape of climate finance 2014*. International Energy Agency, Paris, 2014.
- [44] Navigant, *Executive summary: Distributed solar PV*. Navigant Research, Estados Unidos, 2015.
- [45] I. N. Santos, V. Čuk, P. M. Almeida, M. H. Bollen, and P. F. Ribeiro, "Considerations on hosting capacity for harmonic distortions on transmission and distribution systems," *Electric Power Systems Research*, vol. 119, pp. 199–206, 2015.

- [46] D. T. Ton and M. A. Smith, “The us department of energy’s microgrid initiative,” *The Electricity Journal*, vol. 25, no. 8, pp. 84–94, 2012.
- [47] A. M. O. Pinzón, “Otimização da potência unitária dos geradores de energia numa microrrede elétrica com geração híbrida fóssil/renovável,” 2015.
- [48] H. Chen, T. N. Cong, W. Yang, C. Tan, Y. Li, and Y. Ding, “Progress in electrical energy storage system: A critical review,” *Progress in Natural Science*, vol. 19, no. 3, pp. 291–312, 2009.
- [49] CEMIG D, “Requisitos para a conexão de acessantes produtores de energia elétrica ao sistema de distribuição cemig–conexão em média tensão,” 2017. Acesso em: 23 abr. 2018.
- [50] C. CRESESB, “Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos,” *Rio de Janeiro*, 2014.
- [51] G. K. Singh, “Solar power generation by pv (photovoltaic) technology: A review,” *Energy*, vol. 53, pp. 1–13, 2013.
- [52] M. A. Green, K. Emery, Y. Hishikawa, and W. Warta, “Solar cell efficiency tables (version 37),” *Progress in photovoltaics: research and applications*, vol. 19, no. 1, pp. 84–92, 2011.
- [53] CRESESB, “Tutorial de energia solar fotovoltaica,” 2018. Access date: 24 abr. 2018.
- [54] W. De Soto, S. Klein, and W. Beckman, “Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance,” *Solar energy*, vol. 80, no. 1, pp. 78–88, 2006.
- [55] M. Ministério de Minas e Energia, “Boletim mensal de monitoramento do setor elétrico,” Brasília: MME, 2017.
- [56] Gilberto de Martino Jannuzzi et al., “Sumário para tomadores de decisão: Além de grandes hidrelétricas.” Access date: 16 fev. 2018.
- [57] ANEEL, “Atualização das projeções de consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar fotovoltaicos no horizonte 2017-2024,” 2017. Access date: 13 abr. 2018.
- [58] C. Carrillo, A. O. Montaña, J. Cidrás, and E. Díaz-Dorado, “Review of power curve modelling for wind turbines,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 21, pp. 572–581, 2013.
- [59] B. M. Amaral, “Modelos varx para geração de cenários de vento e vazão aplicados à comercialização de energia,” *Rio de Janeiro*, 2011.
- [60] G. W. E. Council, “Global wind report,” *Annual market update*, 2017.
- [61] A. B. de Energia Eólica, “Boletim anual de geração eólica 2017,” *abeolica*, 2017.
- [62] ANEEL, “Proret- módulo 7: Procedimentos gerais.” Acesso em: 6 jun. 2018.
- [63] ANEEL, “Por dentro da conta de luz: informação de utilidade pública.” Acesso em: 16 jun. 2018.

- [64] CEMIG, “Cartilha de tarifas.” Acesso em: 6 jun. 2018.
- [65] A. Cuomo, R. Kauffman, J. Rhodes, A. Zibelman, and J. Hauer, “Microgrids for critical facility resiliency in new york state,” *Final report, New York State Energy Research and Development Authority*, 2014.
- [66] ANEEL, “Perguntas e respostas sobre a aplicação da resolução normativa nº 482/2012.” Acesso em: 16 jun. 2018.
- [67] Ministério da Fazenda, “Convênio icms 16, de 22 de abril de 2015.” Acesso em: 16 jun. 2018.
- [68] Câmara dos deputados - Atividade Legislativa, “Legislação informatizada - lei nº 13.169, de 6 de outubro de 2015 - publicação original.” Acesso em: 16 jun. 2018.
- [69] J. T. Pinho and M. A. Galdino, “Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos,” *Rio de Janeiro*, vol. 1, pp. 47–499, 2014.
- [70] IBGE, “Índice nacional de preços ao consumidor amplo.” Data de acesso: 15 jun. 2018.
- [71] IRENA, “Renewable energy technologies: Cost analysis series - solar fotovoltaics..” Acesso em: 3 jun. 2018.
- [72] CUMMINS, “Grupos geradores.” Acesso em: 15 jul. 2018.
- [73] ANEEL, “Resolução normativa nº 479.” Acesso em: 16 jun. 2018.
- [74] ANEEL, “Resolução normativa nº 687.” Acesso em: 16 jun. 2018.
- [75] R. NAKABAYASHI, “Microgeração fotovoltaica no brasil: Viabilidade econômica,” *IEE USP Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos*, 2015.
- [76] G. J. Rosseti, E. J. De Oliveira, L. W. de Oliveira, I. C. Silva Jr, and W. Peres, “Optimal allocation of distributed generation with reconfiguration in electric distribution systems,” *Electric Power Systems Research*, vol. 103, pp. 178–183, 2013.
- [77] Congresso Nacional, “Lei no 10.848, de 15 de março de 2004..” Acesso em: 14 jun. 2018.
- [78] N. J. de Castro, R. Brandão, S. Marcu, and G. d. A. Dantas, “Mercados de energia em sistemas elétricos com alta participação de energias renováveis,” 2011.
- [79] Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, “Tipos de contrato no ambiente de comercialização regulada.” Acesso em: 14 jun. 2018.
- [80] INMET, In, “Instituto nacional de meteorologia.” Acesso em: 14 jun. 2018.
- [81] H. Energy, “The homer pro microgrid software by homer energy.” <https://www.homerenergy.com/products/pro/index.html>, Jun. 2018. Acesso em: 14 jun. 2018.
- [82] C. E. de Minas Gerais, “Requisitos para a conexão de acessantes produtores de energia elétrica ao sistema de distribuição cemig-conexão em média tensão,”

- [83] F. M. Marcos Antônio Fritzen, Evandro André Konopatzki, “Uso de geradores a diesel para produção de energia elétrica sustentável em uma agroindústria,” 2015.
- [84] A. M. Asano, “Estudo de viabilidade técnica e econômica da utilização de geração diesel no horário de ponta,” 2015.

APÊNDICE A – DADOS DOS ELEMENTOS SELECIONADOS PARA ANÁLISE

Datasheet do módulo fotovoltaico CanadianSolar CS6K-270 e CS6K-275P



CanadianSolar



*Black frame product can be provided upon request.

CS6K-260 | 265 | 270 | 275P

Canadian Solar's modules use the latest innovative cell technology, increasing module power output and system reliability, ensured by 15 years of experience in module manufacturing, well-engineered module design, stringent BOM quality testing, an automated manufacturing process and 100% EL testing.

KEY FEATURES

-  Excellent module efficiency of up to 16.80 %
-  Cell efficiency of up to 18.8 %
-  No. 1 PTC High PTC rating of up to 91.89 %
-  Outstanding low irradiance performance: 96.5 %
-  IP67 junction box for long-term weather endurance
-  Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa

25 years linear power output warranty

10 years product warranty on materials and workmanship

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2008 / Quality management system
 ISO/TS 16949:2009 / The automotive industry quality management system
 ISO 14001:2004 / Standards for environmental management system
 OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / TÜV-Rheinland / CE / MCS
 UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US)
 UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE / Take-e-way

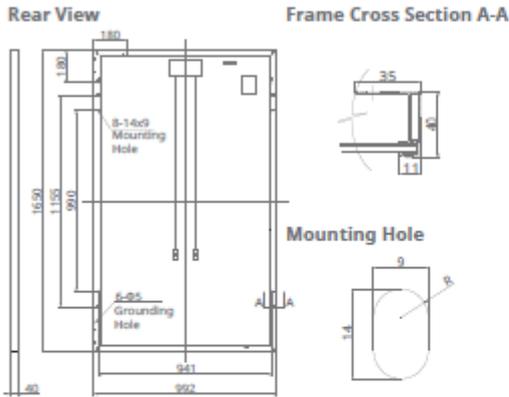


* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

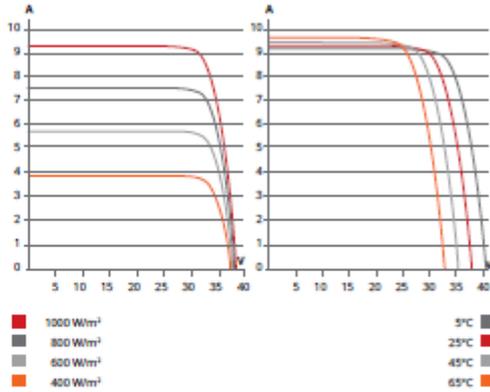
CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 15 GW deployed around the world since 2001, Canadian Solar Inc. (NASDAQ: CSIQ) is one of the most bankable solar companies worldwide.

CANADIAN SOLAR INC.
 545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS6K-270P / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS6K	260P	265P	270P	275P
Nominal Max. Power (Pmax)	260 W	265 W	270 W	275 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	30.4 V	30.6 V	30.8 V	31.0 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.56 A	8.66 A	8.75 A	8.88 A
Open Circuit Voltage (Voc)	37.5 V	37.7 V	37.9 V	38.0 V
Short Circuit Current (Isc)	9.12 A	9.23 A	9.32 A	9.45 A
Module Efficiency	15.88%	16.19%	16.50%	16.80%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C			
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000 V (UL)			
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)			
Max. Series Fuse Rating	15 A			
Application Classification	Class A			
Power Tolerance	0 ~ + 5 W			

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	60 (6x10)
Dimensions	1650x992x40 mm (65.0x39.1x1.57 in)
Weight	18.2 kg (40.1 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP67, 3 diodes
Cable	4 mm² (IEC) or 4 mm² & 12 AWG 1000 V (UL), 1000 mm (39.4 in)
Connector	T4-1000V or PV2 series
Per Pallet	26 pieces, 520 kg (1146.4 lbs)
Per container (40' HQ)	728 pieces

ELECTRICAL DATA | NOCT*

CS6K	260P	265P	270P	275P
Nominal Max. Power (Pmax)	189 W	192 W	196 W	199 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	27.7 V	27.9 V	28.1 V	28.3 V
Opt. Operating Current (Imp)	6.80 A	6.88 A	6.97 A	7.05 A
Open Circuit Voltage (Voc)	34.5 V	34.7 V	34.8 V	34.9 V
Short Circuit Current (Isc)	7.39 A	7.48 A	7.55 A	7.66 A

* Under Nominal Operating Cell Temperature (NOCT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.41 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.31 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.053 % / °C
Nominal Operating Cell Temperature	45±2 °C

PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

Outstanding performance at low irradiance, average relative efficiency of 96.5 % from an irradiance of 1000 W/m² to 200 W/m² (AM 1.5, 25°C).

The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to on-going innovation, research and product enhancement, Canadian Solar Inc. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.

Caution: For professional use only. The installation and handling of PV modules requires professional skills and should only be performed by qualified professionals. Please read the safety and installation instructions before using the modules.

PARTNER SECTION



Datasheet do módulo fotovoltaico CanadianSolar CS6U-330P



MAXPOWER (1500 V) CS6U-315 | 320 | 325 | 330P

Canadian Solar's new 1500 V module is a product for high voltage systems, which can increase the string length of solar systems by up to 50%, saving BOS costs.



KEY FEATURES

-  Designed for high voltage systems of up to 1500 V_{DC}, saving on BoS costs
-  Cell efficiency of up to 18.8 %
-  Excellent module efficiency of up to 16.97 %
-  Outstanding low irradiance performance: 96.0 %
-  High PTC rating of up to 91.55 %
-  IP67 junction box for long-term weather endurance
-  Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa

25 years linear power output warranty

10 years product warranty on materials and workmanship

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2008 / Quality management system
ISO 14001:2004 / Standards for environmental management system
OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE
UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US)
UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE / Take-e-way



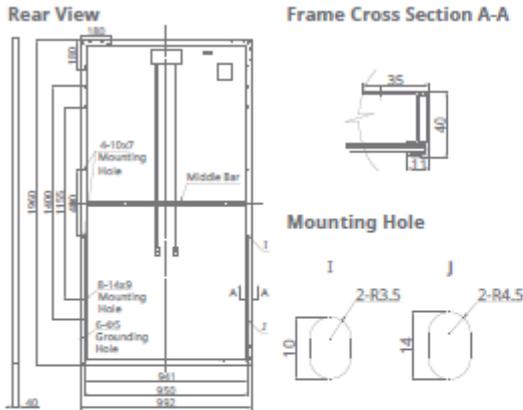
* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 15 GW deployed around the world since 2001, Canadian Solar Inc. (NASDAQ: CSIQ) is one of the most bankable solar companies worldwide.

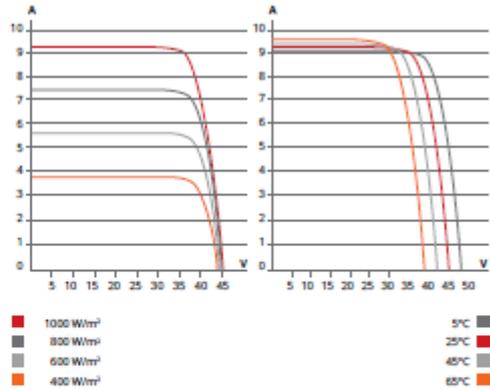
CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS6U-320P / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS6U	315P	320P	325P	330P
Nominal Max. Power (Pmax)	315 W	320 W	325 W	330 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	36.6 V	36.8 V	37.0 V	37.2 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.61 A	8.69 A	8.78 A	8.88 A
Open Circuit Voltage (Voc)	45.1 V	45.3 V	45.5 V	45.6 V
Short Circuit Current (Isc)	9.18 A	9.26 A	9.34 A	9.45 A
Module Efficiency	16.20%	16.46%	16.72%	16.97%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C			
Max. System Voltage	1500 V (IEC) or 1500 V (UL)			
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)			
Max. Series Fuse Rating	15 A			
Application Classification	Class A			
Power Tolerance	0 ~ + 5 W			

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	72 (6 x 12)
Dimensions	1960 x 992 x 40 mm (77.2 x 39.1 x 1.57 in)
Weight	22.4 kg (49.4 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP67, 3 diodes
Cable	PV1500DC-F1 4 mm² (IEC) & 12 AWG 2000 V (UL), 1160 mm (45.7 in)
Connector	T4 series or PV2 series
Per Pallet	26 pieces, 635 kg (1400 lbs)
Per container (40' HQ)	624 pieces

ELECTRICAL DATA | NOCT*

CS6U	315P	320P	325P	330P
Nominal Max. Power (Pmax)	228 W	232 W	236 W	239 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	33.4 V	33.6 V	33.7 V	33.9 V
Opt. Operating Current (Imp)	6.84 A	6.91 A	6.98 A	7.05 A
Open Circuit Voltage (Voc)	41.5 V	41.6 V	41.8 V	41.9 V
Short Circuit Current (Isc)	7.44 A	7.50 A	7.57 A	7.66 A

* Under Nominal Operating Cell Temperature (NOCT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.41 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.31 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.053 % / °C
Nominal Operating Cell Temperature	45±2 °C

PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

Outstanding performance at low irradiance, average relative efficiency of 96.0 % from an irradiance of 1000 W/m² to 200 W/m² (AM 1.5, 25°C).

The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to on-going innovation, research and product enhancement, Canadian Solar Inc. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.

Caution: For professional use only. The installation and handling of PV modules requires professional skills and should only be performed by qualified professionals. Please read the safety and installation instructions before using the modules.

PARTNER SECTION



Datasheet do módulo fotovoltaico Yingu Solar Yingli YL270P-29b

YINGLI SOLAR

YGE
60 CÉLULAS
SÉRIE 2

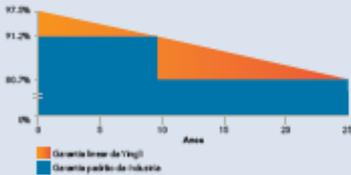


17,7% 
EFICIÊNCIA DA CÉLULA

10 ANOS
DE GARANTIA DO PRODUTO

0 - 5W
TOLERÂNCIA DE POTÊNCIA

25 Anos de Garantia Linear



YINGLISOLAR.COM



QUALIDADE COMPROVADA

EM UMA NOVA DIMENSÃO

Testados independentemente para garantir sua qualidade e confiabilidade no longo prazo. Milhões de sistemas fotovoltaicos instalados no mundo inteiro demonstram a liderança da Yingli Solar nesse setor.



Durabilidade

Módulos fotovoltaicos duradouros, testados independentemente sob condições ambientais adversas como ambiente salino, amônia e os fatores de risco do PID.



Vidro Avançado

Vidro de alta transmissão, com uma única camada anti-reflexo, que direciona mais luz sobre as células, resultando em uma maior eficiência energética.



Tamanho mais vendido

Primeira opção para milhões de bancos e investidores, este tamanho é adequado para quase todas as aplicações.



Resistência PID

Testado de acordo com a norma IEC 62804, os nossos módulos fotovoltaicos têm mostrado resistência ao PID (Degradação Induzida pela Potência) que se traduz em segurança para o seu investimento.

Yingli Green Energy

Yingli Green Energy Company Holding Ltd. (NYSE: YGE), conhecida como "Yingli Solar", é uma das maiores fabricantes de módulos fotovoltaicos do mundo em termos de capacidade de produção. Somos uma empresa líder em energia solar construída a partir da confiança em nossos produtos e desempenho sustentável.

YGE 60 CÉLULAS SÉRIE 2

CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS

Parâmetros Elétricos para STC

Tipo de módulo	YLocP-20b (xxx)P _{max}							
	P _{max}	W	260	295	250	245	240	
Potência de saída	P _{max}	W	260	295	250	245	240	
Tolerância	ΔP _{max}	W	0 / +5					
Eficiência do módulo	η _m	%	16,0	15,7	15,4	15,1	14,8	
Tensão em P _{max}	V _{mp}	V	30,3	30,0	29,8	29,6	29,3	
Intensidade em P _{max}	I _{mp}	A	8,59	8,49	8,39	8,28	8,18	
Tensão em circuito aberto	V _{oc}	V	37,7	37,7	37,6	37,5	37,5	
Corrente de curto-circuito	I _{sc}	A	9,09	9,01	8,92	8,83	8,75	

STC: 1000 W/m² irradiância, temperatura do módulo de 25 °C, AM1.5 distribuição espectral de acordo com a norma EN 60904-3. Redução média de 3,3% de eficiência relativa de 200 W/m² de acordo com EN 60904-1.

Parâmetros Elétricos em Temperatura de Operação (NOCT)

Tipo de módulo	YLocP-20b (xxx)P _{max}						
	P _{max}	W	189,7	186,0	182,4	178,7	175,1
Potência de saída	P _{max}	W	189,7	186,0	182,4	178,7	175,1
Tensão em P _{max}	V _{mp}	V	27,6	27,4	27,2	27,0	26,8
Corrente em P _{max}	I _{mp}	A	6,87	6,79	6,71	6,62	6,54
Tensão em circuito aberto	V _{oc}	V	34,8	34,8	34,7	34,6	34,6
Corrente de curto-circuito	I _{sc}	A	7,35	7,28	7,21	7,14	7,07

NOCT: operação do módulo em condições de circuito aberto com irradiância de 800 W/m² e temperatura ambiente de 20 °C e de velocidade de vento de 1 m/s.

CARACTERÍSTICAS TÉRMICAS

Temperatura nominal da célula	NOCT	°C	46 +/- 2
Coefficiente de temperatura para P _{max} <td>γ <td>%/°C <td>-0,42</td> </td></td>	γ <td>%/°C <td>-0,42</td> </td>	%/°C <td>-0,42</td>	-0,42
Coefficiente de temperatura para V _{oc} <td>β_{Voc} <td>%/°C <td>-0,32</td> </td></td>	β _{Voc} <td>%/°C <td>-0,32</td> </td>	%/°C <td>-0,32</td>	-0,32
Coefficiente de temperatura para I _{sc} <td>α_{Isc} <td>%/°C <td>0,05</td> </td></td>	α _{Isc} <td>%/°C <td>0,05</td> </td>	%/°C <td>0,05</td>	0,05
Coefficiente de temperatura para V _{mp} <td>β_{Vmp} <td>%/°C <td>-0,42</td> </td></td>	β _{Vmp} <td>%/°C <td>-0,42</td> </td>	%/°C <td>-0,42</td>	-0,42

CONDIÇÕES DE FUNCIONAMENTO

Tensão máxima do sistema	1000V _{DC}
Valor máximo do fusível em série	15A
Limitação da corrente inversa	15A
Faixa de temperatura em funcionamento	-40°C to 85°C
Carga estática máxima frontal (nave)	5400Pa
Carga estática máxima inversa (vento)	2400Pa
Máximo impacto por granizo (diâmetro/velocidade)	25mm / 23m/s

MATERIAIS

Proteção frontal (material / espessura)	O vidro temperado contém baixo teor de ferro / 3,2 mm
Célula solar (número / tipo / tamanho / número de barras)	60 / Silício Multicristalino / 156mm x 156mm / 2 ou 3
Quadro (material / cor / anodização / bordas de vedação)	Alumínio anodizado / prata / claro / adesivo
Caixa de junção (grau de proteção)	≥ IP65
Cabo de ligação (comprimento / seção) (tipo / grau de proteção)	1000mm / 4mm ²
Conector (tipo/grau de proteção)	MC4 / IP67 ou YTO8-1 / IP67 ou Amphenol H4 / IP68

* Devido a contínua inovação, pesquisa e melhoria de produto, informações e especificações citadas nesta ficha técnica estão sujeitas a alterações sem aviso prévio. As especificações podem ser ligeiramente diferentes e não estão garantidas.

* Os dados não se referem a um único módulo e não faz parte de oferta, servem para comparação entre diferentes tipos de módulos.

QUALIFICAÇÕES E CERTIFICADOS

IEC 61215, IEC 61730, CE, NRE, ISO 9001:2008, ISO 14001:2004, BS OHSAS 18001:2007, PV Cycle, SA 8000



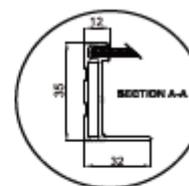
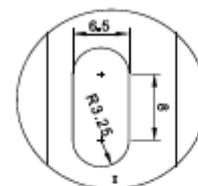
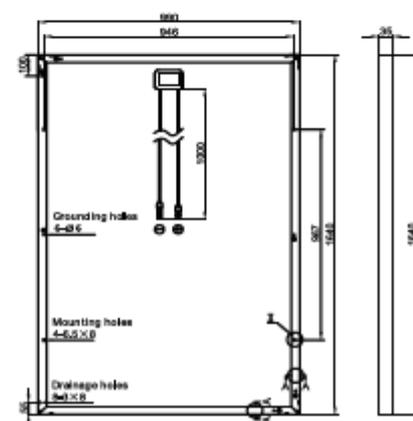
CARACTERÍSTICAS GERAIS

Dimensões (C / L / A)	1640mm / 990mm / 35mm
Peso	18,5kg

ESPECIFICAÇÕES DA EMBALAGEM

Número de módulos por paleta	29
Número de paletes por contêiner	28
Dimensões da embalagem (C / L / A)	1700mm / 1135mm / 1165mm
Peso do pallet	568kg

Unidade: mm



Atenção: Leia o Manual de Instalação e de Operação em sua totalidade antes de utilizar, instalar e operar módulos Yingli Solar.

Parceiros da Yingli Solar:

Yingli Green Energy do Brasil, S.A.

brazil@yingliamericas.com

Tel: +55-11-4561-6457

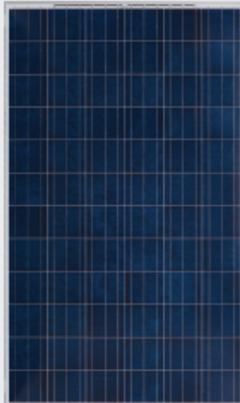
YINGLISOLAR.COM



Datasheet do módulo fotovoltaico Yingu Solar Yingli Yingli YL320P-35b

YINGLI SOLAR

YGE 72 CÉLULAS SÉRIE 2

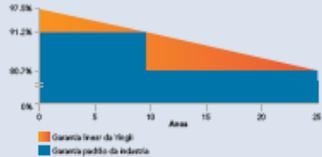


18,5%
EFICIÊNCIA DA CÉLULA

10 ANOS
GARANTIA DO PRODUTO

0 - 5W
TOLERÂNCIA DE POTÊNCIA

25 Anos de Garantia Linear



Anos	Garantia linear da Yingli (%)	Garantia padrão da indústria (%)
0	91.2%	91.2%
25	90.7%	90.7%



QUALIDADE COMPROVADA EM UMA NOVA DIMENSÃO

Testados independentemente para que a credibilidade em sua qualidade e confiança seja a longo prazo. Milhões de sistemas fotovoltaicos instalados no mundo inteiro demonstram a liderança da Yingli Solar nesse setor.



Durabilidade

Módulos fotovoltaicos duradouros, testados independentemente sob condições ambientais adversas como ambiente salino, amônia e os fatores de risco do PID.



Vidro Avançado

Vidro de alta transmissão, com uma única camada anti-reflexo, que direciona mais luz sobre as células, resultando em uma maior eficiência energética.



Tamanho ampliado

Tamanho ampliado, aumentado o nosso módulo permite economias de custo de sistema, manuseio e encurtamento do tempo de instalação



Resistência PID

Testado de acordo com a norma IEC 62804, os nossos módulos fotovoltaicos têm mostrado resistência ao PID (Degradação Induzida pela Potência) que se traduz em segurança para o seu investimento.

Yingli Green Energy

Yingli Green Energy Company Holding Ltd. (NYSE: YGE), conhecida como "Yingli Solar", é uma das maiores fabricantes de módulos fotovoltaicos do mundo em termos de capacidade de produção. Somos uma empresa líder em energia solar construída a partir da confiança em nossos produtos e desempenho sustentável.

YGE 72 CÉLULAS SÉRIE 2

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

Parâmetros Eléctricos para STC								
Tipo de módulo	YLU08P-35b (xxx-P _{max})							
Potência de saída	P _{max}	W	335	330	325	320	315	310
Tolerância	ΔP _{max}	W	0/+5					
Eficiência do módulo	η _m	%	17,3	17,0	16,7	16,5	16,2	16
Tensão em P _{max}	V _{mp}	V	37,6	37,4	37,3	37,0	36,8	36,3
Intensidade em P _{max}	I _{mp}	A	8,91	8,84	8,72	8,64	8,56	8,53
Tensão em circuito aberto	V _{oc}	V	46,7	46,4	46,3	46,0	45,7	45,6
Corrente de curto-circuito	I _{sc}	A	9,34	9,29	9,24	9,18	9,12	8,99

STC: 1000 W/m² irradiância, temperatura do módulo de 25 °C, AM1,5 distribuição espectral de acordo com a norma EN 60904-3. Redução média de 3,3% de eficiência relativa de 200 W/m² de acordo com EN 60904-1.

Parâmetros Eléctricos em Temperatura de Operação (NOCT)								
Potência de saída	P _{max}	W	244,4	240,7	237,1	233,4	229,8	226,1
Tensão em P _{max}	V _{mp}	V	34,3	34,0	34,0	33,8	33,6	33,1
Corrente em P _{max}	I _{mp}	A	7,13	7,07	6,98	6,91	6,85	6,82
Tensão em circuito aberto	V _{oc}	V	43,1	42,8	42,8	42,5	42,2	42,1
Corrente de curto-circuito	I _{sc}	A	7,55	7,51	7,47	7,42	7,37	7,27

NOCT: operação do módulo em condições de circuito aberto com irradiância de 800 W/m² e temperatura ambiente de 20 °C e de velocidade de vento de 1m/s.

CARACTERÍSTICAS TÉRMICAS

Temperatura nominal da célula	NOCT	°C	46 +/- 2
Coefficiente de temperatura para P _{max}	γ	%/°C	-0,42
Coefficiente de temperatura para V _{oc}	β _{voc}	%/°C	-0,32
Coefficiente de temperatura para I _{sc}	α _{isc}	%/°C	0,05
Coefficiente de temperatura para V _{mp}	β _{vmp}	%/°C	-0,42

CONDIÇÕES DE FUNCIONAMENTO

Tensão máxima do sistema	1000V _{ac}
Valor máximo do fusível em série	15A
Limitação da corrente inversa	15A
Faixa de temperatura em funcionamento	-40°C to 85°C
Carga estática máxima frontal (neve)	5400Pa
Carga estática máxima inversa (vento)	2400Pa
Máximo impacto por granizo (diâmetro/velocidade)	25mm / 23m/s

MATERIAIS

Proteção frontal (material/ espessura)	O vidro temperado contém baixo teor de ferro / 4 mm
Célula solar (número / tipo / tamanho / número de busbar)	72 / Silício Monocristalino / 156mm x 156mm / 2 ou 3
Quadro (material/ cor / anodização / bordas de vedação)	Alumínio anodizado / prata / claro / adesivo
Cabo de junção (grau de proteção)	≥ IP65
Cabo de ligação (comprimento / secção) (tipo / grau de proteção)	1000mm / 4mm ²
Conector (tipo/grau de proteção)	MC4 / IP67 ou Y-T08-1 / IP67 ou Amphenol H4 / IP68

* Devido a contínua inovação, pesquisa e melhoria de produto, informações e especificações citadas nesta ficha técnica estão sujeitas a alterações sem aviso prévio. As especificações podem ser ligeiramente diferentes e não estão garantidas.

* Os dados não se referem a um único módulo e não faz parte da oferta, servem para comparação entre diferentes tipos de módulos.

QUALIFICAÇÕES E CERTIFICADOS

IEC 61215, IEC 61730, CE, NRE, ISO 9001:2008, ISO 14001:2004, BS OHSAS 18001:2007, PV Cycle, SA 8000

Consultar os modelos já homologados pelo Inmetro



© Yingli Green Energy Holding Co. Ltd.

DS_YGE72Cell-35b_40mm_BR_2017_Dec_YE5

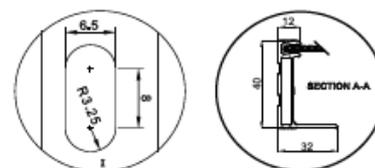
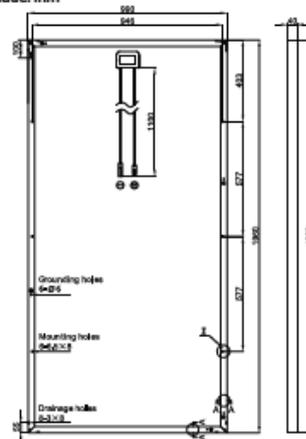
CARACTERÍSTICAS GERAIS

Dimensões (C / L / A)	1960mm / 990mm / 40mm
Peso	25,5kg

ESPECIFICAÇÕES DA EMBALAGEM

Número de módulos por paleta	26
Número de paletas por container	24
Dimensões da embalagem (C / L / A)	1995mm / 1145mm / 1170mm
Peso do paleta	707kg

Unidade: mm



Aviso: Leia o Manual de Instalação e de Operação em sua totalidade antes de utilizar, instalar e operar módulos Yingli Solar.

Parceiros da Yingli Solar:

Yingli Green Energy do Brasil, S.A.

brasil@yingli.com

Tel: +55 (19) 3707-1605

YINGLISOLAR.COM



Datasheet do inverter Fronius SYMO 17.5-3-M

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

Fronius

SHIFTING THE LIMITS

FRONIUS SYMO

/ Maximum flexibility for the applications of tomorrow.



/ PC board replacement process



/ SnapInverter technology



/ Integrated data communication



/ SuperFlex Design



/ Dynamic Peak Manager



/ Smart Grid Ready



/ Boasting power categories ranging from 3.0 to 20.0 kW, the transformerless Fronius Symo is the three-phase inverter for systems of every size. Owing to the SuperFlex Design, the Fronius Symo is the perfect answer to irregularly shaped or multi-oriented roofs. The standard interface to the internet via WLAN or Ethernet and the ease of integration of third-party components make the Fronius Symo one of the most communicative inverters on the market. Furthermore, the meter interface permits dynamic feed-in management and a clear visualisation of the consumption overview.

TECHNICAL DATA FRONIUS SYMO (3.0-3-S, 3.7-3-S, 4.5-3-S, 3.0-3-M, 3.7-3-M, 4.5-3-M)

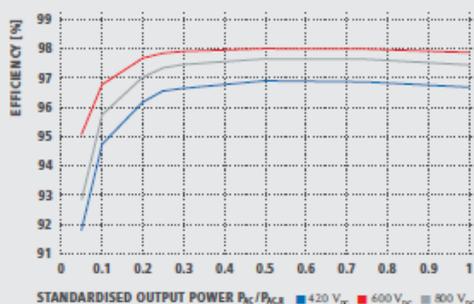
INPUT DATA	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
Max. input current ($I_{dc,max1} / I_{dc,max2}^{1)}$)				16.0 A / 16.0 A		
Max. array short circuit current (MPP ₁ /MPP ₂ ¹⁾)				24.0 A / 24.0 A		
Min. input voltage ($U_{dc,min}$)				150 V		
Feed-in start voltage ($U_{dc,feed}$)				200 V		
Nominal input voltage ($U_{dc,n}$)				595 V		
Max. input voltage ($U_{dc,max}$)				1,000 V		
MPP voltage range ($U_{sup,min} - U_{sup,max}$)	200 - 800 V	250 - 800 V	300 - 800 V	150 - 800 V		
Number MPP trackers	1			2		
Number of DC connections	3			2+2		
OUTPUT DATA	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
AC nominal output ($P_{ac,n}$)	3,000 W	3,700 W	4,500 W	3,000 W	3,700 W	4,500 W
Max. output power	3,000 VA	3,700 VA	4,500 VA	3,000 VA	3,700 VA	4,500 VA
Max. output current ($I_{ac,max}$)	4.8 A	5.9 A	7.2 A	4.8 A	5.9 A	7.2 A
Grid connection (voltage range)	3-NPE 400 V / 230 V or 3-NPE 380 V / 220 V (+20 % / -30 %)					
Frequency (Frequency range)	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)					
Total harmonic distortion	≤ 3 %					
Power factor ($\cos \varphi_{ac}$)	0.70 - 1 Ind. / cap.			0.85 - 1 Ind. / cap.		
GENERAL DATA	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
Dimensions (height x width x depth)				645 x 431 x 204 mm		
Weight	16.0 kg			19.9 kg		
Degree of protection				IP 65		
Protection class				1		
Overvoltage category (DC / AC) ²⁾				2 / 3		
Night time consumption				≤ 1 W		
Inverter design				Transformerless		
Cooling				Regulated air cooling		
Installation				Indoor and outdoor installation		
Ambient temperature range				-25 - +60 °C		
Permitted humidity				0 - 100 %		
Max. altitude	2,000 m / 3,400 m (unrestricted / restricted voltage range)					
DC connection technology	3x DC+ and 3x DC- screw terminals 2.5 - 16 mm ²			4x DC+ and 4x DC- screw terminals 2.5 - 16mm ² ³⁾		
Main connection technology	5-pole AC screw terminals 2.5 - 16 mm ²			5-pole AC screw terminals 2.5 - 16mm ² ³⁾		
Certificates and compliance with standards	ÖVE / ÖNORM E 8001-4-712, DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 4105, IEC 62109-1/2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, CER 06-190, G83/2, UNE 206007-1, SI 4777 ¹⁾ , CEI 0-21 ¹⁾					

¹⁾ This applies to Fronius Symo 3.0-3-M, 3.7-3-M and 4.5-3-M.

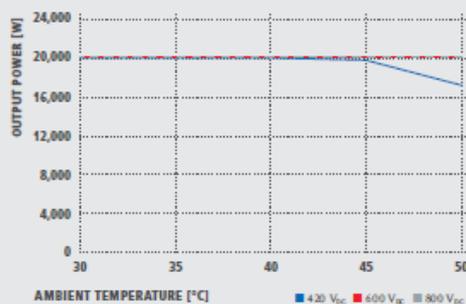
²⁾ According to IEC 62109-1.

³⁾ 16 mm² without wire end ferrules. Further information regarding the availability of the inverters in your country can be found at www.fronius.com.

FRONIUS SYMO 20.0-3-M EFFICIENCY CURVE



FRONIUS SYMO 20.0-3-M TEMPERATURE DERATING



TECHNICAL DATA FRONIUS SYMO (10.0-3-M, 12.5-3-M, 15.0-3-M, 17.5-3-M, 20.0-3-M)

EFFICIENCY	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Max. efficiency	98.0 %				
European efficiency (η_{EUI})	97.4 %	97.6 %	97.8 %	98.1 %	97.9 %
η at 5 % P _{ac,r} ¹⁾	87.9 / 92.5 / 89.2 %	88.7 / 93.1 / 90.1 %	91.2 / 94.8 / 92.3 %	91.6 / 95.0 / 92.7 %	91.9 / 95.2 / 93.0 %
η at 10 % P _{ac,r} ¹⁾	91.2 / 94.9 / 92.8 %	92.9 / 96.1 / 94.6 %	93.4 / 96.0 / 94.4 %	94.0 / 96.4 / 95.0 %	94.8 / 96.9 / 95.8 %
η at 20 % P _{ac,r} ¹⁾	94.6 / 97.1 / 96.1 %	95.4 / 97.3 / 96.6 %	95.9 / 97.4 / 96.7 %	96.1 / 97.6 / 96.9 %	96.3 / 97.8 / 97.1 %
η at 25 % P _{ac,r} ¹⁾	95.4 / 97.3 / 96.6 %	95.6 / 97.6 / 97.0 %	96.2 / 97.6 / 97.0 %	96.4 / 97.8 / 97.2 %	96.7 / 97.9 / 97.4 %
η at 30 % P _{ac,r} ¹⁾	95.6 / 97.5 / 96.9 %	95.9 / 97.7 / 97.2 %	96.5 / 97.8 / 97.3 %	96.6 / 97.9 / 97.4 %	96.8 / 98.0 / 97.6 %
η at 50 % P _{ac,r} ¹⁾	96.3 / 97.9 / 97.4 %	96.4 / 98.0 / 97.5 %	96.9 / 98.1 / 97.7 %	97.0 / 98.1 / 97.7 %	97.0 / 98.1 / 97.8 %
η at 75 % P _{ac,r} ¹⁾	96.5 / 98.0 / 97.6 %	96.5 / 98.0 / 97.6 %	97.0 / 98.1 / 97.8 %	97.0 / 98.1 / 97.8 %	97.0 / 98.1 / 97.7 %
η at 100 % P _{ac,r} ¹⁾	96.5 / 98.0 / 97.6 %	96.5 / 97.8 / 97.6 %	97.0 / 98.1 / 97.7 %	96.9 / 98.1 / 97.6 %	96.8 / 98.0 / 97.6 %
MPP adaptation efficiency	= 99.9 %				
PROTECTIVE DEVICES	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
DC insulation measurement	Yes				
Overload behaviour	Operating point shift, power limitation				
DC disconnect	Yes				
INTERFACES	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
WLAN / Ethernet LAN	Fronius Solarweb, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)				
8 inputs and 4 digital inputs/outputs	Interface to ripple control receiver				
USB (A socket) ²⁾	Data logging, inverter update via USB flash drive				
2x RS422 (R)45-socket) ²⁾	Fronius Solar Net, interface protocol				
Signalling output ³⁾	Energy management (potential-free relay output)				
Datalogger and Webserver	Included				
External input	SO-Meter Interface / Input for overvoltage protection				
RS485 ²⁾	Modbus RTU SunSpec or meter connection				

¹⁾ And at $U_{app, min} / U_{dc} / U_{app, max}$ ²⁾ Also available in the light version. ³⁾ Available from autumn 2014.

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

WE HAVE THREE DIVISIONS AND ONE PASSION: SHIFTING THE LIMITS OF POSSIBILITY.

/ Whether welding technology, photovoltaics or battery charging technology – our goal is clearly defined: to be the innovation leader. With around 3,000 employees worldwide, we shift the limits of what's possible - our more than 350 active patents are testimony to this. While others progress step by step, we innovate in leaps and bounds. Just as we've always done. The responsible use of our resources forms the basis of our corporate policy.

Further information about all Fronius products and our global sales partners and representatives can be found at www.fronius.com

v02 Feb 2014 EN

Fronius India Private Limited
GAT no 312, Nanekarwadi
Chakan, Taluka - Khed District
Pune 410501
India
pv-sales-india@fronius.com
www.fronius.in

Fronius Australia Pty Ltd.
90-92 Lambeck Drive
Tullamarine VIC 3043
Australia
pv-sales-australia@fronius.com
www.fronius.com.au

Fronius UK Limited
Maidstone Road, Kingston
Milton Keynes, MK10 0BD
United Kingdom
pv-sales-uk@fronius.com
www.fronius.co.uk

Fronius International GmbH
Froniusplatz 1
4600 Wels
Austria
pv-sales@fronius.com
www.fronius.com

Datasheet do inverter Fronius Galvo 3.0-1

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

Fronius

SHIFTING THE LIMITS

FRONIUS GALVO

/ The future-proof inverter for small self-consumption systems.



/ PC board replacement process



/ Snap-Inverter Technology



/ HF transformer switchover



/ Integrated data communication



/ Smart Grid Ready



/ With power categories ranging from 1.5 to 3.1 kW, the Fronius Galvo is perfect for households – and is especially suitable for self-consumption systems. The integrated energy management relay allows the self-consumption component to be maximised. A host of other smart features make the Fronius Galvo one of the most future-proof inverters in its class: for example, the integrated datalogging, the simple connection to the internet by WLAN, or the plug-in card technology for retrofitting additional functions.

TECHNICAL DATA FRONIUS GALVO

INPUT DATA	GALVO 1.5-1	GALVO 2.0-1	GALVO 2.5-1	GALVO 3.0-1 ¹⁾	GALVO 3.1-1
Max. input current ($I_{d, max}$)	13.3 A	17.8 A	16.6 A	19.8 A	20.7 A
Max. array short circuit current	20.0 A	26.8 A	24.8 A	29.6 A	31.0 A
Min. input voltage ($U_{d, min}$)		120 V		165 V	
Feed-in start voltage ($U_{d, start}$)		140 V		185 V	
Nominal input voltage ($U_{d, N}$)		260 V		330 V	
Max. input voltage ($U_{d, max}$)		420 V		550 V	
MPP voltage range ($U_{app, min} - U_{app, max}$)		120 - 335 V		165 - 440 V	
Number of MPPT trackers			1		
Number of DC connections			3		
OUTPUT DATA	GALVO 1.5-1	GALVO 2.0-1	GALVO 2.5-1	GALVO 3.0-1 ¹⁾	GALVO 3.1-1
AC nominal output ($P_{ac, N}$)	1,500 W	2,000 W	2,500 W	3,000 W	3,100 W
Max. output power	1,500 VA	2,000 VA	2,500 VA	3,000 VA	3,100 VA
Max. output current ($I_{ac, max}$)	7.2 A	9.7 A	12.1 A	14.5 A	15.0 A
Grid connection (voltage range)			1-NFE 230 V (+17 % / -20 %)		
Frequency (frequency range)			50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)		
Total harmonic distortion			+ 4 %		
Power factor ($\cos \varphi_{ac, N}$)			0.85 - 1 ind. / cap.		
GENERAL DATA	GALVO 1.5-1	GALVO 2.0-1	GALVO 2.5-1	GALVO 3.0-1 ¹⁾	GALVO 3.1-1
Dimensions (height x width x depth)			645 x 431 x 204 mm		
Weight		16.4 kg		16.8 kg	
Degree of protection			IP 65		
Protection class			1		
Oversvoltage category (DC / AC) ²⁾			2 / 3		
Night-time consumption			+ 1 W		
Inverter concept			HF transformer		
Cooling			Regulated air cooling		
Installation			Indoor and outdoor installation		
Ambient temperature range			-25 - +50 °C		
Permitted humidity			0 to 100 %		
Max. altitude		2,000 m / 3,500 m (unrestricted / restricted voltage range)			
DC connection technology			Screw terminal connection 2.5 mm ² - 16 mm ²		
AC connection technology			Screw terminal connection 2.5 mm ² - 16 mm ²		
Certificates and compliance with standards		ÖVE / ÖNORM E 8001-4-712, AS 4777-2, AS 4777-3, AS3100, DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 4105, IEC 62109-1-2, IEC 62116, IEC 61727, CER 06-190, CEI 0-21, EN 50438, G83, G59			

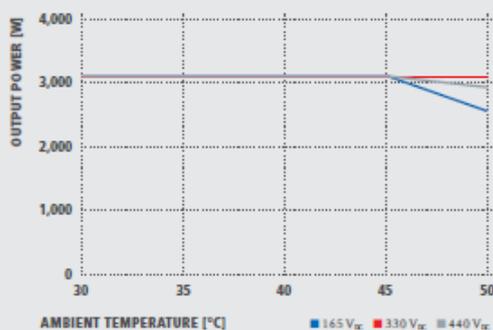
¹⁾ Available for countries where 3 kW restrictions apply. ²⁾ Testing to IEC 62109-1.

Further information regarding the availability of the inverters in your country can be found at www.fronius.com.

FRONIUS GALVO 3.1-1 EFFICIENCY CURVE



FRONIUS GALVO 3.1-1 TEMPERATURE DERATING



TECHNICAL DATA FRONIUS GALVO

EFFICIENCY	GALVO 1.5-1	GALVO 2.0-1	GALVO 2.5-1	GALVO 3.0-1 ¹⁾	GALVO 3.1-1
Max. efficiency	95.9 %	96.0 %		96.1 %	
European efficiency (η _{EU})	94.5 %	94.9 %	95.2 %	95.4 %	95.4 %
η at 5 % P _{ACLF} ²⁾	84.5 / 86.0 / 86.0 %	84.2 / 86.1 / 85.9 %	88.6 / 89.6 / 89.4 %	88.2 / 89.2 / 89.1 %	88.4 / 89.4 / 89.4 %
η at 10 % P _{ACLF} ²⁾	87.5 / 89.7 / 89.6 %	89.6 / 91.4 / 91.3 %	91.2 / 92.3 / 91.4 %	91.8 / 93.1 / 92.1 %	91.9 / 93.3 / 92.3 %
η at 20 % P _{ACLF} ²⁾	91.3 / 93.3 / 93.1 %	92.6 / 94.3 / 93.9 %	94.0 / 94.8 / 94.5 %	94.4 / 95.0 / 94.9 %	94.5 / 95.0 / 95.0 %
η at 25 % P _{ACLF} ²⁾	92.4 / 94.1 / 93.9 %	93.3 / 94.9 / 94.5 %	94.5 / 95.1 / 95.0 %	94.8 / 95.5 / 95.3 %	94.8 / 95.5 / 95.4 %
η at 30 % P _{ACLF} ²⁾	93.0 / 94.6 / 94.3 %	93.6 / 95.2 / 94.9 %	94.8 / 95.5 / 95.3 %	94.8 / 95.7 / 95.6 %	94.9 / 95.8 / 95.6 %
η at 50 % P _{ACLF} ²⁾	93.9 / 95.5 / 95.2 %	94.3 / 95.8 / 95.2 %	95.0 / 95.7 / 95.2 %	95.0 / 96.0 / 95.5 %	95.0 / 96.1 / 95.6 %
η at 75 % P _{ACLF} ²⁾	94.2 / 95.6 / 95.4 %	94.0 / 95.9 / 95.6 %	94.8 / 95.9 / 95.6 %	94.6 / 95.8 / 95.6 %	94.5 / 95.6 / 95.6 %
η at 100 % P _{ACLF} ²⁾	94.0 / 95.9 / 95.6 %	93.5 / 95.6 / 95.5 %	94.4 / 95.7 / 95.5 %	93.9 / 95.4 / 95.3 %	93.7 / 95.2 / 95.3 %
MPP adaptation efficiency				> 99.9 %	

PROTECTION DEVICES	GALVO 1.5-1	GALVO 2.0-1	GALVO 2.5-1	GALVO 3.0-1 ¹⁾	GALVO 3.1-1
DC insulation measurement		Warning/shutdown (depending on country setup) at R _{ISO} < 600 kOhm			
Overload behavior		Operating point shift, power limitation			
DC disconnect		Included			

INTERFACES	GALVO 1.5-1	GALVO 2.0-1	GALVO 2.5-1	GALVO 3.0-1 ¹⁾	GALVO 3.1-1
WLAN / Ethernet LAN		Fronius Solarweb, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)			
6 inputs and 4 digital inputs/outputs		Interface to ripple control receiver			
USB (A socket) ³⁾		Datalogging, inverter update via USB flash drive			
2x RS422 (RJ45 socket) ³⁾		Fronius Solar Net, interface protocol			
Signalling output ⁴⁾		Energy management (floating relay output)			
Datalogger and Webserver		Included			
RS485 ⁵⁾		Modbus RTU SunSpec or meter connection			

¹⁾ Available for countries where 3 kW restrictions apply. ²⁾ At $U_{app min} / U_{dc} / U_{app max}$. ³⁾ Also available in the light version. ⁴⁾ Available from autumn 2014. Further information regarding the availability of the inverters in your country can be found at www.fronius.com.

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

WE HAVE THREE DIVISIONS AND ONE PASSION: SHIFTING THE LIMITS OF POSSIBILITY.

/ Whether welding technology, photovoltaics or battery charging technology – our goal is clearly defined: to be the innovation leader. With around 3,000 employees worldwide, we shift the limits of what's possible – our more than 850 active patents are testimony to this. While others progress step by step, we innovate in leaps and bounds. Just as we've always done. The responsible use of our resources forms the basis of our corporate policy.

Further information about all Fronius products and our global sales partners and representatives can be found at www.fronius.com

v02 Feb 2014 EN

Fronius India Private Limited
GAT no 312, Nanekarwadi
Chakan, Taluka - Khed District
Pune 410501
India
sales.india@fronius.com
www.fronius.in

Fronius Australia Pty Ltd.
90-92 Lambeck Drive
Tullamarine VIC 3043
Australia
pv-sales-australia@fronius.com
www.fronius.com.au

Fronius UK Limited
Maidstone Road, Kingston
Milton Keynes, MK10 0BD
United Kingdom
pv-sales-uk@fronius.com
www.fronius.co.uk

Fronius International GmbH
Froniusplatz 1
4600 Wels
Austria
pv-sales@fronius.com
www.fronius.com

Datasheet do Gerador a Diesel Cummins C500

Model: C500 D6
Frequency: 60
Fuel Type: Diesel

» Generator set data sheet
 625 kVA Standby



Our energy working for you.™

Spec sheet:	SS10-CPGK
Noise data sheet (Open/enclosed):	ND50-OS550 / ND50-CS550
Airflow data sheet:	AF50-550
Derate data sheet (Open/enclosed):	DD50-OS550 / DD50-CS550
Transient data sheet:	TD50-550

Fuel consumption	Standby				Prime			
	Kw (kVA)				Kw (kVA)			
Ratings	500 (625)				450 (562.5)			
Load	1/4	1/2	3/4	Full	1/4	1/2	3/4	Full
US gph	9.4	15.7	22.4	29.9	8.2	14.4	19.9	25.9
L/hr	43	71	102	136	37	65	91	118

Engine	Standby rating	Prime rating
Engine manufacturer	Cummins	
Engine model	QSX15 G9	
Configuration	4 Cycle; In-Line; 6 Cylinder Diesel	
Aspiration	Turbo Charged and Charge Air Cooled	
Gross engine power output, kWm	563	507
BMEP at set rated load, kPa	2508	2268
Bore, mm	137	
Stroke, mm	169	
Rated speed, rpm	1800	
Piston speed, m/s	10.1	
Compression ratio	17:1	
Lube oil capacity, L	91	
Overspeed limit, rpm	2100 ±50	
Regenerative power, kW	37	
Governor type	Electronic	
Starting voltage	24 Volts DC	

Fuel flow	
Maximum fuel flow, L/hr	424
Maximum fuel inlet restriction, mm Hg	203
Maximum fuel inlet temperature (°C)	71

Air	
Combustion air, m ³ /min	42.8
Maximum air cleaner restriction, kPa	6.2

Exhaust	Standby rating	Prime rating
Exhaust gas flow at set rated load, m ³ /min	108.9	90.7
Exhaust gas temperature, °C	488	468
Maximum exhaust back pressure, kPa	10.2	

Standard set-mounted radiator cooling		
Ambient design, °C	50	
Fan load, KW _m	21	
Coolant capacity (with radiator), L	42	
Cooling system air flow, m ³ /min @ 12.7mmH ₂ O	11.8	
Total heat rejection, BTU/min	18300	15130
Maximum cooling air flow static restriction mmH ₂ O	19.1	

Open set derating factors kVA (kW)

Note: Standard open genset options running at 400V, 150m above sea level. For enclosed product derates, please refer to datasheet - DD50-CS550.

	27°C	40°C	45°C	50°C	55°C
Standby	625 (500)	625 (500)	606.3 (485)	587.5 (470)	568.8 (455)
Prime	562.5 (450)	562.5 (450)	551.1 (440.9)	534.1 (427.3)	517 (413.6)

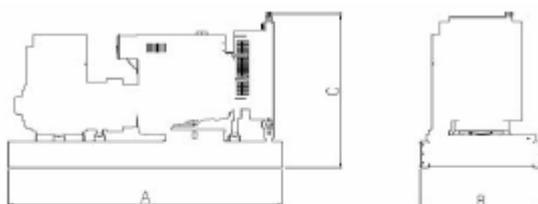
Weights*	Open	Enclosed
Unit dry weight kgs	4125	5681
Unit wet weight kgs	4220	6419

* Weights represent a set with standard features. See outline drawing for weights of other configurations

Dimensions	Length	Width	Height
Standard open set dimensions	3433	1500	2065
Enclosed set standard dimensions	5110	1563	2447

Genset outline

Open set



Enclosed set



Outlines are for illustrative purposes only. Please refer to the genset outline drawing for an exact representation of this model.

Alternator data

Feature code	Connection ¹	Temp rise degrees C	Duty ²	Alternator	Voltage
B683	Wye, 3 Phase	150/125C	S/P	HCSD	440-480

Ratings definitions

Emergency Standby Power (ESP)	Limited-Time running Power	Prime Power (PRP):	Base Load (Continuous) Power
Applicable for supplying power to varying electrical load for the duration of power interruption of a reliable utility source. Emergency Standby Power (ESP) is in accordance with ISO 8528. Fuel Stop power in accordance with ISO 3046, AS 2789, DIN 6271 and BS 5514.	Applicable for supplying power to a constant electrical load for limited hours. Limited Time Running Power (LTP) is in accordance with ISO 8528.	Applicable for supplying power to varying electrical load for unlimited hours. Prime Power (PRP) is in accordance with ISO 8528. Ten percent overload capability is available in accordance with ISO 3046, AS 2789, DIN 6271 and BS 5514.	Applicable for supplying power continuously to a constant electrical load for unlimited hours. Continuous Power (COP) in accordance with ISO 8528, ISO 3046, AS 2789, DIN 6271 and BS 5514.

Formulas for calculating full load currents:

Three phase output

$$\frac{kW \times 1000}{\text{Voltage} \times 1.73 \times 0.8}$$

Single phase output

$$\frac{kW \times \text{Single Phase Factor} \times 1000}{\text{Voltage}}$$

See your distributor for more information.

Cummins Power Generation
 Manston Park, Columbus Avenue
 Manston, Ramsgate
 Kent CT12 5BF, UK
 Telephone: +44 (0) 1843 255000
 Fax: +44 (0) 1843 255902
 E-Mail: cpg.uk@cummins.com
 Web: www.cumminspower.com

Datasheet do AeroGerador Hummer 13.2-30kW



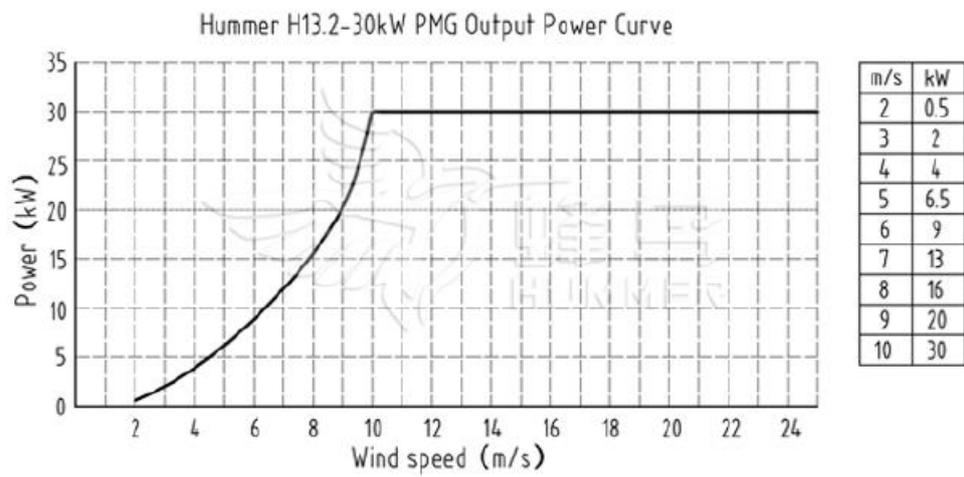
H13.2-30KW Pitch Control Wind Generator

Specifications:

Configuration	3 blades, horizontal axis, upwind
Rotor Diameter	13.2m
Blade Length	6.2m
Swept Area	136.85m ²
Direction of Rotation	Clockwise (facing blades)
Blade Material	Fiberglass reinforced composite, RTM
Rated Power	30kw, 10m/s
Direct Voltage	620V, DC
Direct Current	48.39A, DC
Start-up Wind Speed	3.0m/s
Rated Rotating Rate	110r/min
Working Wind Speed	1.5-25m/s
Survival Wind Speed	50m/s
Alternator	Permanent magnet alternator, SCF technology
Energy Monitoring & User control	Siemens touch screen, Siemens PLC controller, Internet telecom & remote monitoring
Gearbox	None, Direct drive generator design
Generator Efficiency	>0.92
Alternator Weight	922kg
Wind Energy Utilizing Ratio	0.42C _p
Pitch Control System	Siemens servo drive 3 pcs blades
Hydraulic Braking System	Siemens servo drive braking cylinder
Yawing System	Siemens servo drive to yaw
Dogvane/Anemometer	Ultrasonic, with electrical heating function
Over Speed Protection	Pitch control
Shutting Down Method	Blades feathering 90° degree, hydraulic braking rotor blade



H13.2-30KW Pitch Control Wind Generator



Fonte: <http://www.chinahummer.cn/index.php/index/content/166>

Datasheet do Aerogerador Hummer H16.5-50kW

Ficha técnica Hummer H16.5 - 50000W



Características técnicas

Modelo	H16.5-50000W
Potência nominal (W)	50000
Potência máxima (W)	75000
Tensão do banco de baterias (Vdc)	400
Tensão de saída do sistema (Vac)	380
Velocidade de arranque (m/s)	2
Velocidade de vento nominal (m/s)	11
Intervalo de funcionamento (m/s)	2.5-25
Velocidade de sobrevivência (m/s)	50
Eficiência do gerador	>0.92
Coeficiente da energia eólica captada (Cp)	0.42
Tipo de gerador	Alternador de ímãs permanentes
Peso do gerador (kg)	1200
Material das pás/quantidade	GRP/3
Diâmetro das pás (m)	16,5
Altura da torre (m)	18
Controlo de excesso de velocidade	Mecanismo de seguimento + Travão eletromagnético/hidráulico
Método de paragem	Manual + Automático

Datasheet do Aerogerador WEG AGW 100





Aerogeradores AGW 100

A geração eólica é a fonte de **energia renovável** que mais cresce no mundo. A geração distribuída mostra-se uma alternativa viável ao aumento dos custos da energia elétrica, à instabilidade econômica e política, além da degradação ambiental. Cada vez mais, empresas, escolas, hotéis, hospitais e agricultores estão procurando soluções inteligentes para garantir **sustentabilidade** na geração da energia elétrica.



Micro e mini geração incentivada ¹
Resolução ANEEL 482/2012 e 517/2012

Configuração

Modelo	AGW 100
Classe de vento (IEC) ²	III A $V_{med} = 7,5 \text{ m/s}$
Vida útil de projeto	20 anos
Diâmetro do rotor	24,4 m
Altura do centro do cubo (hub)	37 m
Torre	Tubular em aço
Controle de potência	Velocidade variável com controle por estol

Desempenho

Potência	95 kW, trifásico, 380 V ca, 60 Hz
Fator de potência	De -0,90 a +0,90
Velocidade de vento nominal	12 m/s
Velocidade de vento de início	3 m/s
Velocidade de vento de corte	25 m/s
Temperatura de operação	De -10 °C a 40 °C

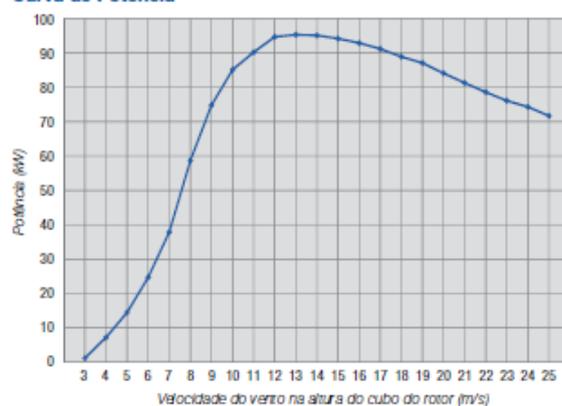
Nota: 1) Para mais informações acesse www.weg.net/eolica
2) Conforme norma IEC 61400-1, 3ª ed.

Atividades como **dirigir, cortar grama** e utilizar eletrodomésticos são mais ruidosos que o AGW 100.

Características

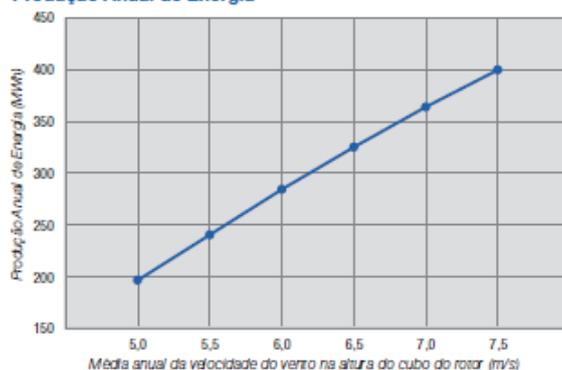
Peso do conjunto rotor - nacela	7.010 kg
Peso da torre	12.000 kg
Tipo do gerador	Síncrono de ímãs permanentes
Acoplamento mecânico	Accionamento direto (gearless)
Acesso à nacela	Escada interna à torre
Conexão à rede	Conversor de potência plena
Sistema de proteção	Cubículo de baixa tensão com relé de proteção
Sistema de posicionamento (yaw)	Ativo, acionado por motorreductores elétricos
Sistema de monitoramento (supervisão)	Remoto, com acesso via Internet
Nível de ruído	55 dBA, à 40 metros de distância da nacela

Curva de Potência ³



Velocidade do vento (m/s)	Potência (kW)	Velocidade do vento (m/s)	Potência (kW)
1	0	13	95,3
2	0	14	95,1
3	1,2	15	94,2
4	7,2	16	92,9
5	14,5	17	91,2
6	24,7	18	88,9
7	37,9	19	87,1
8	55,7	20	84,1
9	74,8	21	81,3
10	95,1	22	78,6
11	90,2	23	76,1
12	94,7	24	74,3
		25	71,7

Produção Anual de Energia ⁴



Média anual da velocidade do vento na altura do cubo do rotor (m/s)	Produção anual de energia (MWh/ano)
5,0	196
5,5	240
6,0	284
6,5	325
7,0	364
7,5	400

Notas: 3) Densidade do ar padrão (1,225 kg/m³).

4) Estimativa da produção anual de energia considerando a distribuição de velocidade de vento de Rayleigh, densidade do ar padrão, disponibilidade total (100%) dos aerogeradores e susênda (0%) de perdas.



Grupo WEG - Unidade Energia
 Jaraguá do Sul - SC - Brasil
 Telefone: (47) 3276-4000
energia@weg.net
www.weg.net
www.youtube.com/wegvideos
[@weg_wr](https://www.instagram.com/weg_wr)

