

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

GERENCIAMENTO ÓTIMO DE UM SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA
UTILIZANDO RECOZIMENTO SIMULADO

JORGE HENRIQUE COSTA ANGELIM

DM 01/2018

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
2018

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

JORGE HENRIQUE COSTA ANGELIM

GERENCIAMENTO ÓTIMO DE UM SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA
UTILIZANDO RECOZIMENTO SIMULADO

DM 01/2018

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
2018

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

JORGE HENRIQUE COSTA ANGELIM

GERENCIAMENTO ÓTIMO DE UM SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA
UTILIZANDO RECOZIMENTO SIMULADO

Dissertação submetida à banca
examinadora do Programa de Pós-
Graduação em Engenharia
Elétrica da UFPA para a obtenção
do Grau de Mestre em Engenharia
Elétrica na área de Sistemas de
Energia Elétrica

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
2018

AGRADECIMENTOS

Agradeço de todo meu coração aos meus pais, Regina Lúcia Costa e Raimundo Jorge Angelim por me apoiarem em todas as minhas decisões e pelo suporte dado através do amor e carinho dedicados a mim durante mais essa etapa. O amor de vocês foi e sempre será meu maior ponto de apoio.

Agradeço à minha namorada, Keicyanne César, por toda a paciência (ênfase na paciência) e apoio dado à minha carreira. Seu apoio é fundamental para que eu consiga seguir em busca dos meus objetivos.

Agradeço também à minha orientadora Carolina Affonso, por ter me dado a oportunidade de ingressar na área acadêmica, me orientando desde a graduação e, de forma paciente e atenciosa, guiando-me na elaboração deste trabalho.

Aos meus amigos do Laboratório de Smart Grid (LasGRid), Zaire Souza, Diego Vilar, Marcel Viegas, Gabriel Viana, muito obrigado pelas discussões que agregaram significativamente para conclusão deste trabalho.

Agradeço em especial meus amigos Rubens Júnior, Lizandra Sá, Juan Vidal, William Assis, pelos momentos compartilhados durante todo mestrado.

SUMÁRIO

1	Introdução.....	11
1.1	Objetivos.....	13
1.2	Revisão bibliográfica.....	13
1.3	Estrutura do trabalho.....	16
2	Geração Solar Fotovoltaica.....	17
2.1	Introdução.....	17
2.2	Características construtivas e de desempenho da geração solar fotovoltaica.....	18
2.3	Exemplos de sistemas de geração fotovoltaica no Brasil.....	21
2.4	Considerações finais.....	24
3	Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica.....	25
3.1	Introdução.....	25
3.2	Aplicações e tecnologias de armazenamento de energia.....	25
3.2.1	Tecnologias de armazenamento de energia.....	26
3.3	Sistemas de armazenamento de energia a baterias.....	34
3.4	Considerações finais.....	37
4	Recozimento Simulado e Metodologia.....	39
4.1	Introdução.....	39
4.2	Metaheurísticas de otimização.....	40
4.3	Recozimento Simulado.....	40
4.4	Metodologia proposta.....	43
4.5	Considerações finais.....	45
5	Resultados e Discussões.....	46
5.1	Introdução.....	46
5.2	Projeto da usina solar fotovoltaica.....	46
5.3	Projeto do sistema de armazenamento de energia.....	50
5.4	Sistema teste.....	51
5.5	Tarifação.....	53
5.6	Resultados.....	54
5.6.1	Cenário 1 - Apenas a rede externa atende à demanda do campus.....	54
5.6.2	Cenário 2 - Apenas geração fotovoltaica integrada à rede.....	55
5.6.3	Cenário 3 - Geração fotovoltaica com sistema de armazenamento de energia.....	56
5.7	Análise técnica e econômica.....	57
5.8	Avaliação do algoritmo implementado.....	59
5.9	Considerações Finais.....	61
6	Conclusões.....	62

Referências Bibliográficas.....	64
Anexo A – Módulo Fotovoltaico Globo Brasil Indústria de Painéis Solares Ltda Modelo GBR320p.....	73
Anexo B - Inversor Fotovoltaico WEG Modelo SIW 700 T1650 – 33.....	74

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Constituição elementar de um arranjo fotovoltaico.....	18
Figura 2 - Arranjo de uma geração solar fotovoltaica conectada à rede elétrica.....	19
Figura 3 - Irradiância média mensal em Belém do Pará.	20
Figura 4 - Temperatura média mensal em Belém do Pará.	21
Figura 5 - Parque solar Nova Olinda.	21
Figura 6 - Parque solar Ituverava.	22
Figura 7 - Usina solar Cidade Azul.	22
Figura 8 - Usina solar fotovoltaica Mineirão.....	23
Figura 9 - Módulos fotovoltaicos instalados no estacionamento do Hangar, em Belém do Pará.	23
Figura 10 - Aplicações do sistema de armazenamento de energia.	26
Figura 11 - Tecnologias de armazenamento de energia.	27
Figura 12 - Supercapacitor.	27
Figura 13 - Sistema magnético de armazenamento de energia.	28
Figura 14 - Sistema de bombeamento reverso de água.	29
Figura 15 - Sistema de armazenamento de ar comprimido.	29
Figura 16 - Volante de inércia.	30
Figura 17 - Bateria Eletroquímica.	31
Figura 18 - Bateria de fluxo (Redox de Vanádio).	32
Figura 19 - Sistema de armazenamento a hidrogênio.....	32
Figura 20 - Sistema de armazenamento de energia térmica.	33
Figura 21 - Distribuição de cada tecnologia de armazenamento no cenário mundial.	34
Figura 22 - Esquema de um sistema de armazenamento de energia a baterias.	35
Figura 23 - Pseudocódigo do Recozimento Simulado.	42
Figura 24 - Configuração esquemática dos elementos geradores considerados.....	43
Figura 25 - Módulo Fotovoltaico GBR320p.	47
Figura 26 - Inversor WEG SIW700 T1650-33.....	48
Figura 27 - Curva de eficiência do inversor WEG SIW700 T1650-33.....	48
Figura 28 - Potência média diária produzida pela usina fotovoltaica.....	49
Figura 29 - Bateria Fotovoltaica Moura Clean 12MF220FV.....	50
Figura 30 - Configuração do banco de baterias projetado.....	51
Figura 31 - Diagrama unifilar do sistema elétrico de distribuição da UFPa.	52
Figura 32 - Curva de demanda média diária da UFPa.....	52
Figura 33 - Participação da rede externa no atendimento à demanda do campus - Cenário 1.	54
Figura 34 - Participação dos recursos energéticos no atendimento à demanda - Cenário 2.....	55
Figura 35 - Potência absorvida da rede externa nos cenários 1 e 2.	55
Figura 36 - Curva diária de carga/descarga do sistema de armazenamento.	56
Figura 37 - Estado da carga (SOC) diário associado à solução ótima.....	56
Figura 38 – Comparação da potência absorvida da rede externa para os cenários 1 e 3.....	57
Figura 39 - Participação dos recursos energéticos no atendimento à demanda – Cenário 3.	58
Figura 40 - Solução Inicial 1.	60
Figura 41 - Custo máximo, médio e mínimo obtido a cada ciclo de resfriamento (iteração). .	60
Figura A.1 - Curvas Corrente - Tensão e Potência – Tensão.	73

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Parâmetros do módulo Globo Brasil GBR320p.	47
Tabela 2 - Tarifas praticadas pela CELPA (08/2016).	54
Tabela 3 - Comparação dos custos para os diferentes cenários propostos.	58
Tabela 4 - Avaliação estatística do algoritmo.	61

RESUMO

Este trabalho propõe uma metodologia de gerenciamento de energia de uma rede em um campus universitário, que possui uma usina solar fotovoltaica e um sistema de armazenamento de energia, operando conectado à rede principal. O método tem como objetivo minimizar a compra de energia da rede externa aplicando a ferramenta de otimização Recozimento Simulado para determinar o perfil diário de carga e descarga do banco de baterias, considerando restrições técnicas e operacionais. Nas simulações foram consideradas a dinâmica da demanda e da disponibilidade de recurso solar, bem como da tarifa de energia ao longo do dia, aproveitando a energia armazenada em momentos de tarifa mais barata e maior disponibilidade de geração solar em momentos de pico, reduzindo assim o custo diário de operação. Os resultados evidenciaram a aplicabilidade da ferramenta de otimização, determinando pontos de operação do sistema de armazenamento que maximizaram o aproveitamento dos recursos disponíveis.

PALAVRAS-CHAVES: Gerenciamento de energia; Sistemas de Armazenamento de Energia, Otimização de redes elétricas, Redes Elétricas Inteligentes, Recozimento Simulado

ABSTRACT

This work proposes a method of energy management of a university campus, with a photovoltaic solar generation source and a energy storage system, which are connected to the main grid. The developed method aims to minimize the purchase of energy from the external grid using the Simulated Annealing optimization method. It is considered in the simulations variable energy tariffs according to the period of the day applied by the local utility. The obtained results were satisfactory, since the applied management scheme managed to reduce energy consumption significantly throughout the day, taking advantage of the energy stored at cheaper tariff schedules and greater availability of solar generation at peak times, making a minimum daily cost while it reaches the constraints associated with the problem. The obtained results showed the applicability of the optimization method, through the determination of operating points of the battery bank that maximized the use of available resources

KEYWORDS: Energy management; Energy Storage Systems; Optimization in electric grids; Simulated Annealing.

1 INTRODUÇÃO

Os desafios atuais do setor elétrico estão relacionados a necessidade de tornar o fornecimento de energia mais seguro, econômico e sustentável. Para isto, novas tecnologias e conceitos têm sido desenvolvidos e aplicados, alterando profundamente o setor elétrico como um todo. Entre essas mudanças, destaca-se a crescente participação de fontes alternativas de energia, como a solar fotovoltaica e eólica, que possuem características operacionais diferentes dos modelos de geração utilizados tradicionalmente, exigindo da rede flexibilidade para integrar essas novas tecnologias.

A participação de fontes alternativas na matriz energética mundial cresce anualmente. Dados da *International Renewable Energy Agency* (IRENA) mostram que a contribuição das fontes renováveis de energia cresceu 9,3% no ano de 2015, adicionando 154GW na capacidade mundial, destacando-se a geração solar fotovoltaica e eólica, que somaram 47GW e 66GW respectivamente (IRENA, 2017). Esse crescimento é incentivado pela necessidade de tornar a geração de energia elétrica mais sustentável do ponto de vista ambiental e econômico, com metas estabelecidas pelos acordos climáticos assinados como o Protocolo de Kyoto e, mais recentemente, no Acordo de Paris, assinado em 2015.

No Brasil, os incentivos visando o aumento da participação de fontes renováveis de energia na matriz energética brasileira começaram no ano de 2004 com o Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), que buscava aumentar a utilização de recursos naturais na produção de energia, como eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCHs). Posteriormente, no ano de 2012, a resolução normativa 482 estabeleceu o acesso de unidades de micro e minigeração às redes de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia. Essa norma viabilizou a instalação de pequenas unidades de geração de energia por parte dos consumidores, abrindo as portas para a proliferação da geração distribuída, em especial a solar fotovoltaica conectada na baixa tensão, que representa atualmente 0.25% da matriz energética nacional (ANEEL, 2017).

Com a regulamentação da geração distribuída, o uso de fontes alternativas de energia baseadas em recursos naturais, difundiu-se pela rede elétrica em pontos onde tradicionalmente não havia geração, apenas consumo. Assim, no atual cenário faz-se necessário gerenciar os recursos energéticos distribuídos ao longo da rede, cujo desempenho possui incertezas e características estocásticas atrelados às condições climáticas. Isto torna a integração das fontes renováveis de energia um grande desafio do ponto de vista operacional, devido à dificuldade do controle da energia produzida pela unidade de geração, tendendo a inserir um desequilíbrio

entre carga e geração em vários momentos do dia, impactando na qualidade e confiabilidade da energia fornecida (JENKINS et al., 2000).

Dependendo do tipo e do nível de penetração de geração distribuída, característica da carga, restrições de qualidade de energia e estrutura de mercado, o gerenciamento e controle aplicados podem ser diferentes do modelo tradicional (KATIRAEI et al., 2008). As fontes renováveis participam ativamente das redes elétricas, que devem ser capazes de absorver oscilações ocasionadas por variações da fonte primária. Em consequência, o mercado de energia torna-se mais dinâmico, com os preços das tarifas de energia refletindo a disponibilidade de recursos e também as características de carregamento do sistema, tornando-se mais voláteis. Além disso, esquemas de gerenciamento da demanda tendem a deslocar e reduzir picos de demanda ao longo do dia. Dessa forma, o gerenciamento dos recursos da rede deve considerar a dinâmica operacional do sistema (RODRIGUES et al., 2014).

Nesse cenário, os sistemas de armazenamento de energia desempenham um papel fundamental no gerenciamento das modernas redes elétricas, permitindo controle e, de certo modo, um grau de *despachabilidade* às fontes baseadas em recursos renováveis, como a solar fotovoltaica. Com isso, é possível atuar indiretamente na energia produzida por usinas fotovoltaicas ou eólicas, permitindo minimizar os impactos técnicos da variabilidade desses recursos, além de realizar serviços ancilares e viabilizar a implementação de esquemas de controle de demanda (EMMANUEL; RAYUDU, 2017).

Os sistemas de armazenamento de energia podem ser carregados em períodos de tarifa mais barata ou quando há excesso de disponibilidade de recurso renovável, para utilizar essa energia em períodos de maior demanda, reduzindo custos. Dessa forma, os sistemas de armazenamento podem deslocar a demanda ao longo do tempo, ajustando a curva de carga de tal maneira a minimizar custos e atender necessidades técnicas, flexibilizando a operação da rede (HILL et al., 2012; LEVINE, 2011; TELARETTI; DUSONCHET, 2016a).

Em uma rede com elevado nível de penetração de fontes renováveis e tarifa variável ao longo do dia, o ajuste do perfil de operação do sistema de armazenamento deverá atender todos os requisitos técnicos e econômicos, o que normalmente são conflitantes. Assim, é necessário encontrar um perfil de carga e descarga do banco de baterias que minimize custos operacionais e que ao mesmo tempo atenda todos os requisitos da rede, configurando um problema de otimização (FATHIMA; PALANISAMY, 2015). Pode-se utilizar diversas técnicas de otimização, desde as ferramentas tradicionais de programação matemática até os métodos heurísticos baseados em inteligência computacional, conhecidos como metaheurísticas (BAÑOS et al., 2011; TAKEUCHI et al., 2012).

Para implementar um sistema de gerenciamento de energia, são necessárias informações atualizadas de previsão de demanda e geração, o que implica na necessidade de uma rede de comunicação para que o sistema de gerenciamento de energia determine a melhor forma de operação dos recursos de maneira ótima. O conceito de rede elétrica inteligente (*Smart Grid*) já é uma tendência mundial para a operação dos sistemas de energia elétrica, os quais equipados com infraestrutura de comunicação e informação, medição em tempo real e considerável nível de automação para aumentar a eficiência e confiabilidade da rede (EKANAYAKE et al., 2012). Com esse novo conceito, a rede será capaz de integrar novas fontes de energia e implementar ações de gerenciamento, otimizando a utilização dos recursos disponíveis de forma integrada e atuando de forma mais eficaz na resolução de problemas, utilizando as informações coletadas dos diversos pontos do sistema (MOMOH, 2012). Dessa forma, as redes elétricas inteligentes possibilitam o gerenciamento de todos os recursos disponíveis, fornecendo o caminho para que as informações coletadas sejam convertidas nas ações necessárias para manter a confiabilidade e segurança do fornecimento de energia.

1.1 Objetivos

Desenvolver um sistema de gerenciamento de energia aplicado a um campus universitário, coordenando de forma ótima o uso de um sistema de armazenamento de energia a baterias e geração fotovoltaica, com objetivo de minimizar os custos associados ao consumo de energia elétrica do campus, atendendo também as restrições associadas ao problema. Além da análise técnica, uma análise econômica também é realizada para avaliar a viabilidade da proposta.

1.2 Revisão bibliográfica

Diversos trabalhos tratam de soluções relacionadas a aplicabilidade de sistemas de armazenamento de energia em sistemas de potência. Em Yekini (2014) são apresentadas aplicações de tecnologias de armazenamento para mitigar problemas técnicos na rede associados à intermitência das fontes renováveis de energia, além de fatores relevantes para a escolha da tecnologia de armazenamento de energia. Em Telaretti (2016a; 2016b), o autor apresenta um estudo de viabilidade técnica e econômica para a utilização de diferentes tecnologias de baterias para redução de picos de demanda em uma rede de distribuição. Estudo semelhante é conduzido por Zakeri (2016), que apresenta o potencial econômico da utilização de um sistema de armazenamento de energia em serviços ancilares e redução de pico no mercado energético Nórdico, concluindo que a inclusão de serviços como regulação de

frequência e tensão podem resultar em maior atratividade econômica dos sistemas de armazenamento. Em Rodriguez (1989) e IRENA (2015a), são apresentados exemplos do uso de sistemas de armazenamento de energia para aplicações de regulação de frequência e tensão, *back up* e gerenciamento de energia.

O gerenciamento inteligente de energia de sistemas com fontes híbridas é abordado amplamente na literatura. Em Chen et al. (2011) é proposto um gerenciamento que leva em consideração as características estocásticas da geração fotovoltaica presente na rede em estudo. Para otimizar a operação do sistema de armazenamento, além das características climáticas que influenciam na geração renovável, a tarifa de energia e as restrições operacionais presentes são consideradas no processo de gerenciamento, aplicando a metaheurística evolutiva Algoritmos Genéticos.

Em Takeuchi et al. (2012) métodos metaheurísticos de otimização são aplicados para gerenciar os recursos energéticos presentes em um sistema híbrido conectado à rede principal, considerados aspectos econômicos e ambientais. A ferramenta de gerenciamento é implementada em um edifício, e os resultados indicam que a abordagem baseada em inteligência computacional fornece resultados satisfatórios nesse tipo de aplicação.

Em Mohamed et al. (2012), uma formulação multi-objetivo que considera o caráter econômico e ambiental é proposta, aplicada em um sistema híbrido contendo fontes renováveis, como eólica e fotovoltaica, fontes térmicas baseadas em combustíveis fósseis e também sistemas de armazenamento de energia. Utilizando o método de otimização multi-objetivo de busca direta adaptativa, a função custo é minimizada de tal maneira a fornecer o melhor ponto de operação das unidades geradoras presentes no sistema.

Em Souza et al. (2012), o método recozimento simulado é aplicado para gerenciar a operação de uma rede elétrica virtual (*Virtual Power Plant*) na presença de geração distribuída e veículos elétricos, utilizando esquemas de resposta à demanda. Em ambos os trabalhos, a ferramenta de otimização demonstrou-se capaz de fornecer uma solução satisfatória para a aplicação.

Em Teng et al. (2013), uma curva diária de carga e descarga de um banco de baterias é determinado aplicando-se a metaheurística Algoritmos Genéticos, em uma rede que possui uma usina solar fotovoltaica associada a um sistema de armazenamento. O modelo de otimização implementada visa determinar um perfil de operação do banco de baterias que minimize as perdas na transmissão de energia, levando em conta a intermitência da geração fotovoltaica e também o estado da carga das baterias. Os resultados mostram que a aplicação da ferramenta

de inteligência computacional, associada a uma modelagem adequada para o cenário proposto, pode maximizar o aproveitamento dos recursos disponíveis.

Em Zhou (2014), um sistema de geração híbrido, composto de geração solar fotovoltaica e eólica, além de sistemas de armazenamento de energia a baterias e supercapacitores, é modelado para aplicação de um esquema de gerenciamento ótimo baseado em uma ferramenta híbrida baseada nas metaheurísticas Recozimento Simulado e Enxame de Partículas (*Particle Swarm Optimization* - PSO), com objetivo de garantir a obtenção de um ótimo global. A modelagem proposta tem como objetivo minimizar os custos de investimento e de operação durante toda a vida útil dos equipamentos utilizados, determinando a capacidade dos sistemas de armazenamento de energia utilizados.

Em Ghaem et al. (2015), o método de otimização Enxame de Partículas é utilizado para determinar os pontos de operação das unidades geradoras de uma rede híbridas, que dispõe de sistema de armazenamento de energia, armazenamento térmico e um gerador a gás liquefeito de petróleo (GLP), de tal forma a minimizar o impacto econômico e ambiental da operação dos recursos. A mesma ferramenta de otimização é aplicada em Karthikeyan et al. (2016), para minimizar o custo de operação de uma rede que dispõe de um sistema de armazenamento termoquímico, além de fontes renováveis como solar fotovoltaica, eólica e microturbinas.

Em Tenfen et al. (2015) o problema de gerenciamento de energia é modelado e o método programação linear inteira mista é aplicado na determinação do melhor perfil de geração de uma rede híbrida, de tal forma a minimizar custos operacionais considerando restrições técnicas. O modelo proposto considera as características da carga e da geração, sendo considerado adequado para aplicações em sistemas de energia.

Em Ho et al. (2016) a técnica de programação linear inteira mista (PLIM) é utilizada para otimizar a operação de um dispositivo de armazenamento, considerando a variabilidade das fontes renováveis.

Em Cerqueira et al. (2016) é apresentada uma modelagem econômica/ambiental de uma microrrede que opera conectada à rede principal, constituída de fontes tradicionais e renováveis, bem como um sistema de armazenamento de energia elétrica. O problema é abordado através do método de Busca Padrão, tendo como objetivo minimizar o custo total de operação, além de atender objetivos relacionados à questão ambiental.

Em Nwulu (2017) é proposto uma estratégia de despacho econômico em uma rede composta por fontes despacháveis, como gerador diesel, e também recursos energéticos renováveis, como solar e eólica. A estratégia implementada também incorpora um programa de resposta à demanda, com objetivo de minimizar o custo com os geradores convencionais

disponíveis, sendo resolvida através da ferramenta CONOPT, que é uma solver comercial baseado em programação não linear (NLP).

Em Reddy et al. (2017), a operação de um conjunto de recursos energéticos, renováveis e convencionais, é determinada através da ferramenta de otimização Algoritmos Genéticos, com objetivo de minimizar custos associados ao consumo de energia, reduzindo também as perdas técnicas ao longo das linhas de transmissão, considerando a variabilidade dos recursos naturais.

Em Hassan et al. (2017), um sistema fotovoltaico operando em conjunto com um sistema de armazenamento de energia a baterias é gerenciado de forma otimizada aplicando o método de programação linear inteira mista, com objetivo de maximizar o aproveitamento da geração fotovoltaica em um contexto de tarifa dinâmica ao longo do dia, flexibilizando o aproveitamento do recurso solar gerenciando a compra de energia da rede externa.

1.3 Estrutura do trabalho

Este trabalho está organizado da seguinte forma:

O capítulo 2 descreve a geração solar fotovoltaica, apresentando as características operacionais e também a modelagem utilizada para determinar o comportamento de uma usina solar, cujo projeto está descrito ao final do capítulo.

O capítulo 3 apresenta os conceitos básicos dos sistemas de armazenamento, as tecnologias empregadas, com destaque para as baterias eletroquímicas, e as aplicações deste dispositivo em sistemas elétricos de potência.

O capítulo 4 descreve a ferramenta de otimização Recozimento Simulado, utilizada neste trabalho para gerenciar a operação do sistema de armazenamento, apresentando suas características o passo a passo do método.

No capítulo 5, os resultados obtidos do gerenciamento ótimo proposto são apresentados. Além disso, uma avaliação do algoritmo implementado também é realizada, a fim de verificar a convergência do método de otimização aplicado.

Por fim, no capítulo 6, as conclusões são apresentadas, além de sugestões de trabalhos futuros.

2 GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA

2.1 Introdução

Aproveitar a abundante energia fornecida pelo sol é uma das alternativas que mais se destacam no âmbito das fontes renováveis. Para isto, a forma mais comum de converter a energia solar é a transformando diretamente para eletricidade utilizando o efeito fotovoltaico, através de painéis constituídos de um arranjo serie-paralelo de pequenas células solares que convertem, cada uma, os fótons em corrente elétrica. O arranjo, denominado módulo ou painel fotovoltaico, agrupa o desempenho de todas as células e adequa os níveis de corrente e tensão para ser injetada na rede.

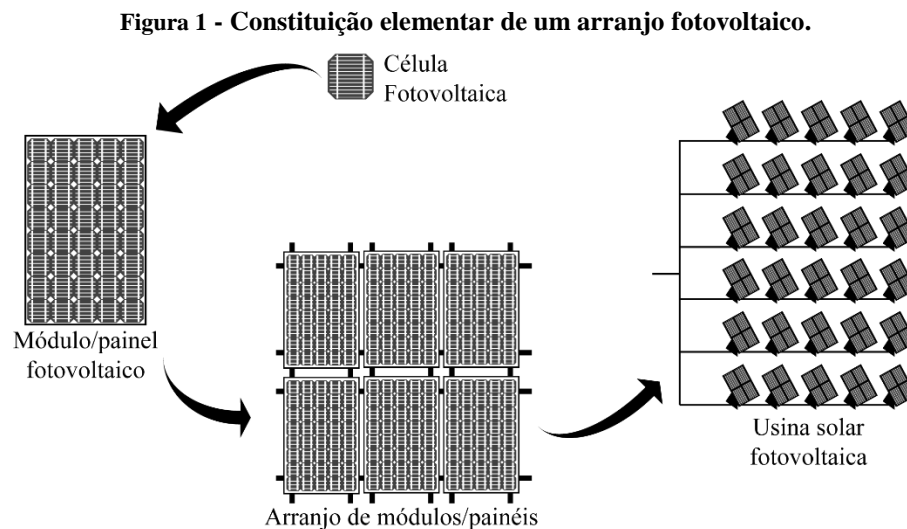
A característica modular da geração fotovoltaica, associada aos incentivos dados a implementação de fontes renováveis de energia, e também a gradual redução dos custos associados a essa modalidade de geração, tem provocado um aumento na participação de geração solar na matriz energética mundial. Em 2015, a geração solar fotovoltaica apresentou um crescimento de 25% de capacidade instalada, o que significa um acréscimo de 50GW, elevando o patamar da capacidade global instalada para 227GW (REN21, 2016). No Brasil, sua localização privilegiada resulta em considerável disponibilidade do recurso solar para produção de energia elétrica. Os mapas de irradiância indicam a possibilidade de aproveitamento da geração solar fotovoltaica em todo o território, apresentando pouca variação sazonal ao longo do ano (PEREIRA et al., 2006). Nesse cenário, esta modalidade de geração deverá, em breve, ter participação de destaque na matriz energética nacional. Segundo o balanço energético nacional, a geração distribuída atingiu o patamar de 72,4MW de potência instalada, destacando-se a fonte solar fotovoltaica, com 57MW de capacidade instalada (EPE, 2017).

A dinâmica da geração solar fotovoltaica apresenta um comportamento diurno e estocástico, devido a dependência das condições climáticas. Essa característica resulta em variações de curto e médio prazo da potência produzida pelos módulos, impactando diretamente na forma de operação do sistema elétrico. Dessa forma, para integrar a geração fotovoltaica nas modernas redes elétricas, faz-se necessário entender o seu comportamento, a fim de maximizar o seu aproveitamento ao mesmo tempo que mantém o equilíbrio entre demanda e geração.

Neste capítulo serão apresentados a característica construtiva de uma usina de geração fotovoltaica, sua modelagem e o projeto da usina utilizada neste trabalho.

2.2 Características construtivas e de desempenho da geração solar fotovoltaica

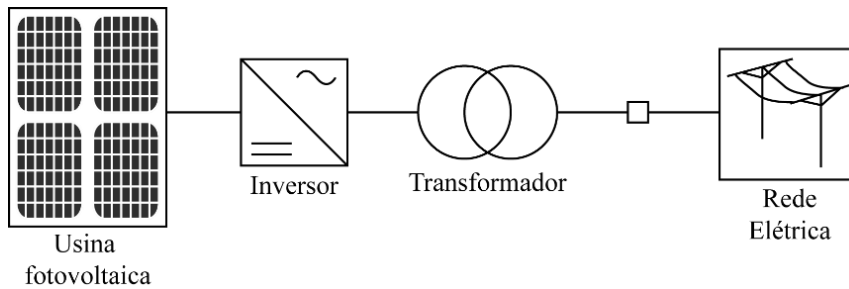
No modelo de geração solar fotovoltaica, a conversão de energia é realizada pelas células fotovoltaicas. Estas são constituídas por camadas de semicondutores que, quando estimuladas pela irradiância solar, produzem uma tensão elétrica em seus terminais. Normalmente, essa tensão é da ordem 0,5V e uma potência média de 3W, o que torna necessário associar as células em uma configuração série-paralelo para obter um desempenho adequado em aplicações práticas, caracterizando o módulo fotovoltaico (MESSENGER; VENTRE, 2005; PINHO; GALDINO, 2014). Na Figura 1 é apresentada a configuração de um arranjo solar fotovoltaico, destacando a associação de células que constitui um módulo e, por fim, um arranjo de módulos fotovoltaicos formando a usina solar fotovoltaica.



Fonte: O Autor (2018).

A tensão elétrica produzida pelos módulos é contínua (CC), sendo necessária a adaptação da energia produzida para os padrões da rede através de um inversor. Este equipamento é fundamental para a operação de um sistema fotovoltaico conectado à rede, pois além de converter a tensão contínua produzida pelos módulos em alternada na frequência do sistema, também é responsável pela regulação da qualidade da energia injetada na rede, extração do máximo desempenho do sistema e também incorpora mecanismos de controle e proteção. Para aplicações de gerenciamento, o inversor permite o fluxo bidirecional de corrente, podendo injetar ou absorver energia (ALMADA et al., 2016; PINHO et al., 2008). Na Figura 2 é apresentado um esquema da conexão de uma usina de geração solar fotovoltaica à rede elétrica, destacando os seus principais elementos constituintes.

Figura 2 - Arranjo de uma geração solar fotovoltaica conectada à rede elétrica.



Fonte: Adaptado de Pinho (2014).

Diversos fatores influenciam no desempenho de um arranjo fotovoltaico, como a temperatura da célula, a irradiância (W/m^2) incidente no módulo e também fatores relacionados à fabricação dos equipamentos (inversor e célula fotovoltaica), o que torna a geração solar dependente das condições climáticas e dificultando o controle e previsão da energia produzida. Para estimar a performance de uma usina fotovoltaica, é necessário relacionar todas essas variáveis para obter uma previsão aceitável do comportamento desta geração. Na literatura, expressões que correlacionam a eficiência do módulo fotovoltaico com a temperatura ambiente, irradiância e o material com o qual a célula é feita são propostas, diferindo por valores numéricos e a forma de obtenção desses parâmetros (SKOPLAKI; PALYVOS, 2009). Normalmente essas expressões assumem uma forma linear, sendo função de dados obtidos por medições meteorológicas em tempo real, previstas por algum método computacional ou dados de séries históricas. Neste trabalho, a potência fornecida por um arranjo fotovoltaico é calculada pela equação (2.1) (FUENTES et al., 2007; MENICUCCI; FERNANDEZ, 1989).

$$P_{mp}(t) = P_{mp,ref} \frac{G_i(t)}{G_{i,ref}} [1 + \gamma(T_c(t) - T_{ref})] \quad (2.1)$$

Onde

$P_{mp}(t)$ é a potência fornecida pelo arranjo fotovoltaico no instante t (em W);

$P_{mp,ref}$ é a potência nominal de cada módulo; (em W);

$G_i(t)$ é a irradiância no instante t (em W/m^2);

$G_{i,ref}$ é a irradiância nas condições padrões de teste (*Standard Test Condition - STC*), sendo igual a $1000\text{W}/\text{m}^2$;

γ é o coeficiente de temperatura ($\%/^{\circ}\text{C}$);

T_c é a temperatura da célula ($^{\circ}\text{C}$);

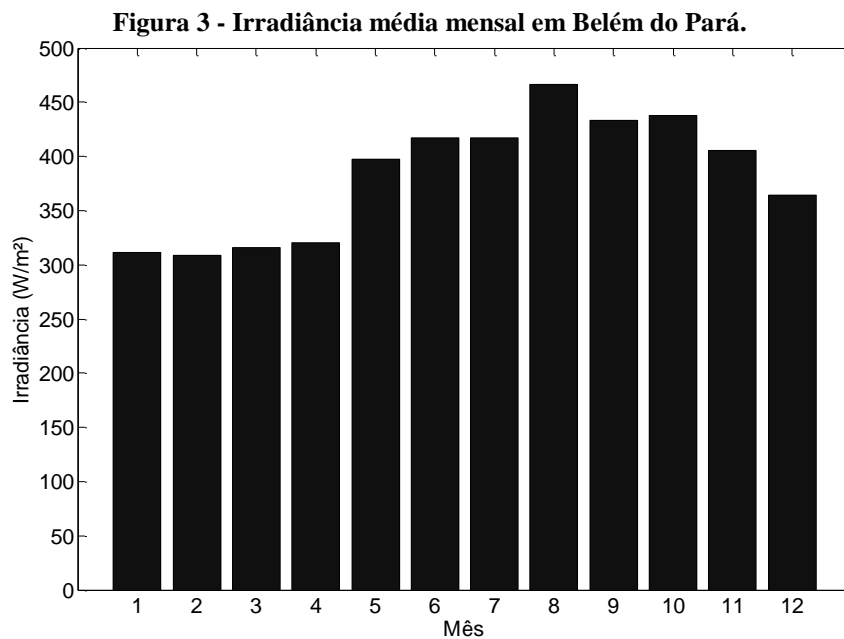
T_{ref} é a temperatura nas condições padrões de teste (25°C);

O arranjo das células constitui o módulo fotovoltaico, fazendo com que o conjunto seja caracterizado por uma temperatura de operação, chamada de *Nominal Operating Cell*

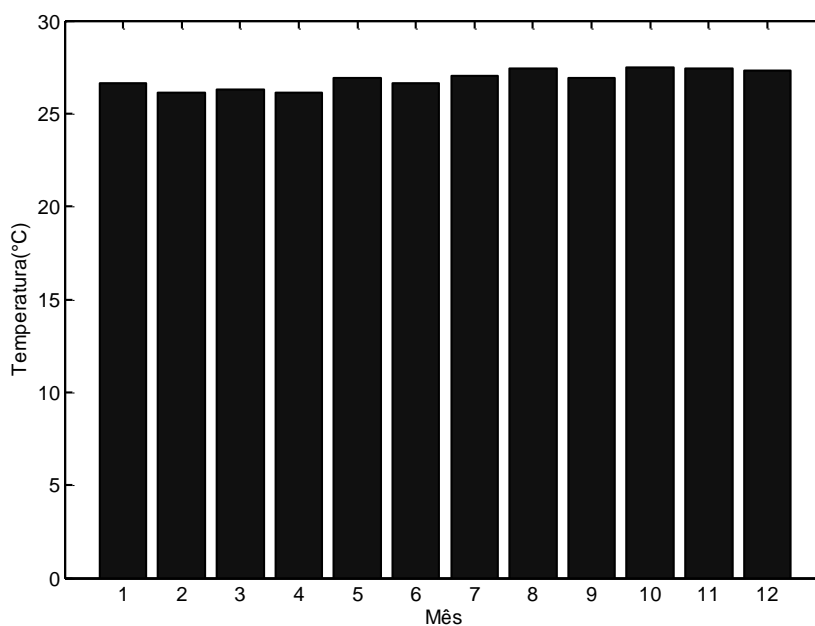
Temperature (NOCT). Esta é a temperatura que a célula irá atingir quando operando nas condições de teste, do inglês *standard temperature condition* (STC). A temperatura da célula pode ser estimada considerando a temperatura ambiente e a irradiância através da equação (2.2) (MESSENGER; VENTRE, 2005; SKOPLAKI; PALYVOS, 2009).

$$T_C(t) = T_A(t) + \left(\frac{\text{NOCT} - 20}{0,8} \right) G_i(t) \quad (2.2)$$

Os dados meteorológicos necessários para avaliar a performance de uma usina solar fotovoltaica são a irradiância e a temperatura. Estimar a energia produzida por esta e outras fontes renováveis depende de estudos que colem dados ao longo de vários anos, buscando então prever a quantidade de fonte primária em uma determinada localidade e verificar o potencial deste tipo de geração. Neste trabalho utilizou-se o programa *Meteonorm®*, que é um programa da *Meteotest Genossenschaft* que fornece um banco de dados meteorológicos para diversas aplicações de pesquisa e projetos de engenharia (METEOTEST, 2016). Os dados de irradiância e temperatura foram extraídos de medições realizadas entre os anos de 1991 a 2010 para construir base de dados capaz de fornecer uma aproximação confiável dessas variáveis. Com esses dados, pode-se construir curvas de irradiância e temperatura para todos os dias do ano, e então estimar o desempenho da usina fotovoltaica aplicando esses dados nas equações (2.1) e (2.2) (REMUND et al., 2013). Nas Figuras 3 e 4 são apresentadas, respectivamente, a irradiância e temperatura média mensal na cidade de Belém do Pará, informações extraídas da base de dados citada anteriormente.



Fonte: O Autor (2018).

Figura 4 - Temperatura média mensal em Belém do Pará.

Fonte: O Autor (2018).

A reduzida variação solar ao longo do ano em Belém do Pará justifica pesquisas relacionadas ao aproveitamento deste recurso, além de futuros investimentos nessa modalidade energética.

2.3 Exemplos de sistemas de geração fotovoltaica no Brasil

Atualmente no Brasil existem 150 usinas fotovoltaicas em operação (ANEEL, 2017). Entre elas destaca-se o parque solar Nova Olinda mostrado na Figura 5, o maior da América Latina, localizado em Ribeira do Piauí (PI). Com capacidade instalada de 292MWp, esse parque conta com 930 mil painéis solares que produzem anualmente 600GWh de energia (ENEL, 2017a).

Figura 5 - Parque solar Nova Olinda.

Fonte: ENEL (2017a).

O parque Ituverava, mostrado na Figura 6, também merece destaque. Localizada no município de Tabocas do Brejo Velho (BA), esta usina é composta por cerca de 850 mil módulos fotovoltaicos que ocupam uma área de 579 hectares, possuindo uma capacidade nominal de 254MWp e geração anual de 550GWh (ENEL, 2017b).

Figura 6 - Parque solar Ituverava.



Fonte: ENEL (2017b).

A usina solar de Tubarão (SC), mostrada na Figura 7, foi concebida em um projeto de P&D da ANEEL em parceria com a Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) e a ENGIE Brasil Energia S.A e já foi considerada a maior do Brasil entre os anos de 2014 e 2015 (ENGIE, 2014). O parque é composto por 19.424 módulos fotovoltaicos que ocupam uma área de 100.000m², resultando em uma capacidade instalada de 3MWp.

Figura 7 - Usina solar Cidade Azul.



Fonte: ENGIE (2014).

Outro exemplo importante no cenário nacional é a Usina Solar Fotovoltaica do estádio Governador Magalhães Pinto, o Mineirão. A instalação tem uma capacidade total 1,42MWp,

com cerca de 6.000 módulos fotovoltaicos distribuídos na cobertura do estádio como mostram as Figuras 8a e 8b. A energia excedente é injetada na rede de distribuição da Companhia Energética de Minas Gerais S.A (Cemig), concessionária local. Esse empreendimento faz parte do Projeto Minas Solar 2014 da Cemig, que inclui a instalação de uma usina solar fotovoltaica no ginásio Mineirinho (USF Mineirinho) com capacidade de 1,1MWp (CEMIG, 2014).

Figura 8 - Usina solar fotovoltaica Mineirão.
(a) Instalação dos módulos na cobertura do estádio. (b) Detalhe da instalação.



Fonte: CEMIG (2014).

Em Belém, está em construção no Hangar Centro de Convenções e Feiras da Amazônia uma mini usina de energia solar, que será instalada no estacionamento do complexo de eventos, como mostra a Figura 9. O empreendimento tem conclusão prevista para dezembro e deverá entrar em operação até março de 2018, com uma capacidade instalada de 1MWp e compondo um dos maiores empreendimentos do gênero no Brasil (PORTAL AMAZONIA, 2017).

Figura 9 - Módulos fotovoltaicos instalados no estacionamento do Hangar, em Belém do Pará.



Fonte: Portal Amazonia (2017).

2.4 Considerações finais

A geração solar fotovoltaica apresenta-se como uma alternativa interessante para produção de energia elétrica com baixo impacto ambiental, e sua participação na matriz energética de vários países é crescente, inclusive no Brasil. No entanto, a característica intermitente deste tipo de geração, provocada principalmente por sombreamentos devido ao movimento das nuvens, reduzem drasticamente a energia disponibilizada pela usina por períodos que variam de segundos até horas em dias nublados, afetando a qualidade da energia injetada na rede e impossibilitando a garantia de suprimento da demanda. Portanto, um dos principais desafios operacionais para integração da geração solar fotovoltaica é a tendência de haver desequilíbrios entre a demanda e a geração. Além disso, a produção energética da usina solar pode não coincidir com períodos de maior demanda ou de tarifa mais cara, quando preços da energia variáveis ao longo do dia são aplicados, o que pode limitar os benefícios esperados pelo uso desse modelo de geração.

Os sistemas de armazenamento de energia elétrica vêm sendo aplicados para mitigar os problemas provocados pelas flutuações da fonte primária na qualidade da energia elétrica, buscando manter o equilíbrio entre oferta e demanda em redes com elevado nível de penetração de fontes renováveis, além de oferecer outros serviços úteis para a manutenção da qualidade da energia fornecida aos consumidores.

No capítulo a seguir, serão apresentados os modelos de armazenamento de energia disponíveis, destacando as aplicações de cada um nas redes elétricas em função de suas características de desempenho.

3 SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1 Introdução

Os sistemas de armazenamento de energia (SAE) desempenham um papel importante na modernização do setor elétrico devido a sua capacidade de desacoplar o suprimento de energia e a demanda, flexibilizando a operação da rede. Absorver e injetar energia elétrica na rede de maneira controlada possibilita modificar o perfil de demanda, deslocando picos de consumo para momentos mais adequados como períodos de menor demanda ou de tarifa mais barata. Outras aplicações dos sistemas de armazenamento envolvem serviços ancilares como regulação de frequência e tensão, *black start* e controle de reativos, além de viabilizar a integração de fontes renováveis nos sistemas de energia (HILL et al., 2012; RODRIGUES et al., 2014; ZHAO et al., 2015).

As tecnologias aplicadas no âmbito do armazenamento de energia são diversas, diferenciando na forma como a energia é armazenada. Dependendo da aplicação, uma tecnologia é mais adequada do que outra, devido as características dos elementos armazenadores ou mesmo das necessidades operacionais (LUO et al., 2015). Entre as diversas formas, o uso de baterias em sistemas de armazenamento vem ganhando espaço devido a sua modularidade, escalabilidade e rápida resposta de operação (TELARETTI et al., 2016). Além disso, outra característica de destaque dessa tecnologia é sua versatilidade, podendo ser usada em aplicações de curto e longo prazo (KUSKO; DEDAD, 2007).

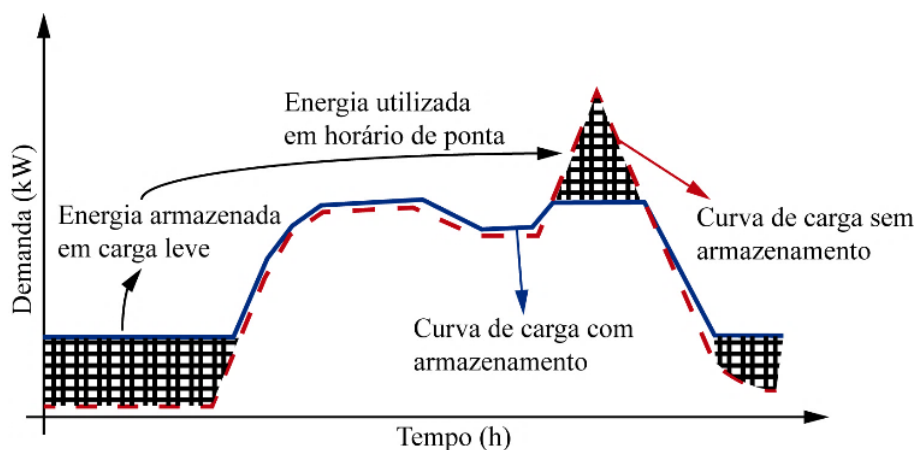
Neste capítulo, serão brevemente apresentados os modelos de sistemas de armazenamento de energia elétrica, com destaque para o uso de baterias, além das aplicações destes em sistemas elétricos. Por fim, o projeto do banco de baterias aplicado nas simulações será detalhado, apresentados os equipamentos e os detalhes técnicos dos elementos utilizados.

3.2 Aplicações e tecnologias de armazenamento de energia

Os sistemas de armazenamento podem modificar o padrão de demanda da rede, adequando o consumo de acordo com requisitos operacionais e econômicos. Pode-se, por exemplo, armazenar energia em períodos de menor demanda ou tarifa mais barata e utiliza-la em períodos de picos de consumo, onde normalmente a tarifa é mais cara, deslocando a carga no tempo de modo a reduzir custos e, do ponto de vista da concessionária, reduzir o carregamento da rede (TELARETTI; DUSONCHET, 2016a; ZAKERI; SYRI, 2016), como ilustrado na Figura 10. No contexto das fontes renováveis, os sistemas de armazenamento de energia podem viabilizar a integração destes recursos compensando a intermitência de curto e

médio prazo relacionada a este tipo de geração, adaptando a demanda aos períodos de maior disponibilidade (EMMANUEL; RAYUDU, 2017). Além dessas aplicações, os sistemas de armazenamento de energia podem prover outros serviços para a rede, como regulação de frequência e tensão, reserva de energia, *black start*, suporte para integração e fontes renováveis, entre outros. (IRENA, 2015b; KOLLER et al., 2015; YANG et al., 2014).

Figura 10 - Aplicações do sistema de armazenamento de energia.



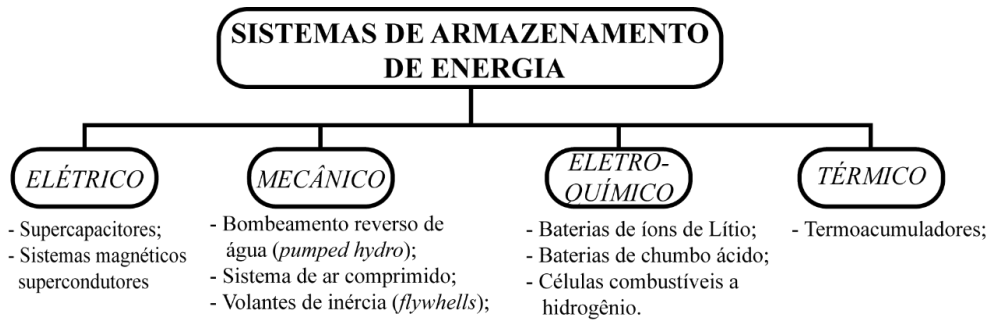
Fonte: O Autor (2018).

Em cada aplicação são necessários requisitos operacionais do sistema de armazenamento, como tempo de resposta, eficiência, limitações de espaço, e o custo operacional são os principais pontos a serem considerados para a escolha de uma determinada tecnologia. Por exemplo, para regulação de frequência, é necessário rápido tempo de resposta (em segundos), com rápido ciclo de carga e descarga e elevada potência por um curto período de tempo. No deslocamento de carga, por sua vez, é requerido armazenar grande quantidade de energia, e descarrega-la por longos períodos (em horas) (LOTT; KIM, 2014). A seguir, serão apresentadas as principais tecnologias disponíveis, suas características técnicas e aplicações em sistemas de energia.

3.2.1 Tecnologias de armazenamento de energia

As tecnologias aplicadas em sistemas de armazenamento de energia são variadas, podendo ser classificadas de acordo com a forma de armazenamento, tempo de resposta, eficiência, capacidade de armazenamento, vida útil, e tempo de descarga (LUO et al., 2015). Para destacar a diversidade tecnológicas disponíveis, a Figura 11 apresenta uma classificação de acordo com a forma em que a energia é armazenada.

Figura 11 - Tecnologias de armazenamento de energia.



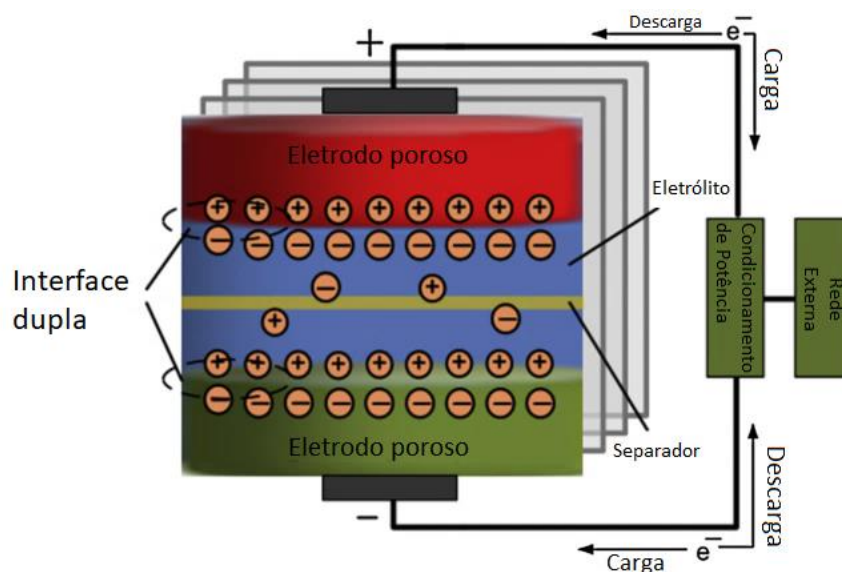
Fonte: Adaptado de IRENA (2017).

As características entre cada uma dessas tecnologias e, ainda, entre cada modelo existência em um dado tipo de armazenamento, são diversos. A seguir, uma breve apresentação de cada tecnologia e seus modelos é apresentado.

- Elétrica

✓ **Supercapacitores:** Armazenam energia no campo eletrostático produzido entre dois condutores separados por um dielétrico. Possui elevada eficiência e rápido tempo de resposta, na faixa dos segundos. Possui a capacidade de suportar vários ciclos de carga e descarga e velocidade rápido tempo de resposta, no entanto, as tecnologias atuais ainda levam a baixa densidade de energia, o que faz com que suas aplicações estejam relacionados a eventos de qualidade de energia, como regulação de frequência, oscilações de tensão e transitórios (TAN; LI; WANG, 2013). Na Figura 12 é ilustrado o funcionamento de um supercapacitor aplicado em armazenamento de energia elétrica.

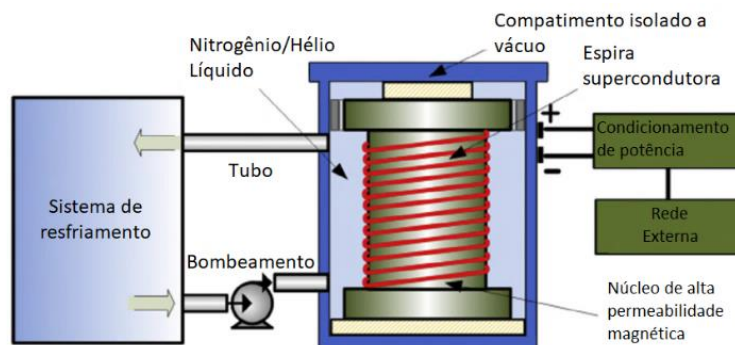
Figura 12 - Supercapacitor.



Fonte: Adaptado de Luo (2015).

- ✓ **Sistemas magnéticos supercondutores:** Ainda em fase de pesquisa e desenvolvimento, armazena energia no campo magnético criado por uma corrente DC que circula em uma espira, resultando na necessidade de utilização de supercondutores para reduzir perdas por aquecimento. Possui como característica elevada densidade de potência, rápido tempo de resposta (na faixa dos milissegundos), alta eficiência de conversão de energia e uma vida útil de aproximadamente 30 anos. Além disso, diferentes das baterias, estes dispositivos são capazes de descarregar quase que por completo com mínimo de degradação e ser submetido a vários ciclos desse tipo. Assim, são mais adequados a aplicações de curto prazo, como suavizações de oscilações de fontes renováveis, regulação de tensão e frequência e outros problemas relacionados a qualidade de energia (KUSKO; DEDAD, 2007; LUO et al., 2015). Os obstáculos atuais são o elevado custo de investimento relacionado com a tecnologia dos supercondutores e também ao forte campo magnético associado (CHEN et al., 2009). Na Figura 13 é mostrado um esquema básico do funcionamento desta tecnologia.

Figura 13 - Sistema magnético de armazenamento de energia.

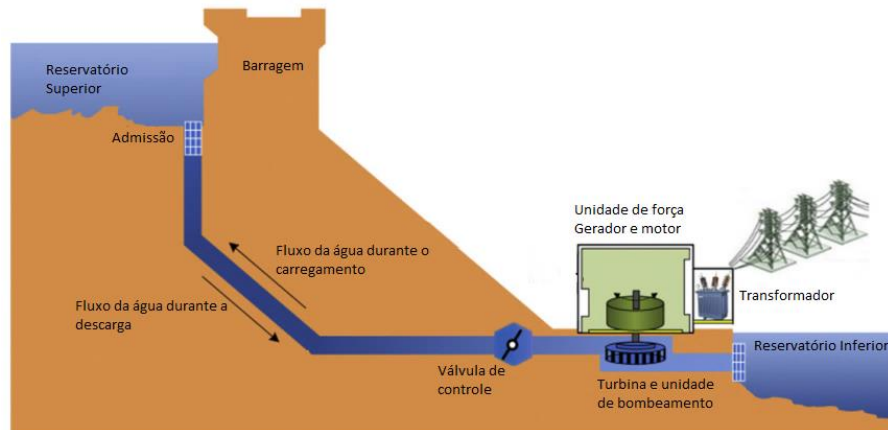


Fonte: Adaptado de Luo (2015).

- Mecânica

- ✓ **Bombeamento reverso de água:** Utiliza energia elétrica para bombear água para um reservatório elevado durante o período de carga e descarregando através da liberação da descida da água, cujo esquema ilustrativo é mostrado na Figura 14. As aplicações deste modelo envolvem gerenciamento de energia, controle de frequência e *back-up*. No entanto, suas restrições de localização e elevado tempo de construções resultam alto custo inicial, sendo as principais desvantagens deste modelo (LUO et al., 2015).

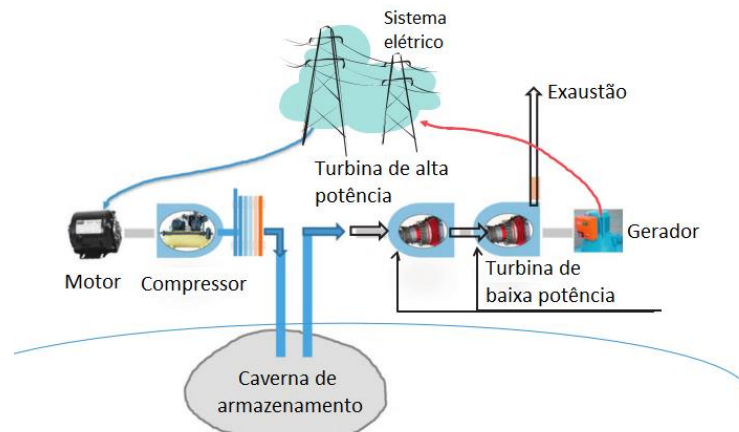
Figura 14 - Sistema de bombeamento reverso de água.



Fonte: Adaptado de Luo (2015)

- ✓ **Sistemas de ar comprimido:** O ar é armazenado em grandes cilindros ou mesmo em cavernas subterrâneas em alta pressão (comprimado), em uma configuração como a ilustrada na Figura 15. Quando necessário, o ar é expandido e forçado a circular por uma turbina, gerando eletricidade novamente. Este modelo possui tempo de resposta na faixa de minutos e flexibilidade de operação, isto é, pode submetida a frequentes ciclos de funcionamento. No entanto, possui alto custo de instalação devido a necessidade de reservatórios e, dependendo da aplicação, a complexidade eleva os custos de investimento. Além disso, sua reduzida eficiência também se mostra como um problema a ser tratado no desenvolvimento desta tecnologia. Este modelo encontra aplicações principalmente na integração de fontes renováveis de energia (MAHMOUDI, 2016) e no suporte a usinas de grande porte, auxiliando em casos de blecautes (RAJU; KUMAR KHAITAN, 2012).

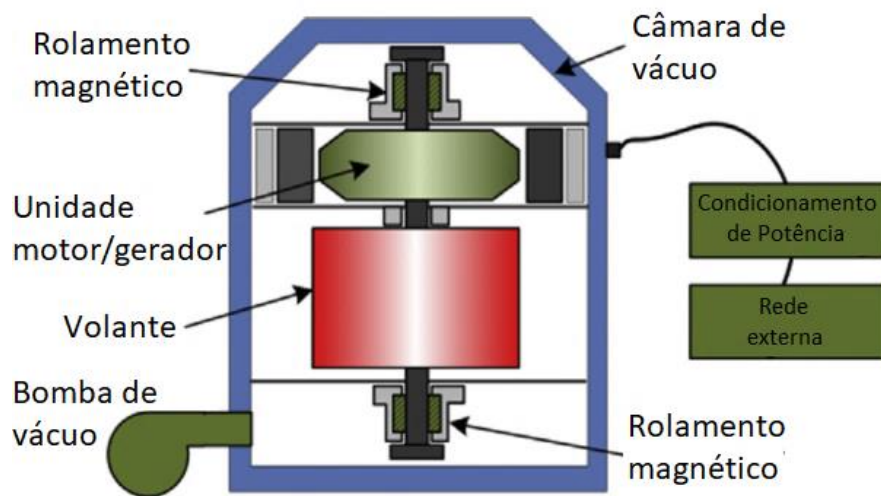
Figura 15 - Sistema de armazenamento de ar comprimido.



Fonte: Adaptado de Raju (2012).

- ✓ **Volantes de inércia:** Armazenam energia de forma cinética em uma massa girante. No processo de carga, um motor acelera a massa a velocidades elevadas e, durante o processo de descarga, esta é desacelerada, fornecendo eletricidade através da atuação de um gerador. A Figura 16 apresenta a composição de um volante de inércia. Essa tecnologia possui de descarga entre alguns segundos a poucos minutos, com rápida resposta e baixa densidade de energia, o que o torna limitado a aplicações que requerem grande quantidade de potência em pouco tempo, tendo como a regulação de frequência sua principal aplicação (WALAWALKAR; APT; MANCINI, 2007).

Figura 16 - Volante de inércia.

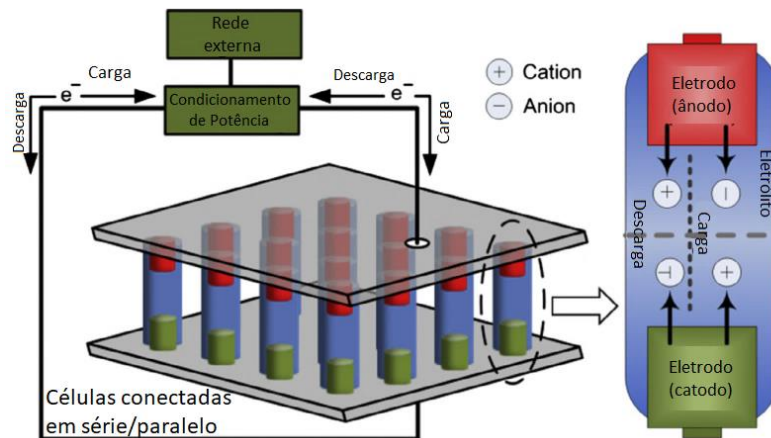


Fonte: Adaptado de Luo (2015).

- Eletroquímica

- ✓ **Baterias eletroquímicas:** Armazena energia na forma eletroquímica. Uma bateria é constituída por um grupo de células eletroquímicas, onde cada célula possui um par de eletrodos (anodo e catodo) mergulhados em um eletrólito. Durante o processo de descarga, as reações eletroquímicas produzem o fluxo de elétrons entre o anodo e o catodo, fornecendo energia elétrica para o circuito externo. Essas reações são reversíveis, permitindo a recarga da bateria. As tecnologias de baterias disponíveis diferem-se entre si principalmente na composição dos eletrodos e do eletrólito utilizado, e isto implica em diferenças de rendimento, custos e aplicação. Os modelos disponíveis são de íons de lítio (Li-íon), chumbo ácido, Sódio-Enxofre (NaS), Níquel-Cloreto de sódio e Níquel-Cadmio (NiCd). Na Figura 17 é apresentado um esquema genérico de funcionamento de uma bateria eletroquímica.

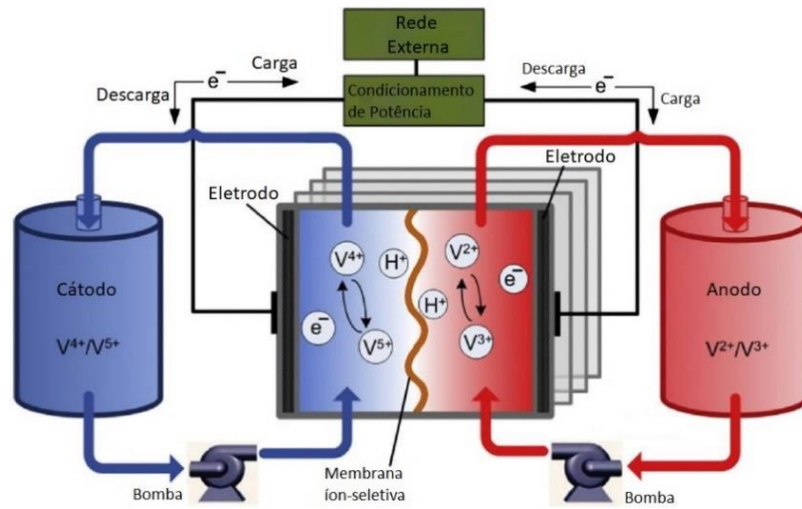
Figura 17 - Bateria Eletroquímica.



Fonte: Adaptado de Luo (2015).

- ✓ **Baterias de fluxo:** Armazenam energia em eletrólito fluido, que é armazenado em tanques e, durante o processo de carga e descarga, este é bombeado para uma célula onde uma reação de redução e oxidação do material ativo ocorre. A célula eletroquímica é composta por uma membrana seletiva e, durante o processo de descarga, um eletrólito é oxidado no catodo e o outro é reduzido no anodo, assim a energia elétrica é obtida. Este processo é reversível, permitindo a recarga da bateria. Uma característica importante das baterias de fluxo é o desacoplamento entre potência e energia do sistema de armazenamento. Neste caso, a potência está relacionada com a área física e pelo número de células da bateria. A densidade de energia, por sua vez, é determinada pela concentração do eletrólito, além do tamanho do tanque em este é armazenado (KOOHI-KAMALI et al., 2013; MAHLIA et al., 2014). As baterias de Redução e oxidação (Redox) de Vanádio e Brometo de Zinco são os principais representantes deste modelo, sendo a primeira em estágio mais avançado de desenvolvimento. As baterias de fluxo apresentam rápida resposta, em torno de 1 milissegundo, podendo operar com eficiência de aproximadamente 85% por mais de 15000 ciclos de carga e descarga. Por estas características, esta tecnologia é aplicado principalmente na suavização de oscilações de geração eólica e solar, além do controle de frequência (BANHAM-HALL et al., 2012). A complexidade desse modelo de armazenamento implica em elevado custo de manutenção. Além disso, necessidade de bombeamento dos eletrólitos para a célula eletroquímica implica em perdas do material ativo, reduzindo a performance do processo, sendo essas as principais desvantagens desse tipo de tecnologia. Na Figura 18 é mostrada o esquema de uma bateria de redução e oxidação de Vanádio.

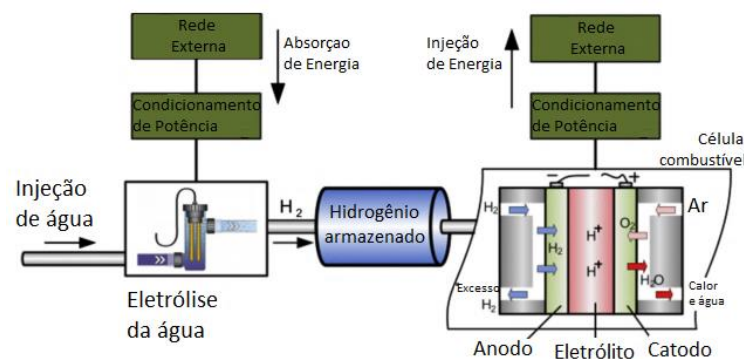
Figura 18 - Bateria de fluxo (Redox de Vanádio).



Fonte: Adaptado de Luo (2015).

- ✓ **Células combustíveis:** Utiliza energia elétrica para produzir gás hidrogênio através da eletrolise da água, e armazena-lo em alta pressão. Para gerar energia elétrica, utiliza-se as células combustíveis, que são capazes de reverter o processo de eletrolise, como ilustra a Figura 19. Dependendo do material que compõe o eletrólito, as cargas elétricas são transportadas através dos eletrodos, fornecendo corrente elétrica para a rede externa (MEKHILEF; SAIDUR; SAFARI, 2012). Encontra-se em estágio de desenvolvimento, e suas aplicações em sistemas de energia estão limitadas serviços de pequeno porte, como usinas de cogeração aproveitando o calor produzido pela reação química e também como backup de energia de sistemas críticos, bem como suprimento de energia em áreas remotas (WILBERFORCE et al., 2016). Mostra-se como uma tecnologia promissora pela sua elevada eficiência e densidade de energia, o que implica em portabilidade e modularidade destes sistemas (CHEN et al., 2009; LUO et al., 2015; WILBERFORCE et al., 2016).

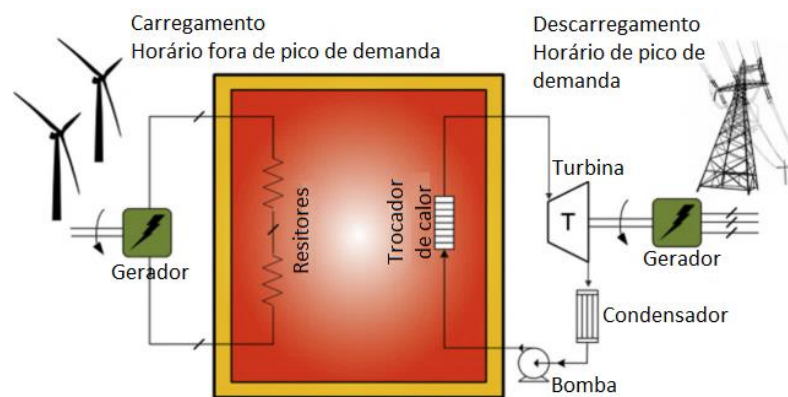
Figura 19 - Sistema de armazenamento a hidrogênio.



Fonte: Adaptado de Amirante (2017).

- **Térmica:** Armazenam calor em algum material de elevado calor específico (e.g. água, óleo ou sal fundido), onde este é mantido em temperatura elevada (ou reduzida) em compartimentos isolados, como ilustrado de forma genérica na Figura 20. Essa energia pode ser aproveitada através de máquinas térmicas para produção de eletricidade, no entanto, a baixa eficiência deste processo (aproximadamente 40%) torna a aplicação deste modelo em redes elétricas limitada (CHEN et al., 2009). Pode-se, no entanto, aproveitar a energia térmica para reduzir o consumo de eletricidade na climatização de ambientes. Em períodos de menor demanda térmica através do aquecimento (ou resfriamento, no caso de refrigeração) para ser utilizado na climatização de um ambiente em momentos de picos de consumo (WONG; PINARD, 2017). Com isso, essa tecnologia de armazenamento tende a deslocar picos de consumo de equipamentos de climatização em determinados horários, podendo ser usado para reduzir a demanda de pico. Além disso, pode ser usado para armazenar calor por longos períodos de tempo, sendo aplicado também no suprimento sazonal de calor, armazenando essa forma de energia durante o verão, onde o consumo térmico é reduzido e utilizando-a durante o inverno, permitindo assim a minimização dos custos energéticos durante a estação mais fria (XU; WANG; LI, 2014).

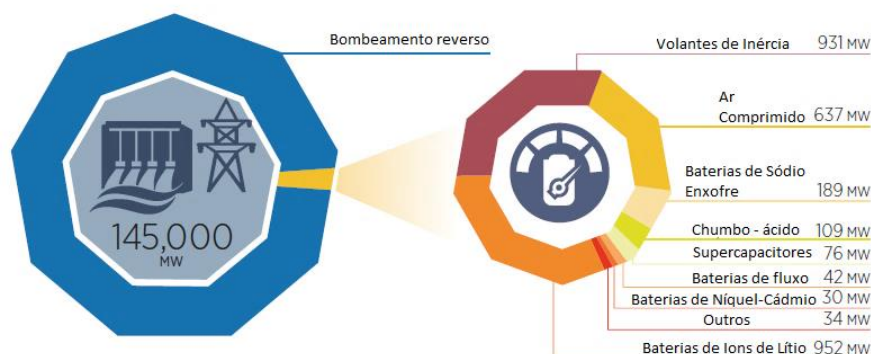
Figura 20 - Sistema de armazenamento de energia térmica.



Fonte: Adaptado de Luo (2015).

Segundos dados da *International Energy Agency* (IEA), sistemas de armazenamento de energia em larga escala ainda é dominada no mundo todo pela tecnologia de bombeamento reverso, com uma capacidade instalada de 145GW, representando 96% do total (IEA, 2016). Na Figura 21 é a mostrada graficamente a participação de cada tecnologia no cenário mundial de armazenamento de energia.

Figura 21 - Distribuição de cada tecnologia de armazenamento no cenário mundial.



Fonte: Adaptado de IRENA (2015b).

Apesar do domínio das usinas de bombeamento reverso, algumas aplicações necessitam de rápida resposta e também, pela característica geográfica da região, a instalação de uma usina desse tipo torna-se inviável. Assim, as baterias vem se destacando devido sua modularidade, rápido tempo de construção, reduzido impacto ambiental e versatilidade e, em determinados modelos, maturidade tecnológica (IRENA, 2015b; PAVLOV; PAPA ZOV; GER GANSKA, 1991).

Apesar de não haver estudos detalhados sobre aplicações de sistemas de armazenamento de energia no Brasil, a primeira usina de bombeamento reverso foi construída no estado de São Paulo, em 1939. Atualmente é operada pela Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A. Segundo a Associação Brasileira de Armazenamento e Qualidade de Energia (ABAQUE), estima-se que o mercado brasileiro demande aproximadamente 95GWh em SAE até 2023. Este montante equivale a cerca de 50% de toda a capacidade instalada em SAE no mundo ao final do ano de 2015, principalmente em aplicações de redução de pico de carga, arbitragem e aumento da qualidade de energia (BUENO; BRANDÃO, 2016).

A seguir, as características operacionais dos sistemas de armazenamento de energia, com destaque para os bancos de baterias, serão apresentadas.

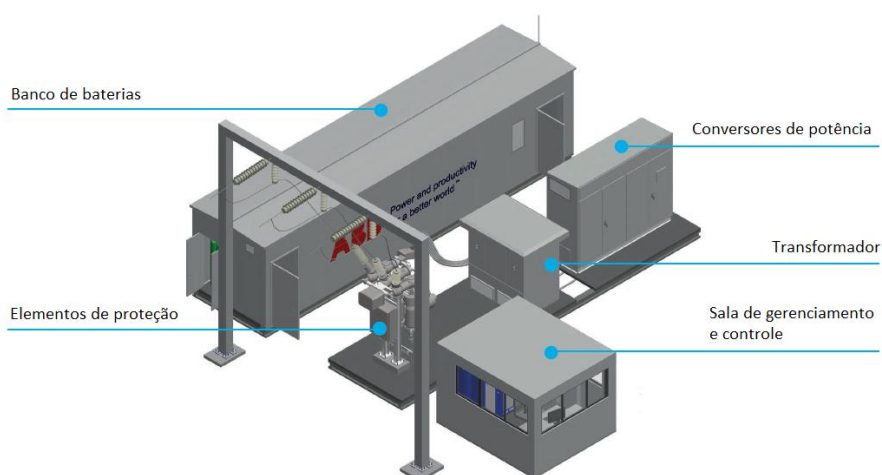
3.3 Sistemas de armazenamento de energia a baterias

Do ponto de vista tecnológico, os sistemas de armazenamento de energia a baterias encontram-se em um estágio avançado de maturidade, porém questões relacionadas a custo de investimento e requisitos de desempenho ainda são barreiras para a consolidação desta tecnologia no setor elétrico (DUFO-LÓPEZ; BERNAL-AGUSTÍN, 2015; TELARETTI; DUSONCHET, 2016b). Os avanços recentes têm superado estas dificuldades melhorando a performance e reduzindo custos, e aplicações de grande porte que utilizam esta tecnologia estão cada vez mais presentes. No mundo todo, esta tecnologia tem sido aplicada com sucesso nas

mais diversas aplicações, como integração de fontes renováveis, serviços ancilares e também em ações de mudança do perfil de demanda (IRENA, 2015a; KOLLER et al., 2015). Por esse motivo esta tecnologia será considerada no restante deste trabalho

A estrutura básica de um sistema de armazenamento de energia a baterias, mostrada na Figura 22, possui três elementos principais: o banco de baterias, o sistema de condicionamento de potência e também o sistema de gerenciamento e controle.

Figura 22 - Esquema de um sistema de armazenamento de energia a baterias.



Fonte: Adaptado de ABB (2017).

O banco de baterias corresponde a um arranjo série-paralelo dos elementos armazenadores, fornecendo a potência requerida para aplicação. Nos sistemas mais modernos, as baterias são organizadas em contêineres para proteção e controle da temperatura.

O sistema de monitoramento e controle atua na supervisão das condições técnicas das baterias e também gerencia o seu funcionamento evitando descargas profundas que podem reduzir ou até mesmo inutilizar este componente. Além disso, determina o padrão de carga e descarga do sistema de modo a realizar as funções requeridas pela rede elétrica.

O sistema de condicionamento de potência é responsável por adaptar a potência fornecida pelo banco de baterias ao padrão da rede em que está conectada. A corrente e a tensão produzidas pelas baterias são de natureza contínua, assim é necessário convertê-las para o padrão alternado da rede elétrica. Também executam os comandos de controle do fluxo de potência entre a bateria e a rede, gerenciando os modos de carga e descarga do banco. No modo de carregamento da bateria, o conversor atua no modo *buck*, baixando a tensão e extraindo energia da rede. No modo de descarga, o conversor opera em modo *boost*, elevando a tensão e injetando a energia solicitada na rede elétrica (ALMADA et al., 2016).

O gerenciamento de banco de baterias aplica ferramentas inteligentes capazes de controlar automaticamente esses sistemas. Usando informações atualizadas sobre a disponibilidade de recursos energéticos, em especial as fontes renováveis com elevado grau de variação, nível de carga disponível e a demanda prevista, é possível definir um padrão de funcionamento ótimo do banco de baterias.

Um fator importante no gerenciamento de um sistema de armazenamento de energia é a disponibilidade deste para entregar potência a rede em um dado momento. No caso de um banco de baterias, o estado da carga (do inglês, *State of Charge - SOC*), representa esta medida. O SOC informa a quantidade de energia armazenada no banco de baterias em um dado instante, onde um SOC igual 100% significa que o banco está completamente carregado e 0% significa totalmente descarregado.

Em baterias dependentes de um eletrólito, como as de chumbo ácido, a concentração de ácido no eletrólito varia proporcionalmente ao estado da carga no acumulador, ou seja, mais ácido presente na solução significa maior energia armazenada e vice-versa. Dessa forma, medir a densidade do eletrólito é a forma de se avaliar o estado da carga presente na bateria, sendo o método mais confiável. No entanto, é um método de difícil aplicação prática e não é usado normalmente (PINHO et al., 2008). Os métodos tradicionais consideram um valor inicial para estimação do SOC e, através da contagem da carga extraída no processo de carga e descarga após um dado período, calculam o SOC para o período seguinte, em um método conhecido como contagem de Coulomb (GALÁD et al., 2017). Este método mostra-se adequado para estudos em regime permanente, refletindo o comportamento da carga disponível nas baterias (TENG et al., 2013). O processo de condicionamento da potência também resulta em perdas durante a carga e descarga do banco de baterias, sendo necessário considerar a eficiência de conversão nos cálculos do estado da carga. Dessa forma, o cálculo do SOC é realizado pelas equações (3.1) e (3.2), aplicando o método de contagem de Coulomb (GALÁD et al., 2017; TENG et al., 2013).

$$\text{SOC}(t+\Delta t) = \text{SOC}(t) - \eta_{\text{ch}} \left(\frac{P_{\text{bat}}(t)}{C_{\text{nom}}} \right) \Delta t, \text{ se } P_{\text{bat}} < 0 \quad (3.1)$$

$$\text{SOC}(t+\Delta t) = \text{SOC}(t) - \left(\frac{1}{\eta_{\text{dch}}} \right) \left(\frac{P_{\text{bat}}(t)}{C_{\text{nom}}} \right) \Delta t, \text{ se } P_{\text{bat}} > 0 \quad (3.2)$$

Onde:

$\text{SOC}(t+\Delta t)$ é o estado da carga no instante $t+\Delta t$;

SOC(t) é o estado da carga no instante t;

$P_{bat}(t)$ é a potência injetada ou absorvida pelo banco de baterias no instante t;

Δt é o intervalo de tempo considerado;

η_{ch} é a eficiência de carga;

η_{dch} é a eficiência de descarga.

Outro parâmetro utilizado é a profundidade de descarga (PD) (do inglês, *Depth of Discharge* - DOD), que é complementar ao SOC e informa a carga extraída da bateria, relacionando-se com o estado da carga da forma mostrada pela equação (3.3).

$$DOD(\%) = 1 - SOC(\%) \quad (3.3)$$

A convenção adotada neste trabalho considera que valores negativos de P_{bat} indicam carregamento do banco de baterias e positivo, descarga. A vida útil de uma bateria está relacionada com o ciclo de carga e descarga e também com a quantidade de energia extraída a cada ciclo. Nesse sentido, não é recomendado descarregar a bateria completamente, sendo necessário obedecer a profundidade de descarga descrita pelo fabricante (PINHO et al., 2008). Dessa forma, o monitoramento do estado da carga é fundamental para o gerenciamento do banco de baterias, impactando diretamente na determinação dos ciclos de carga e descarga e também na vida útil dos elementos armazenadores.

3.4 Considerações finais

O sistema de armazenamento de energia apresenta-se como um elemento com aplicações interessantes em sistemas de energia. A capacidade de adaptar a demanda de acordo com as necessidades operacionais permite executar funções importantes para a manutenção da qualidade de energia e redução de custo, além auxiliar a rede em serviços ancilares. Nestas aplicações, as baterias apresentam-se como a modelo de armazenamento mais atraente devido sua modularidade, versatilidade e maturidade tecnológica, tendo a viabilidade associada aos benefícios obtidos pela sua utilização.

Gerenciar um sistema de armazenamento significa definir o perfil de carga e descarga de modo a obter determinado retorno técnico ou econômico, respeitando os limites técnicos dos elementos armazenadores e também dos outros sistemas presentes na rede a qual está inserido. Para isto, pode-se aplicar uma ferramenta computacional capaz de obter a melhor configuração possível, atendendo todas as questões associadas ao problema.

A seguir, será apresentado o método de otimização Recozimento simulado, que será utilizado para determinar a operação ótima do banco de baterias projetado neste capítulo, considerando a interação deste com os outros recursos disponíveis na rede.

4 RECOZIMENTO SIMULADO E METODOLOGIA

4.1 Introdução

Em nosso cotidiano, utilizar os recursos disponíveis de forma ótima é essencial, e essa tarefa é realizada tanto em atividades simples, como a escolha do percurso mais curto para chegar ao local de trabalho, como em atividades mais complexas, como a otimização de recursos em uma empresa de modo a obter-se maior lucro possível. Nesse contexto, estudos que aplicam técnicas de otimização desempenham importante papel na engenharia, buscando sempre desenvolver as atividades com melhor desempenho.

Para tratar de um determinado problema, deve-se primeiramente realizar a modelagem adequada para então aplicar uma técnica de otimização. Problemas de otimização são tratados minimizando ou maximizando uma dada função objetivo, e na maioria dos casos, as variáveis devem estar dentro de um conjunto factível, obedecendo determinadas restrições. Matematicamente, podemos escrever um problema de otimização de forma genérica como apresentado na equação (4.1).

$$\begin{aligned} &\text{Min ou Max } f(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ &\text{sujeito a } x \in \Omega \end{aligned} \tag{4.1}$$

Os clássicos métodos de programação matemática, como programação linear (BAZARAA; JARVIS; SHERALI, 2009), não linear (BAZARAA; SHERALI; SHETTY, 2006; BERTSEKAS, 1999), dinâmica, quadrática e inteira mista (ANTONIOU; LU, 2007) são aplicados em problemas específicos indicados pelo nome da técnica. Estas utilizam métodos numéricos de otimização baseados em cálculo diferencial para encontrar uma solução ótima do problema (RAO, 2009). Dessa forma, a função objetivo precisa ter características específicas, como ser duplamente diferenciável e convexa.

Algumas funções objetivo possuem vários ótimos locais, e as técnicas descritas anteriormente podem ter dificuldades em encontrar o ótimo global do problema, e ficar presas nesses mínimos/máximos locais, o que torna a aplicação destes métodos limitada em alguns casos (YANG, 2008). Além disso, problemas combinatórios são mais complexos, e a aplicação destas técnicas tradicionais para identificar a solução ótima do problema torna-se mais difícil, e em muitos casos, até mesmo inviável.

Como alternativa às modelagens puramente matemáticas, outras técnicas têm sido utilizadas com mecanismos que as tornam capazes de escapar dos ótimos locais e realizar a busca em um tempo aceitável. Estes métodos buscam a solução através de procedimentos

metaheurísticos. Uma metaheurística é uma ferramenta de otimização genérica, que utiliza um conjunto de conceitos e pode ser aplicada a diferentes problemas de otimização. A estratégia de busca de uma metaheurística depende da filosofia empregada por ela. Como exemplo, pode-se citar as metaheurísticas evolutivas, construtivas, de busca pela vizinhança e etc. No entanto, não há garantias de que a solução obtida seja ótima. Por esta razão, deve-se sempre realizar uma análise estatística para avaliar o desempenho do método.

4.2 Metaheurísticas de otimização

Métodos de otimização que utilizam metaheurística gerenciam o processo de melhoria da solução através de estratégias de alto nível, criando mecanismos para escapar de ótimos locais, o que ocorre frequentemente. Esses métodos aplicam estratégias baseadas em fenômenos naturais para guiar a busca por soluções ótimas, utilizando informações a respeito da vizinhança da solução para admitir, ou não, transições entre esses pontos. A resolução de problemas em diversas áreas de estudos tem aplicado métodos metaheurísticos, fazendo com que essa ferramenta ganhe destaque nos últimos anos como forma de resolver questões complexas, principalmente os de natureza combinatória (GLOVER; KOCHENBERGER, 2003).

Pode-se dividir os métodos metaheurísticos de otimização de acordo com a maneira como o algoritmo explora o espaço de soluções. Alguns métodos utilizam movimentos em torno de uma solução atual, buscando soluções melhores na vizinhança deste ponto, e por isso são chamados de metaheurística de busca local. Alguns métodos que se enquadram nessa categoria são: Recozimento Simulado (*Simulated Annealing*), Busca Tabu (BT) e *Variable Neighborhood Search* (VNS). Outros métodos combinam boas soluções para produzir outras soluções ainda melhores, como Algoritmos Genéticos, Colônia de Formigas e o Enxame de Partículas (GLOVER; KOCHENBERGER, 2003; YANG, 2008).

Neste trabalho, o Recozimento Simulado foi utilizado como ferramenta de otimização para abordar o problema do gerenciamento ótimo de energia em uma rede. Este método foi escolhido pela sua facilidade de implementação e a capacidade de encontrar um valor próximo do ótimo global. A seguir, serão apresentados os fundamentos do método e detalhes de sua implementação.

4.3 Recozimento Simulado

O Recozimento Simulado (*Simulated Annealing*) é uma metaheurística de busca local aleatória fundamentada nas leis da termodinâmica e inspirada no processo de recozimento de materiais, que consiste no aquecimento de um sólido até o ponto de fusão e depois resfria-lo

gradualmente, a fim de obter uma estrutura cristalina e uniforme. O processo de resfriamento termina quando o material atinge um estado de energia mínima, que corresponde a uma estrutura molecular de alta qualidade (BUENO; SOEIRO, 1997).

O método Recozimento Simulado foi desenvolvido por Kirkpatrick (1983), que relacionou princípios da mecânica estatística e o processo de otimização da seguinte forma: a função objetivo equivale a energia interna do material, e o espaço de soluções corresponde os estados assumidos pela estrutura atômica (MONTICELLI; ROMERO; ASADA, 2008). A ideia central do Recozimento Simulado é utilizar uma busca aleatória no espaço de soluções de tal forma que não apenas movimentos de melhora da função objetivo sejam aceitas, mas também movimentos piores também o sejam, baseados no procedimento de Metropolis (METROPOLIS et al., 1953). Em cada etapa do algoritmo, um átomo (solução) é deslocado aleatoriamente em algum ponto de sua vizinhança, com a variação da energia (função objetivo) dada por $\Delta E = E_i - E_{i+1}$. Caso uma redução da energia interna (função objetivo) ($\Delta E > 0$) seja observada, então o movimento é aceito e a nova configuração é usada como ponto inicial para o próximo deslocamento. Porém, caso a transição resulte em aumento da energia ($\Delta E < 0$), então a decisão de aceitar ou não a nova configuração depende da probabilidade de Boltzmann p mostrada na equação (4.2).

$$p(\Delta E, T) = e^{-\left(\frac{\Delta E}{kT}\right)} \quad (4.2)$$

Onde k é a constante de Boltzmann e T é a temperatura. Para decidir se a nova configuração será aceita, um número randômico uniformemente distribuído no intervalo (0,1) é gerado. Caso este número seja menor que p , então essa nova configuração é descartada. Caso contrário, o movimento é aceito mesmo tendo maior energia interna, e a nova configuração é usada como ponto de partida para o próximo deslocamento. Esse procedimento simula o movimento térmico dos átomos durante o processo de resfriamento, conferindo à ferramenta uma característica aleatória. A aceitação de movimentos piores permite a ferramenta escapar de ótimos locais, uma habilidade importante na busca pela melhor solução de um problema.

A temperatura não tem um equivalente direto ao problema físico de recozimento, mas é um parâmetro de controle importante do algoritmo, pois rege a probabilidade de aceitação de movimentos piores através da equação (4.2). A temperatura assume valores elevados inicialmente, e é reduzida de forma lenta e controlada através da função de resfriamento apresentada na equação (4.3), onde o fator de resfriamento α assume valores $0,55 < \alpha < 0,99$ (MONTICELLI; ROMERO; ASADA, 2008).

$$T_{i+1} = \alpha T_i \quad (4.3)$$

A cada temperatura, diversas avaliações da função objetivo são realizadas para que o sistema atinja um equilíbrio térmico, sendo necessário manter um compromisso entre desempenho do algoritmo e tempo computacional (YANG, 2008).

A temperatura inicial (T_0) deve ser alta o suficiente para que a probabilidade de aceitação de soluções piores seja elevada. Em Souza (2011) é proposto um método auto adaptativo para determinação da temperatura inicial, aplicado na implementação do algoritmo deste trabalho.

A temperatura final (T_f), em teoria, deve ser zero. No entanto, para aplicações práticas é suficiente chegar a valores próximos de zero, devido a precisão limitada da implementação computacional e também para evitar avaliações desnecessárias. Assim, um valor adequado é considerar a temperatura final entre 10^{-3} a 10^{-10} como sugerem Yang (2008) e Souza (2011). Além disso, algoritmos de recozimento simulado incluem etapas de aquecimento, seguidos de um novo resfriamento. Com isso, é possível escapar de ótimos locais quando, em baixas temperaturas, não são mais aceitos movimentos de subida. O algoritmo do Recozimento Simulado é apresentado na Figura 23.

Figura 23 - Pseudocódigo do Recozimento Simulado.

Algoritmo: Recozimento Simulado (RS)

Entradas: $T_0, T_f, MaxIte, T$

Saída: x

1 Inicializa solução x .

2 Calcula função objetivo $x \rightarrow f(x)$;

3 enquanto ($T > T_f$)

4 enquanto ($N < MaxIte$)

5 toma uma solução na vizinhança da solução atual $x \rightarrow x' = x + \Delta x$

Avalia a função objetivo: $x' \rightarrow f(x')$;

6 calcula $\Delta E = E(x') - E(x)$.

7 se ($\Delta E(x) < 0$)

8 **mantém a solução atual;**

9 senão

10 **aceita a nova solução de acordo com o critério de Metropolis:** $p = e^{-\Delta E/T}$;

11 fim se

12 fim enquanto

13 Aplica resfriamento $T_{k+1} = \alpha T_k$;

14 fim enquanto

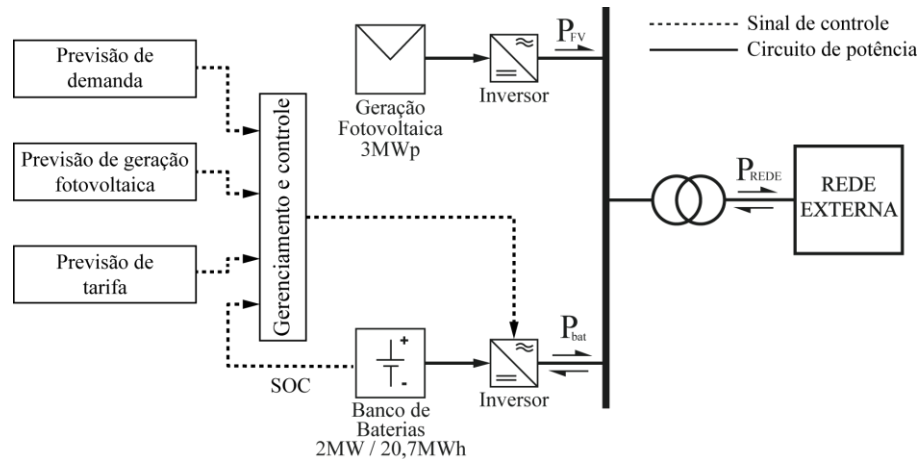
15 Retorna x ;

16 Fim **RS**

4.4 Metodologia proposta

A metodologia de gerenciamento de energia proposta neste trabalho tem como objetivo minimizar o custo da energia consumida pelo campus, que opera conectado à rede da concessionária e dispõe de uma usina de geração fotovoltaica e um sistema de armazenamento de energia a baterias. A configuração do sistema proposto é mostrada na Figura 24.

Figura 24 - Configuração esquemática dos elementos geradores considerados.



Fonte: Autor (2018).

O método de otimização proposto reduz a compra de energia da concessionária avaliando o custo, a cada hora do dia, em função da potência extraída da rede externa e do preço da tarifa aplicada. Dessa forma, a função objetivo a ser otimizada é escrita pela equação (4.4).

$$\min C(P_{\text{rede}}, \text{tarifa}) = \sum_{t=1}^{24} P_{\text{rede}}(t) \cdot \text{Tarifa}(t) \cdot \Delta t \quad (4.4)$$

Onde

Δt é intervalo de tempo;

$P_{\text{rede}}(t)$: é a potência fornecida pela rede externa no instante t , em kW;

$\text{Tarifa}(t)$: é a tarifa de energia no instante t , em R\$/kWh cobrado pela concessionaria local;

A potência solicitada da rede depende do balanço entre as fontes disponíveis no sistema e a demanda do sistema, desconsiderando as perdas técnicas, como mostrado na equação (4.5).

$$P_{\text{rede}}(t) = P_D(t) - P_{FV}(t) - P_{\text{bat}}(t) \quad (4.5)$$

Onde:

t : intervalo de tempo, em horas;

$P_D(t)$: demanda do sistema no instante t , em kW;

$P_{FV}(t)$: Potência gerada pela usina fotovoltaica no instante t , em kW.

$P_{\text{bat}}(t)$: Potencia fornecida ou absorvida pelo banco de baterias.

O gerenciamento proposto determina os valores de P_{bat} a cada hora, tais que o custo diário com energia elétrica seja minimizado, mantendo o equilíbrio entre oferta e demanda de energia e atendendo as restrições operacionais da usina fotovoltaica e do sistema de armazenamento de energia. A variável associada ao banco de baterias é o estado da carga (SOC) descrito no capítulo anterior, cujo cálculo é realizado através das equações (4.6) e (4.7).

$$SOC(t+\Delta t) = SOC(t) - \eta_{ch} \left(\frac{P_{bat}(t)}{C_{nom}} \right) \Delta t, \text{ se } P_{bat} < 0 \quad (4.6)$$

$$SOC(t+\Delta t) = SOC(t) - \left(\frac{1}{\eta_{dch}} \right) \cdot \left(\frac{P_{bat}(t)}{C_{nom}} \right) \Delta t, \text{ se } P_{bat} > 0 \quad (4.7)$$

Onde:

$SOC(t+\Delta t)$ é o estado da carga no instante $t+\Delta t$;

$SOC(t)$ é o estado da carga no instante t ;

$P_{bat}(t)$ é a potência injetada ou absorvida pelo banco de baterias no instante t ;

Δt é o intervalo de tempo considerado;

η_{ch} é a eficiência de carga;

η_{dch} é a eficiência de descarga.

Neste trabalho, as eficiências de carga e descarga foram consideradas iguais a 0,95.

A potência produzida pela usina fotovoltaica é estimada em função da irradiância e da temperatura da célula, calculadas respectivamente pelas equações (4.8) e (4.9) apresentadas no capítulo 2 e repetidas aqui por conveniência.

$$P_{fv}(t) = P_{fv,ref} \frac{G_i(t)}{G_{i,ref}} [1 + \gamma(T_c(t) - T_{ref})] \quad (4.8)$$

$$T_c(t) = T_A(t) + \left(\frac{NOCT - 20}{0,8} \right) G_i(t) \quad (4.9)$$

Onde:

$P_{fv}(t)$ é a potência fornecida pelo arranjo fotovoltaico no instante t (em W);

$P_{fv,ref}$ é a potência nominal de cada módulo; (em W);

$G_i(t)$ é a irradiância no instante t (em W/m²);

$G_{i,ref}$ é a irradiância nas condições padrões de teste (*Standard Test Condition* - STC), sendo igual a 1000W/m²;

γ é o coeficiente de temperatura (%/°C);

$T_c(t)$ e $T_A(t)$ são, respectivamente, a temperatura da célula e a ambiente no instante t ($^{\circ}\text{C}$);

T_{ref} é a temperatura nas condições padrões de teste (25°C);

NOCT é a temperatura nominal de operação da célula (*Nominal Operating Cell Temperature*);

O gerenciamento é aplicado para um horizonte de tempo de 24h. Dessa forma os valores inicial e final do SOC final deverão ser iguais, de acordo com a equação (4.10).

$$\text{SOC}(t_{\text{inicial}}) = \text{SOC}(t_{\text{final}}) \quad (4.10)$$

Para evitar descargas profundas e conseqüente redução da vida útil das baterias, o esquema de gerenciamento deve obedecer a restrição de desigualdade (4.11). Os valores mínimo e máximo considerados foram 70% e 100%, respectivamente.

$$\text{SOC}_{\text{mín}} \leq \text{SOC}(t) \leq \text{SOC}_{\text{máx}} \quad (4.11)$$

Os valores de $P_{\text{bat}}(t)$ foram limitados ao valor nominal do sistema de armazenamento projetado, sendo capaz de absorver ou injetar 2.000kW, como definido na inequação (4.12).

$$P_{\text{bat}}^{\text{mín}} \leq P_{\text{bat}}(t) \leq P_{\text{bat}}^{\text{máx}} \quad (4.12)$$

4.5 Considerações finais

O método de otimização Recozimento Simulado é flexível e capaz de solucionar problemas de caráter combinatório, sendo eficiente em condições adversas. Devido a facilidade de implementação e também sua capacidade de convergência para um ponto ótimo global, esta ferramenta foi escolhida para a obtenção do melhor perfil de carga e descarga de um sistema de armazenamento de energia de tal forma a reduzir o custo diário de operação. Essa metodologia será aplicada à rede do campus Belém, da Universidade Federal do Pará, considerando uma curva de demanda típica diária e o modelo tarifário contratado junto à concessionária local. Os resultados obtidos da aplicação do Recozimento Simulado na resolução do problema de gerenciamento de energia serão apresentados a seguir.

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

5.1 Introdução

Neste capítulo serão apresentados os projetos dos sistemas de geração solar fotovoltaica e de armazenamento de energia utilizados, bem como o sistema teste considerado nas simulações. Ao final, os resultados obtidos da implementação da metodologia proposta serão apresentados e discutidos. Para isto, três cenários operativos serão considerados, caracterizados pela presença de uma unidade de geração distribuída associada a um sistema de armazenamento e a aplicação de um gerenciamento desses recursos. As consequências da implementação do gerenciamento serão discutidas do ponto de vista técnico e econômico, além da avaliação qualitativa do algoritmo implementado.

5.2 Projeto da usina solar fotovoltaica

O projeto da usina solar fotovoltaica considerada neste trabalho foi baseado nos resultados obtidos em Silva (2013), em que o dimensionamento e a alocação são otimizados de forma a minimizar as perdas na distribuição no sistema da UFPa. O estudo foi realizado aplicando o método algoritmos genéticos para determinar o melhor local para alocação da usina solar fotovoltaica, bem como sua capacidade ótima. Os resultados obtidos mostraram que a melhor localização para o sistema fotovoltaico é na barra 1040, com capacidade de 2,95MW, o que representa um nível de penetração de 45% na rede de distribuição de energia do campus.

Os inversores utilizados para aplicações conectadas à rede devem ser dimensionados para trabalhar próximo ao seu valor nominal de operação, a fim de maximizar a eficiência de operação e reduzir o custo de investimento. Além disso, o desempenho de uma usina solar fotovoltaica é afetada pela irradiância incidente, pela temperatura e também por características físicas dos módulos e mesmo do próprio inversor (VELASCO et al., 2006). Por esses motivos subdimensiona-se os inversores calculando o fator de dimensionamento de inversores (FDI) (PINHO; GALDINO, 2014). Este índice relaciona a potência nominal do inversor e a potência máxima da usina solar fotovoltaica, como mostra a equação (5.1).

$$FDI = \frac{P_{inv}}{P_{fv}} \quad (5.1)$$

Considerando os níveis de irradiância e temperatura de Belém do Pará, pode-se adotar um FDI entre 0,9 e 1,0 (SILVA, 2013; VELASCO et al., 2006). Assim, igualando a potência nominal do inversor (P_{inv}) à potência de pico do arranjo fotovoltaico e usando um FDI de 0,9, estima-se a potência nominal do conjunto de módulos fotovoltaicos substituindo os valores na equação (5.1), da forma apresentada na expressão (5.2).

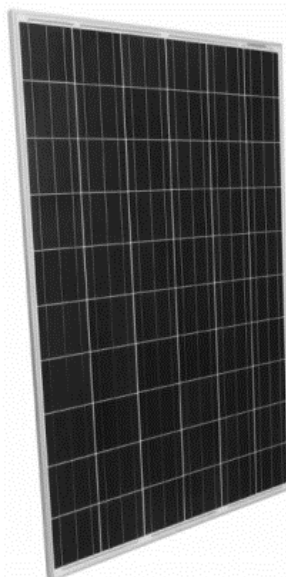
$$0,9 = \frac{2,95\text{MW}}{P_{\text{FV}}} \Rightarrow P_{\text{FV}} = \frac{2,95\text{MW}}{0,90} = 3,27\text{MW}_p \quad (5.2)$$

Para esta potência, considerando um módulo de 320W_p, o número de painéis fotovoltaicos necessários é calculado da forma expressa pela equação (5.3).

$$\frac{3,27\text{MW}_p}{320\text{W}_p} \cong 10.218 \text{ módulos} \quad (5.3)$$

O módulo fotovoltaico de 320W_p, modelo GBR320p, da Globo Brasil Ltda., mostrado na Figura 25, foi escolhido para compor a usina projetada por ser de fabricação nacional e com eficiência certificada pelo Inmetro (INMETRO, 2016), apresentando desempenho aceitável para este tipo de aplicação. A Tabela 1 apresenta os parâmetros necessários para o cálculo do desempenho da usina. Mais detalhes sobre o equipamento encontram-se no anexo A.

Figura 25 - Módulo Fotovoltaico GBR320p.



Fonte: Globo Brasil (2016).

Tabela 1 – Parâmetros do módulo Globo Brasil GBR320p.

Parâmetro	Valor
Potência nominal	320W _p
Coefficiente de temperatura (γ)	-0,43%/°C
NOCT	45°C

Fonte: Globo Brasil (2016).

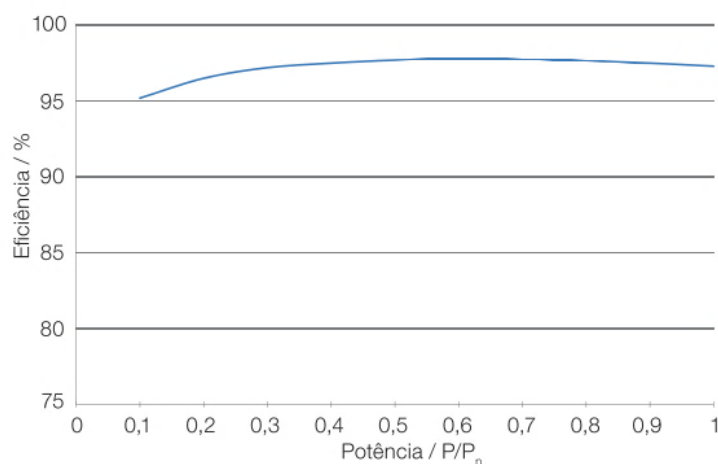
O inversor escolhido é o modelo WEG SIW700 T1650-33, de 1.500kW, mostrado na Figura 26, com a respectiva curva de eficiência apresentada na Figura 27. Mais detalhes deste equipamento podem ser consultados no anexo B.

Figura 26 - Inversor WEG SIW700 T1650-33.



Fonte: WEG (2016).

Figura 27 - Curva de eficiência do inversor WEG SIW700 T1650-33.



Fonte: WEG (2016).

Este inversor trabalha num arranjo tipo *grid tie central*, recebendo a energia de vários módulos fotovoltaicos conectados em série e paralelo, estabilizando o MPPT e fazendo a função de conversor DC/AC. Este arranjo mostra-se adequado a grandes empreendimentos, pois minimiza custos com equipamentos condicionadores de energia e de manutenção e operação.

A tensão total do arranjo em série não pode exceder a tensão de trabalho do inversor. O inversor utilizado tem uma tensão nominal ($V_{\text{nominal}}^{\text{inversor}}$) de 1000V (WEG, 2016), e o módulo fotovoltaico possui tensão em máxima potência ($V_{\text{módulo}}^{\text{máx}}^{\text{mppt}}$) de 37,1V (GLOBO BRASIL, 2016). Dessa forma, obtemos o número máximo de módulos em série é calculado pela expressão (5.4).

$$\frac{V_{\text{inversor nominal}}}{V_{\text{módulo mppt}}} = \frac{1000}{37,1} \cong 26 \text{ módulos em série} \quad (5.4)$$

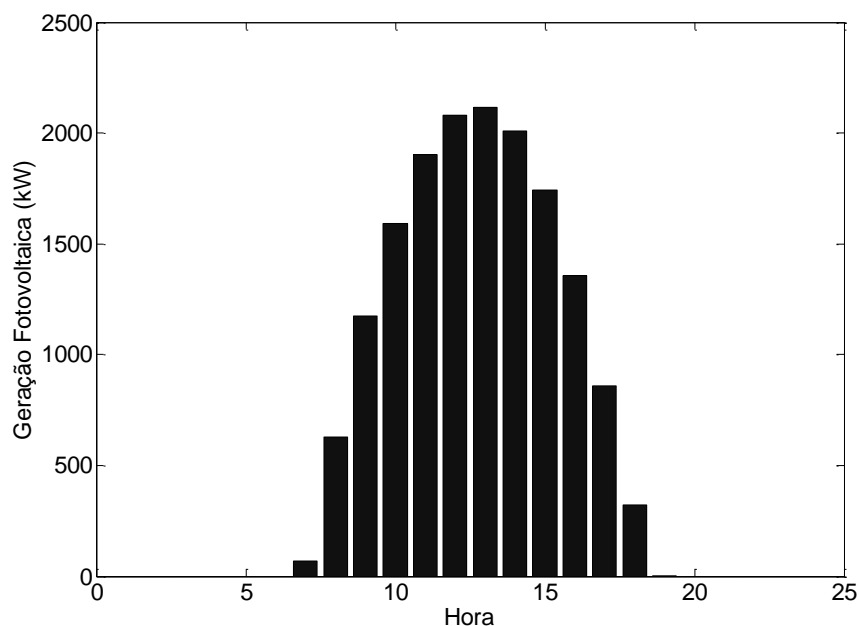
O número máximo de módulos em paralelo é calculado considerando que a corrente produzida pelo arranjo não pode exceder a corrente máxima suportada pelo inversor. Neste caso, a corrente máxima do inversor ($I_{\text{máx}}^{\text{inversor}}$) é de 3.565A (WEG, 2016), e a corrente em máxima potência do módulo ($I_{\text{mppt}}^{\text{módulo}}$) é de 8,63A (GLOBO BRASIL, 2016). Assim, o número máximo de módulos em paralelo é calculado pela equação (5.5).

$$\frac{I_{\text{máx}}^{\text{inversor}}}{I_{\text{mppt}}^{\text{módulo}}} = \frac{3.565}{8,63} \cong 413 \text{ módulos em paralelo} \quad (5.5)$$

Portanto, podemos associar os 10.218 painéis da usina em uma associação de 26 módulos em série e 393 em paralelo. Além disso, a usina dimensionada apresenta uma potência de pico de 2,95MW. Portanto, serão necessários dois inversores operando em paralelo para que seja possível processar a potência total prevista.

Utilizando os dados característicos do modulo fotovoltaico associados às informações de irradiância e temperatura extraídas da base de dados do programa Meteonorm® para a localidade em que a usina será instalada, pode-se traçar curvas diárias de potência produzida pela usina projetada utilizando essas informações nas equações (2.1) e (2.2). Na Figura 28 é apresentada uma curva média diária da usina fotovoltaica projetada, e será usada nas simulações realizadas.

Figura 28 - Potência média diária produzida pela usina fotovoltaica.



Fonte: O Autor (2018)

5.3 Projeto do sistema de armazenamento de energia

Neste trabalho, um sistema de armazenamento de energia a baterias será utilizado para flexibilizar o uso da usina solar fotovoltaica de modo a reduzir o consumo de energia no horário de tarifa mais cara. Para isso, um banco de baterias de 2.000kW de potência nominal será projetado levando em conta a disponibilidade de equipamentos no mercado nacional.

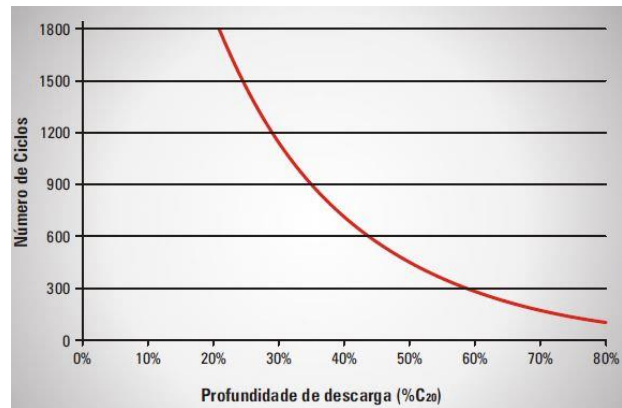
A bateria estacionária Moura Clean 12MF220FV, mostrada na Figura 29a foi escolhida para compor o banco. Este modelo é especialmente projetado para aplicações em sistemas fotovoltaicos isolados ou conectados à rede. A Figura 29b apresenta a curva que mostra a relação entre a profundidade de descarga e número de ciclos máximos da bateria (MOURA, 2014).

Figura 29 - Bateria Fotovoltaica Moura Clean 12MF220FV.

(a) Bateria Moura Clean 12MF220FV; (b) Número de ciclos em função da profundidade de descarga.



(a)



(b)

Fonte: Moura (2014).

Um dado importante para o dimensionamento do banco de baterias é a capacidade de corrente (C_{Ah}) de uma bateria, dada em Ampere-hora (Ah). Este parâmetro expressa a corrente fornecida pela bateria até que a energia armazenada se reduza a 20% do valor inicial, normalmente 100%, de acordo com testes realizados pelo fabricante. O valor dessa corrente multiplicada pela duração do teste é o valor da capacidade da bateria (PINHO et al., 2008). Dessa forma, este parâmetro irá influenciar diretamente nos cálculos da quantidade de baterias que compõe o banco.

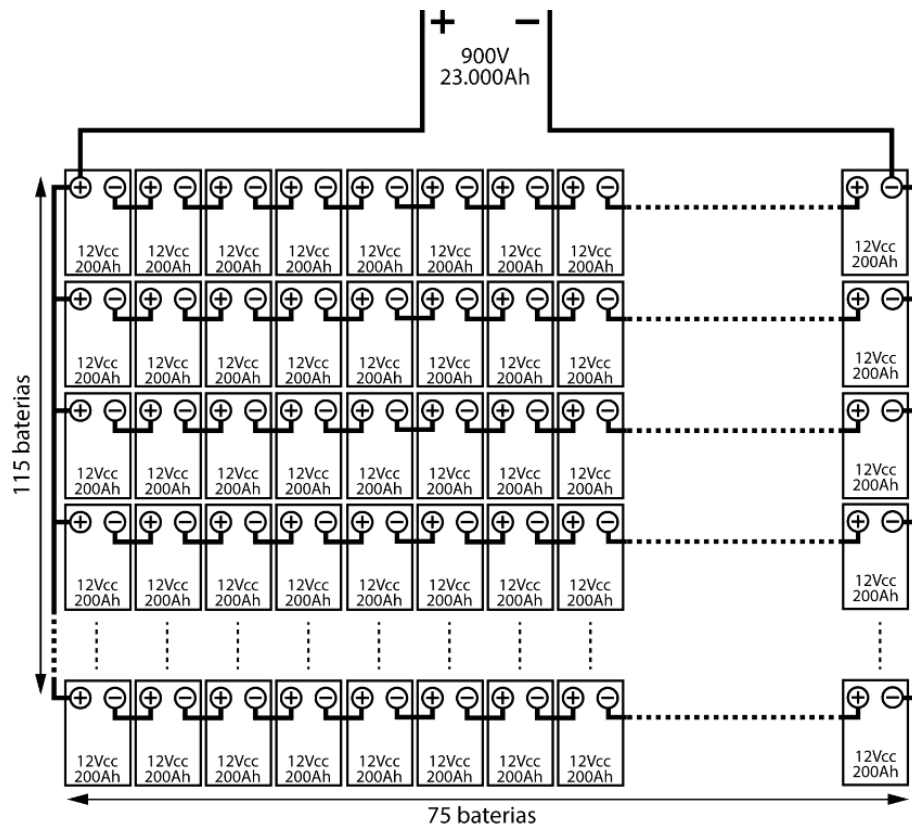
O banco de baterias considerado neste trabalho deverá fornecer uma potência nominal de 2000kW. Portanto, considerando uma tensão terminal 900V para o sistema de armazenamento, calcula-se a corrente máxima extraída ou absorvida pela equação (5.6).

$$I_{bat}^{m\acute{a}x} = \frac{P^{m\acute{a}x}}{V_{banco}} \quad (5.6)$$

resultando em uma corrente máxima de 2.222A. Sendo este o valor da corrente máxima que irá circular pelo inversor, escolhe-se o mesmo equipamento utilizado usina fotovoltaica apresentada no capítulo anterior.

O sistema de armazenamento deverá ser submetido a um regime de descarga diário de pelo menos 10h, considerando ciclos diários. Dessa forma, o dimensionamento levará em conta a capacidade C_{10} da bateria fornecido pelo fabricante, que é de 200Ah (MOURA, 2014). Nesse sentido será necessário um arranjo em série e paralelo que possa fornecer uma corrente maior ou igual ao valor máximo calculado pela equação (5.6). Neste caso, uma associação de 115 baterias em paralelo confere ao banco uma capacidade total de 23.000Ah, o que representa uma corrente máxima de 2.300A considerando o regime de descarga proposto. A tensão de 900V do banco de baterias é obtido através da associação de 75 baterias em série. Multiplicando a tensão nominal pelo valor da capacidade total do banco, obtém-se a capacidade energia total do banco, resultando em 20.700kWh. Dessa forma, o banco de baterias será composto por 8.625 baterias, com a configuração ilustrada na Figura 30.

Figura 30 - Configuração do banco de baterias projetado.



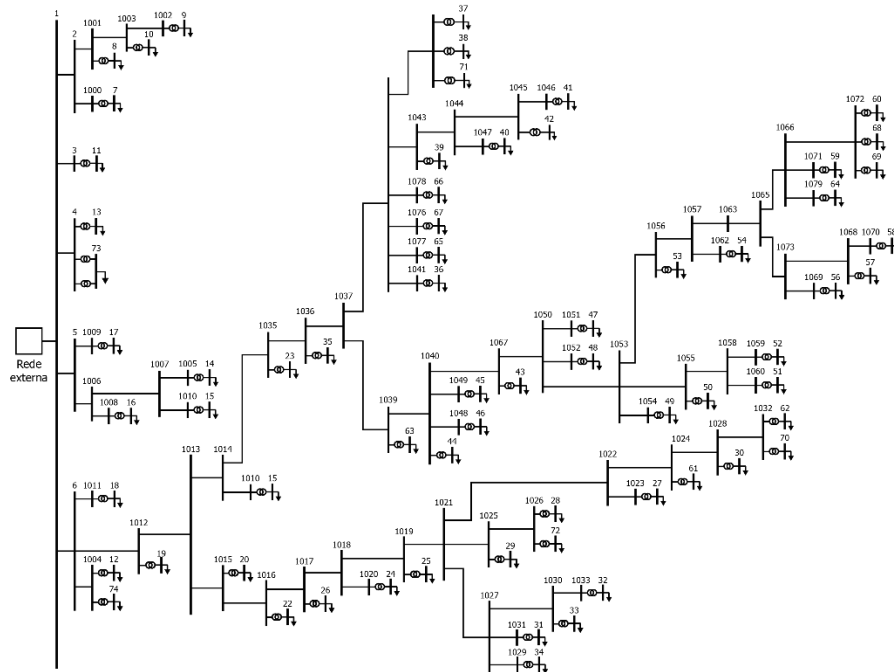
Fonte: O Autor (2018).

5.4 Sistema teste

O campus Belém da Universidade Federal do Pará, localizado as margens do rio Guamá, é identificado pela concessionária de energia local como unidade consumidora UC-19, cujos

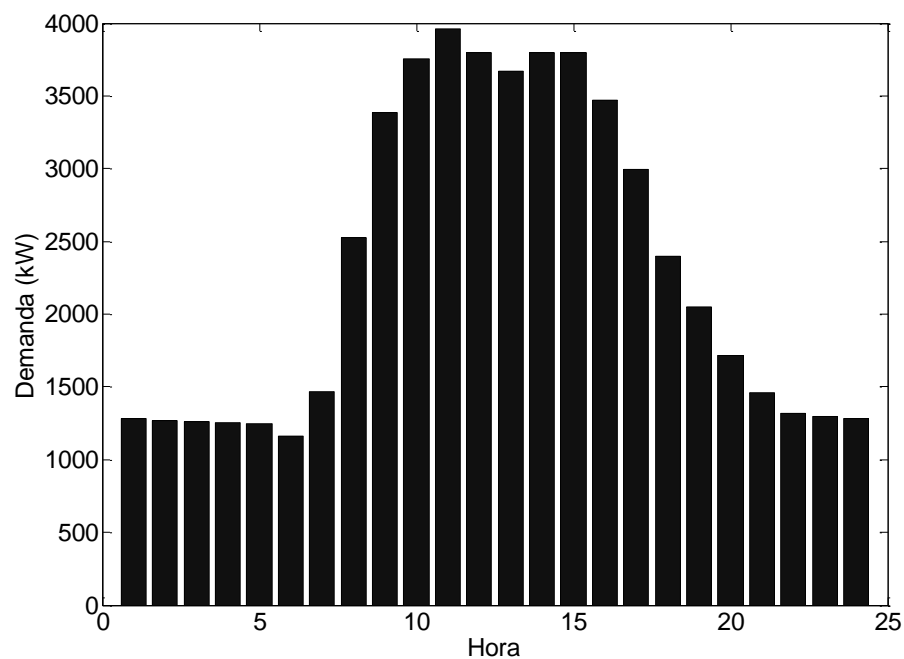
dados estão detalhados em Silva (2013) . O fornecimento de energia é realizado através de um alimentador de 13,8kV, e internamente a distribuição é feita por quatro alimentadores, sendo dois para o setor básico, um para o setor profissional e um para o setor saúde (MATOS, 2016). Na Figura 31 é apresentado o diagrama unifilar de distribuição do sistema do campus. Na Figura 32 é apresentada uma curva de carga diária típica do campus universitário.

Figura 31 - Diagrama unifilar do sistema elétrico de distribuição da UFPa.



Fonte: Adaptado de Silva (2013).

Figura 32 - Curva de demanda média diária da UFPa.



Fonte: O Autor (2018).

5.5 Tarifação

A ANEEL classifica os consumidores em dois grupos tarifários: Grupo A, que é aplicado tarifas relacionadas tanto ao consumo (kWh) quanto à demanda (kW), que caracteriza a tarifa binômia, e o grupo B, que é caracterizado pela tarifação apenas do consumo, que corresponde a tarifa monômia. Este agrupamento é definido em função do nível de tensão em que o consumidor é atendido. Unidades atendidas em tensão abaixo de 2,3kV são classificadas no grupo B. Os consumidores atendidos em tensão acima de 2,3kV pertencem ao grupo A, que é subdividido de acordo com a tensão de atendimento (GUEDES, 2011):

- Subgrupo A1 – nível de tensão acima de 230kV;
- Subgrupo A2 – nível de tensão entre 88 e 138kV;
- Subgrupo A3 – nível de tensão de 69kV;
- Subgrupo A3a – nível de tensão acima de 30kV a 44kV;
- Subgrupo A4 – nível de tensão entre 2,3 e 25kV;
- Subgrupo AS – para sistemas subterrâneos.

A estrutura tarifária, que é o conjunto de tarifas aplicadas de acordo com a modalidade de fornecimento, é dividida em:

- Convencional – Nesta modalidade, um valor de demanda pretendida pelo consumidor é definido independente do horário do dia (ponta ou fora de ponta) ou período do ano (seco e úmido). Além disso, apenas uma tarifa é aplicada sobre o consumo. Consumidores dos subgrupos A3a, A4 e AS só são enquadrados neste modelo de tarifação quando a demanda contratada for inferior a 300kW.
- Horo-sazonal verde – Nesta estrutura, o contrato entre concessionária e consumidor estabelece uma demanda independente do horário do dia, e são aplicadas tarifas diferentes de consumo no horário de ponta e fora de ponta. Vale destacar que no período seco (maio a novembro) as tarifas são mais caras que no período úmido.
- Tarifa Horo-sazonal azul – Os consumidores dos subgrupos A1, A2 e A3 são obrigatoriamente enquadrados nesta estrutura, e para os subgrupos A3a, A4 e AS é opcional a adoção. Nesta modalidade, o contrato estabelece valores diferentes de demanda no horário de ponta e fora de ponta. Além disso, também são aplicadas tarifas diferentes de acordo com a hora do dia.

A UC 19 é atendida em tensão de 13,8kV, desse modo é enquadrada no subgrupo A4. O contrato atual de fornecimento de energia da unidade é a tarifa horo-sazonal verde, com uma

demanda contratada de 5.900kW (MATOS, 2016). Os valores praticados pela CELPA de acordo com a resolução homologatória 2.117/2016 são descritos na Tabela 2 (CELPA, 2016).

Tabela 2 - Tarifas praticadas pela CELPA (08/2016).

Posto tarifário	Valor (R\$/kWh)
Ponta (19h - 21h)	2,25626
Fora de Ponta (demais horários)	0,28859

Fonte: CELPA (2016).

5.6 Resultados

Para verificar os resultados obtidos, três cenários foram considerados, caracterizados pela presença de uma unidade de geração distribuída associada a um sistema de armazenamento, além da aplicação ou não de um gerenciamento desses recursos:

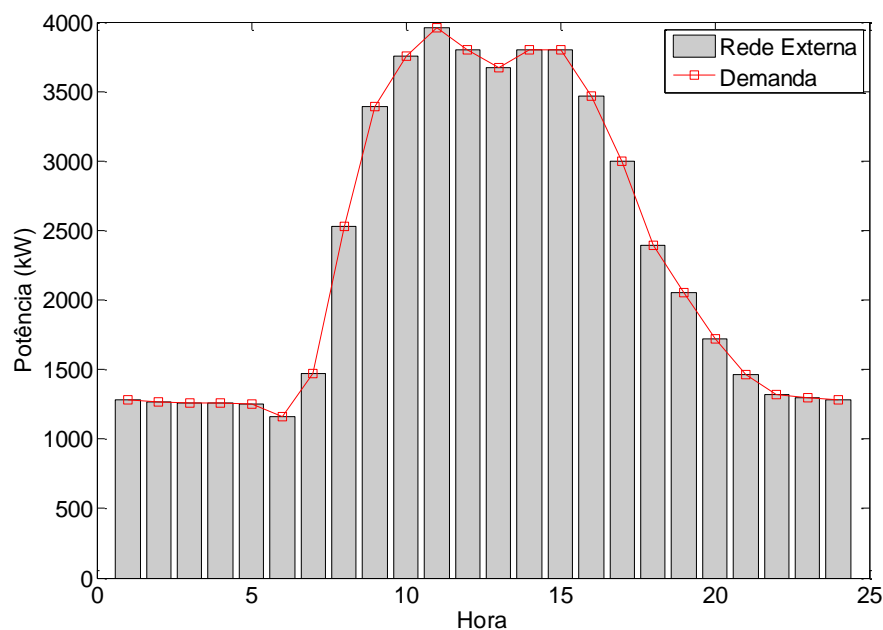
- **Cenário 1:** Nenhuma unidade de geração própria disponível;
- **Cenário 2:** Apenas geração fotovoltaica integrada à rede do campus;
- **Cenário 3** Geração fotovoltaica associada a um sistema de armazenamento de energia, aplicando a metodologia de gerenciamento.

Os cenários serão detalhados nos itens a seguir.

5.6.1 Cenário 1 - Apenas a rede externa atende à demanda do campus

Este cenário é caracterizado pela ausência de recursos energéticos próprios. Assim, toda a demanda interna do campus universitário é atendida pela concessionária local (rede externa) como ilustrado na Figura 33.

Figura 33 - Participação da rede externa no atendimento à demanda do campus - Cenário 1.

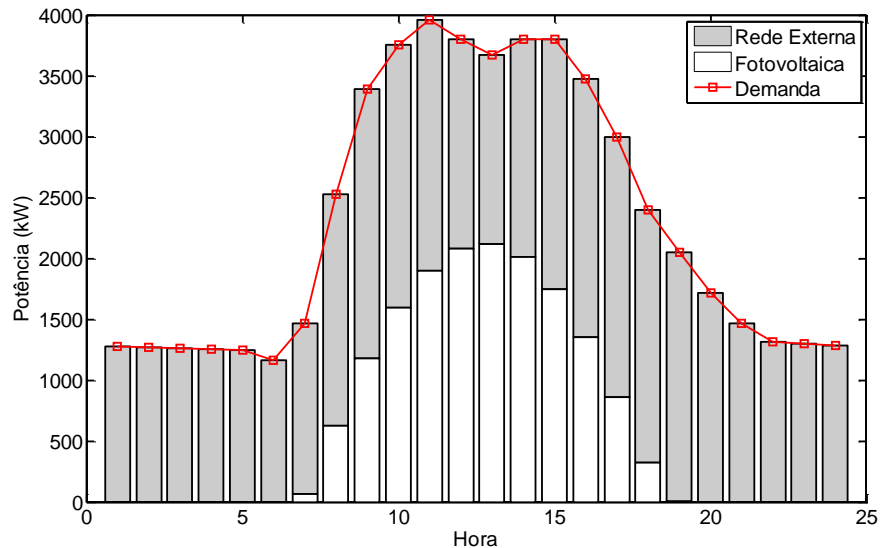


Fonte: O Autor (2018).

5.6.2 Cenário 2 - Apenas geração fotovoltaica integrada à rede

Neste caso, a usina solar fotovoltaica projetada no item 5.2 é inserida na rede do campus universitário, suprimindo a demanda quando este recurso está disponível como ilustra a Figura 34.

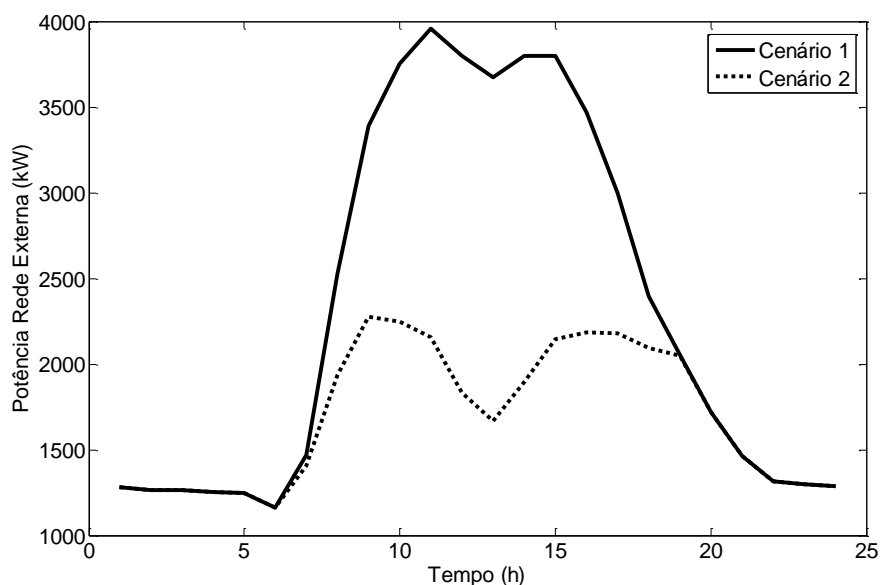
Figura 34 - Participação dos recursos energéticos no atendimento à demanda - Cenário 2.



Fonte: O Autor (2018).

A redução do custo diário com energia neste cenário é resultado do atendimento à demanda apenas no horário fora de ponta, período em que o recurso solar está disponível. No horário de ponta, não há disponibilidade de geração solar e a demanda é totalmente suprida pela rede externa, o que torna a redução de custo menos significativa devido ao preço da energia neste horário. Na Figura 35 é comparada a potência absorvida da rede externa nos cenários 1 e 2.

Figura 35 - Potência absorvida da rede externa nos cenários 1 e 2.

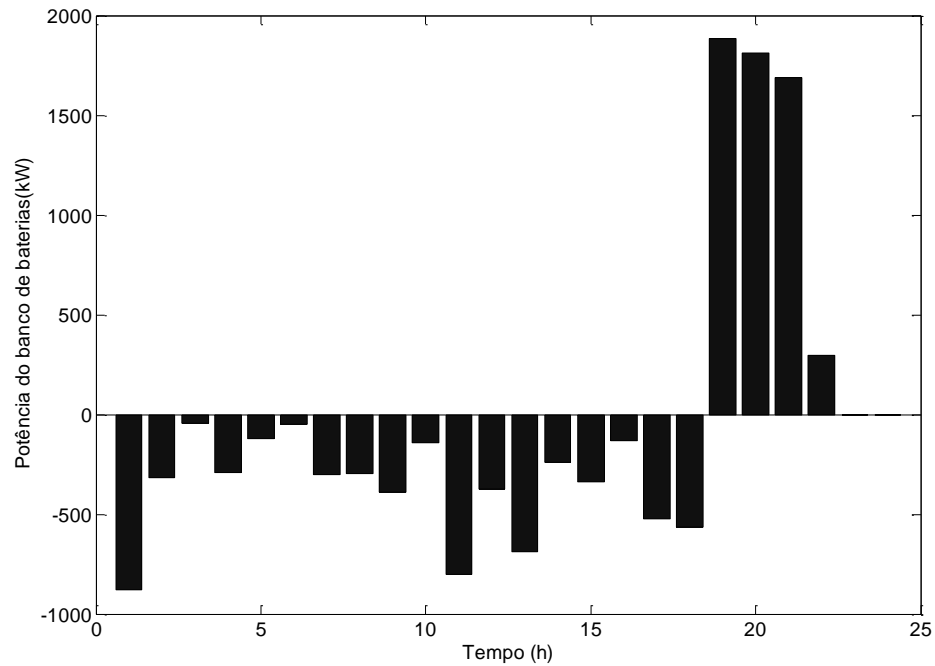


Fonte: O Autor (2018).

5.6.3 Cenário 3 - Geração fotovoltaica com sistema de armazenamento de energia

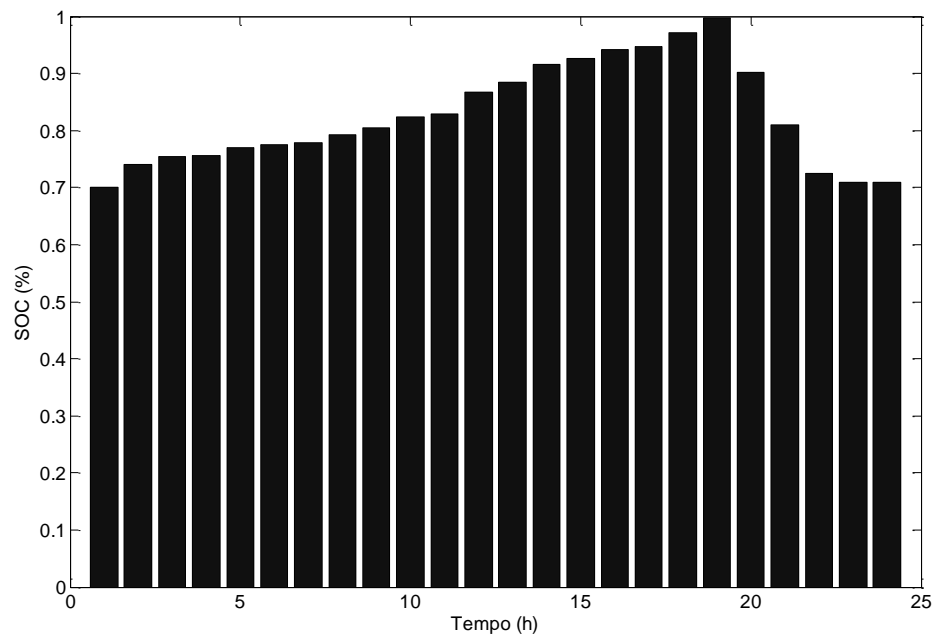
Neste caso o sistema de armazenamento de energia trabalha em conjunto com a geração fotovoltaica. A curva de carga e descarga é determinada pelo método de gerenciamento via otimização, sendo apresentada na Figura 36 e o respectivo estado da carga (SOC) diário mostrado na Figura 37.

Figura 36 - Curva diária de carga/descarga do sistema de armazenamento.



Fonte: O Autor (2018).

Figura 37 - Estado da carga (SOC) diário associado à solução ótima.



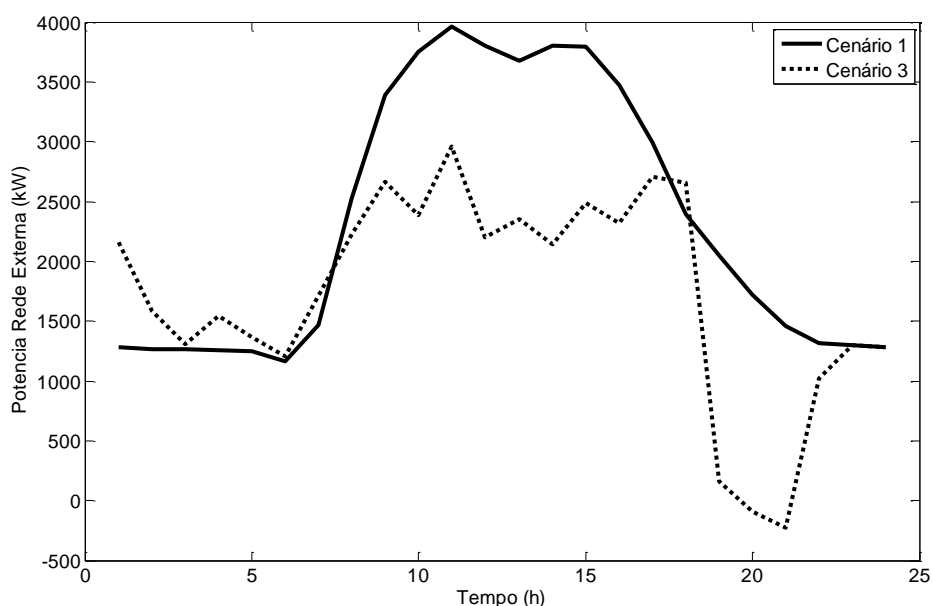
Fonte: O Autor (2018).

5.7 Análise técnica e econômica

Uma das principais consequências da geração própria de energia é a alteração do perfil de demanda daquela unidade consumidora, do ponto de vista da concessionária. A unidade de geração distribuída irá atender parte ou todo o consumo interno, reduzindo a compra de energia, consequentemente modificando o perfil de carga daquela unidade.

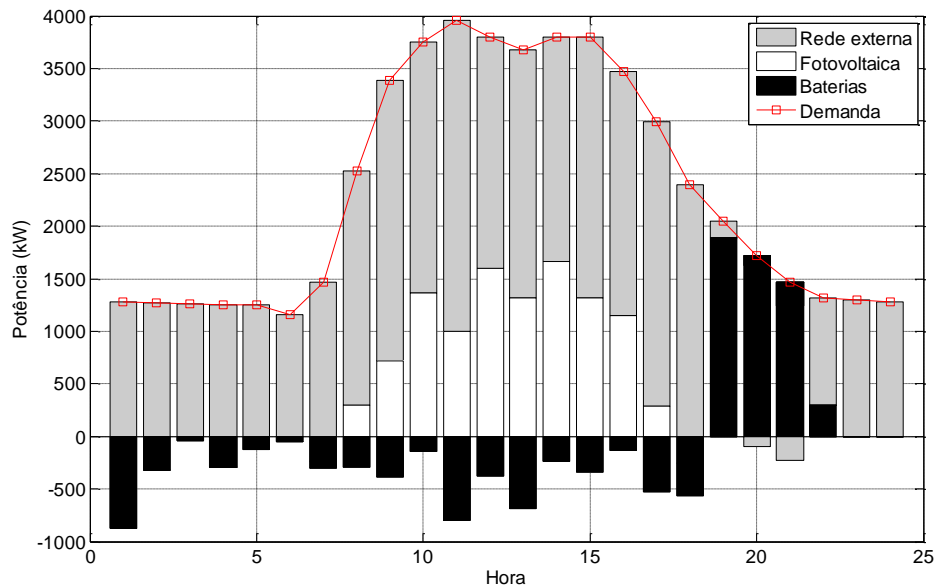
A metodologia de gerenciamento proposta reduziu o custo diário de operação minimizando a compra de energia da rede externa (P_{rede}), determinando um perfil de carga e descarga para o sistema de armazenamento levando em consideração a disponibilidade de energia fotovoltaica e também o preço da tarifa a cada hora. No cenário 3, o banco de baterias é carregado gradualmente ao longo do dia, permitindo maior aproveitamento do recurso solar quando este estiver disponível, podendo utilizar a rede externa para armazenar energia caso seja mais vantajoso. Esse fato leva a uma alteração da demanda vista pela concessionária como mostra a Figura 38.

Figura 38 – Comparação da potência absorvida da rede externa para os cenários 1 e 3.



Fonte: O Autor (2018).

A alteração da curva de demanda é resultado da participação da geração fotovoltaica integrada ao sistema de armazenamento. Neste caso, o algoritmo de otimização induziu a compra de energia da rede principal em horários de baixa demanda e tarifa mais barata, maximizando o aproveitamento do recurso solar fotovoltaico que em períodos de picos de consumo. Na Figura 39, é mostrada a participação de cada recurso energético no atendimento à demanda.

Figura 39 - Participação dos recursos energéticos no atendimento à demanda – Cenário 3.

Fonte: O Autor (2018).

Para o perfil de carga e descarga da Figura 36, o SOC manteve-se dentro dos limites estabelecidos, como mostra a Figura 37. Nesse caso, a profundidade máxima de descarga foi de 30%, com ciclos diários de carga e descarga. Sabendo que a curva de demanda diária apresentada na Figura 32 corresponde à demanda do campus em um dia útil, e que a tarifa TOU aplica valores de consumo diferenciado para o horário de ponta apenas em dias úteis, então considera-se que o esquema de gerenciamento ótimo só é aplicado em dias úteis. Dessa forma, considerando que anualmente ocorrem 200 dias úteis e que, de acordo com a Figura 29b, respeitando uma profundidade máxima de descarga de 30% as baterias suportam 1200 ciclos de carga e descarga, então a vida útil dos elementos armazenadores será de aproximadamente 6 anos.

Cada cenário proposto apresenta uma característica própria, tanto na composição do parque gerador quanto na forma de gerenciar-lo. Como consequência, existe um custo diário de operação relacionado com a compra de energia da rede externa para cada um destes cenários, representando o impacto econômico da implantação destes novos elementos de geração. A Tabela 3 mostra os custos diários, calculados pela equação (4.4), considerando a política tarifária descrita na Tabela 2.

Tabela 3 - Comparação dos custos para os diferentes cenários propostos.

Cenário	Custo Diário (R\$/dia)
Cenário 1	26.350,94
Cenário 2	22.010,94
Cenário 3	11.652,30

A implantação de um sistema de armazenamento de energia reduziu a compra de energia da rede externa em períodos de tarifa mais cara, que ocorre em horários que a geração fotovoltaica não está disponível, resultando em uma redução considerável do custo diário. No cenário 3, o esquema de gerenciamento aplicado proporcionou maior interação entre todos os recursos energéticos disponíveis, inclusive a rede externa, determinando um comportamento mais ativo do banco de baterias ao longo do dia. Com isso, em momentos de maior demanda, o sistema de armazenamento carrega de maneira mais suave, permitindo maior aproveitamento da geração fotovoltaica em períodos de picos consumo, resultando na minimização do custo diário.

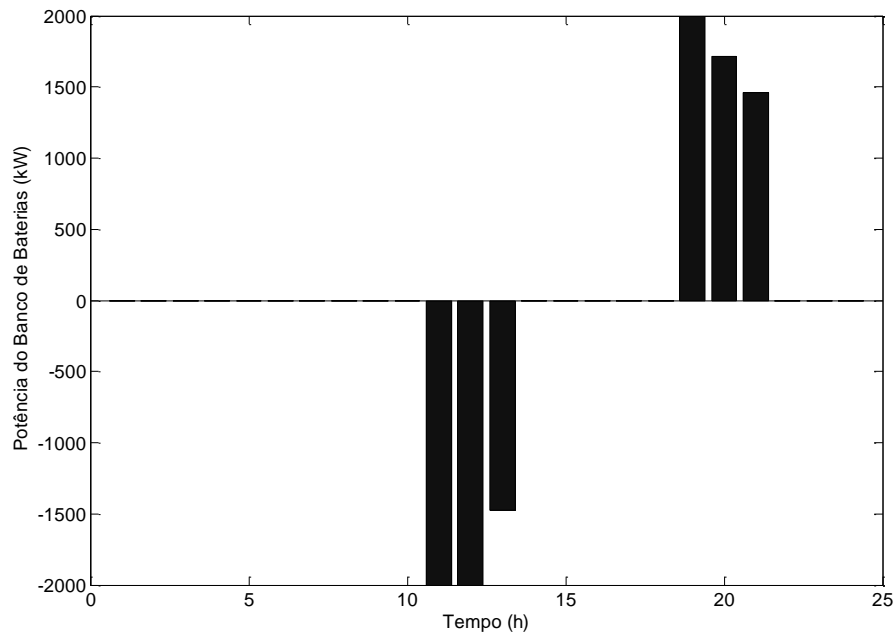
5.8 Avaliação do algoritmo implementado

A característica estocástica dos métodos metaheurísticos de otimização leva à obtenção de resultados diferentes a cada execução da ferramenta, devido a característica aleatória associada ao processo de busca de uma solução. Dessa forma, torna-se necessária a avaliação qualitativa dos resultados obtidos, em uma série de execuções do algoritmo implementado. Neste trabalho foi aplicada uma análise estatística dos resultados obtidos pelo Recozimento simulado, observando a média e o desvio padrão de cada resposta fornecida pela ferramenta.

A avaliação do algoritmo implementado foi realizada analisando estatisticamente os resultados de repetidas simulações. Para isso, 40 simulações foram executadas, sendo 20 considerando a solução inicial apresentada na Figura 40, definida como solução inicial 1, e as outras 20 simulações partiram de uma solução inicial nula, sendo definida como solução inicial 2. A solução inicial tem um papel importante no desempenho do algoritmo. Espera-se chegar a uma solução ótima independente do ponto de partida, com baixa dispersão entre os valores encontrados.

Os parâmetros característicos do recozimento simulado foram determinados por experimentação, mantendo um compromisso entre tempo computacional e qualidade dos resultados. A temperatura inicial foi calculada pelo método auto adaptativo apresentado em Souza (2011). Definiu-se a temperatura final em 0,001 e a taxa de resfriamento em 0,95, o número máximo de 200 iterações a cada temperatura e 500 ciclos de resfriamento. Além disso, um esquema de reaquecimento foi implementado elevando a temperatura 4 vezes nas iterações 80, 150, 250 e 400. Isto permite a aceitação de movimentos de piora da solução, permitindo ao algoritmo escapar de mínimos locais em momentos de estagnação (REEVES; DOWNSLAND, 1993). Todas as simulações foram executadas mantendo os parâmetros constantes.

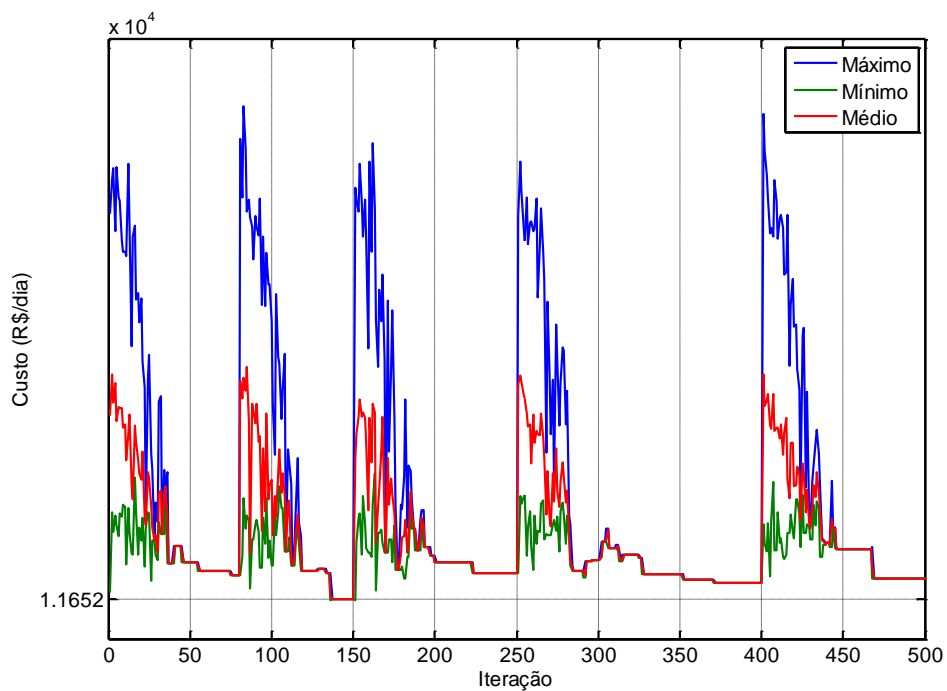
Figura 40 - Solução Inicial 1.



Fonte: O Autor (2018).

A evolução dos valores máximo, mínimo e médio do custo encontrado a cada ciclo de resfriamento é mostrada na Figura 41, ilustrando o comportamento do algoritmo durante a busca pela melhor solução. Os valores convergem para uma solução ótima e, a cada etapa de aquecimento custos maiores (movimentos “piores”) são aceitos e o processo de convergência se repete até que o número máximo de ciclos de resfriamento é atingido, encerrando o algoritmo.

Figura 41 - Custo máximo, médio e mínimo obtido a cada ciclo de resfriamento (iteração).



Fonte: O Autor (2018).

A análise estatística dos resultados levou em consideração o valor médio dos resultados e o grau de dispersão das soluções ótimas encontradas, numericamente representada pelo desvio padrão. Na Tabela 4 estes parâmetros são apresentados considerando os resultados de todas as simulações realizadas, para as duas condições iniciais adotadas.

Tabela 4 - Avaliação estatística do algoritmo.

	Mínimo (R\$/dia)	Média (R\$/dia)	Máximo (R\$/dia)	Desvio padrão (R\$/dia)
Solução Inicial 1	11.652,30	11.833,31	11.902,80	89,18
Solução Inicial 2	11.890,73	11.908,06	12.348,17	183,64

A média das soluções ótimas encontradas apresentaram um baixo desvio padrão para ambas as condições iniciais, representando cerca de 0,75% do valor médio. A média dos resultados apresentaram valores próximos para ambas as condições iniciais, mostrando a convergência do método a um valor ótimo aproximado, independente da solução inicial adotada, mostrando que para este tipo de aplicação, o Recozimento Simulado apresenta boa precisão dos resultados obtidos.

5.9 Considerações Finais

A utilização de um método de gerenciamento do banco de baterias levou a uma integração entre todos os recursos de energia disponíveis, resultando na minimização da compra de energia da rede externa e, conseqüentemente, do custo diário de operação. Para isto, uma curva diária de carga e descarga do sistema de armazenamento de energia foi obtida utilizando a ferramenta de otimização Recozimento Simulado, que forneceu uma solução de custo diário reduzido e que atende as restrições operacionais.

Os custos de cada cenário de operação proposto foram comparados, e foi observado que a minimização dos custos de operação foi obtida quando foram levados em consideração a característica intermitente da fonte renovável e a variação de preços da tarifa de energia e da demanda ao longo do dia, como proposto no cenário 3. Portanto, em um contexto híbrido de geração de energia, a utilização de uma metodologia de gerenciamento resulta em um melhor aproveitamento de todos os recursos energéticos disponíveis.

O algoritmo desenvolvido apresentou um comportamento convergente dos resultados, mostrando que o algoritmo implementado fornece resultados aceitáveis para a aplicação proposta, com baixa dispersão entre as soluções obtidas de várias execuções do programa.

6 CONCLUSÕES

O gerenciamento de energia proposto neste trabalho considerou uma rede elétrica cuja demanda corresponde a do campus universitário da Universidade Federal do Pará, dispondo de uma fonte de geração fotovoltaica e um sistema de armazenamento de baterias, conectada à rede externa. Para otimizar o uso destes recursos, o algoritmo de otimização Recozimento Simulado foi aplicado para definir uma curva diária de carga e descarga do banco de baterias tal que o custo de operação do sistema seja mínimo. Para isto, reduziu-se a compra de energia da rede externa ao mesmo tempo as restrições técnicas sejam respeitadas, mantendo o atendimento da demanda e considerando a tarifa do tipo TOU utilizada pela concessionária local.

A metodologia proposta minimizou a compra de energia da rede externa através da modificação do perfil de demanda, m o pico de consumo para momentos de menor consumo e tarifa mais barata, através do perfil diário de carga e descarga obtido via otimização. A modelagem do problema levou em conta variáveis como preço da tarifa de energia, disponibilidade de geração solar e também a demanda da rede, integrando os recursos disponíveis e maximizando o aproveitamento da geração fotovoltaica. A curva diária fornecida pelo algoritmo de otimização manteve o estado da carga do banco de baterias dentro de seus limites, maximizando assim a vida útil dos equipamentos e, ao mesmo tempo, reduziu os custos com a compra de energia da concessionária, carregando o banco de baterias em períodos de tarifa mais barata e maior disponibilidade de geração solar, injetando energia na rede em horários de tarifa mais cara. Assim, o carregamento do banco de baterias foi distribuído ao longo do dia e, no posto tarifário de ponta, o sistema era capaz de atender a demanda da rede, minimizando a compra de energia nesse período e, conseqüentemente, o custo diário de operação.

O método do recozimento simulado demonstrou-se adequado para a aplicação proposta. O algoritmo implementado foi avaliado considerando seu caráter aleatório através do desvio padrão e a média dos resultados obtidos depois de várias execuções do algoritmo, apresentando baixa dispersão dos resultados e um valor médio aproximado a partir de duas soluções iniciais diferentes, revelando a robustez e eficácia do método implementado.

Como sugestões de trabalhos futuros, propõe-se a comparação de outras ferramentas de otimização metaheurística no problema de gerenciamento de energia, verificando estatisticamente os resultados de cada método. Também, sugere-se a integração de outros modelos de geração, renovável ou não, aplicando modelos apropriados de cada tecnologia, bem

como outras tecnologias de armazenamento de energia elétrica. Por fim, a verificação de impactos técnicos do gerenciamento do ponto de vista da concessionária, como mudança no perfil de tensão e perdas ativas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABB. **EssPro™ - Battery energy storage - The power to control energy**. Power Grids Integration. **Anais...**Switzerland: 2017

ALMADA, J. B. et al. A centralized and heuristic approach for energy management of an AC microgrid. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 60, p. 1396–1404, 2016.

AMIRANTE, R. et al. Overview on recent developments in energy storage: Mechanical, electrochemical and hydrogen technologies. **Energy Conversion and Management**, v. 132, p. 372–387, 2017.

ANEEL. **BIG - Banco de Informações de Geração**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 23 out. 2017.

ANTONIOU, A.; LU, W.-S. **Practical Optimization - Algorithms and Engineering Applications**. Boston, MA: Springer US, 2007.

BANHAM-HALL, D. D. et al. Flow batteries for enhancing wind power integration. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 27, n. 3, p. 1690–1697, 2012.

BAÑOS, R. et al. Optimization methods applied to renewable and sustainable energy: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, n. 4, p. 1753–1766, maio 2011.

BAZARAA, M. S.; JARVIS, J. J.; SHERALI, H. D. **Linear Programming and Network Flows**. Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, Inc., 2009.

BAZARAA, M. S.; SHERALI, H. D.; SHETTY, C. M. **Nonlinear Programming**. 3rd Editio ed. Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, Inc., 2006.

BERTSEKAS, D. P. **Nonlinear Programming**. 2nd Editio ed. Belmont, Mass.: Athena Scientific, 1999.

BUENO, A. F. M.; BRANDÃO, C. A. L. **Visão Geral de Tecnologia e Mercado para os Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica no Brasil**. Belo Horizonte: [s.n.].

BUENO, V.; SOEIRO, F. J. O Recozimento Simulado como Ferramenta de Otimização Global.

Revista Militar de Ciência e Tecnologia, p. 5–13, 1997.

CELPA. **Tarifas CELPA - Grupo A** Belém/PA, 2016. Disponível em: <<http://www.celpa.com.br/display/d109737a-528f-42e8-bef2-633d1dcbfdfb>>

CEMIG. **Usina solar Mineirão**. Disponível em: <<http://www.cemig.com.br/sites/Imprensa/pt-br/Paginas/Usina-Solar-do-Mineirao.aspx>>. Acesso em: 6 jun. 2017.

CERQUEIRA JR, S. **Despacho econômico e ambiental em microrredes usando algoritmo de busca direta**. VI Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE). **Anais...2016**

CHEN, C. et al. Smart energy management system for optimal microgrid economic operation. **IET Renewable Power Generation**, v. 5, n. 3, p. 258, 2011.

CHEN, H. et al. Progress in electrical energy storage system: A critical review. **Progress in Natural Science**, v. 19, n. 3, p. 291–312, 2009.

DUFO-LÓPEZ, R.; BERNAL-AGUSTÍN, J. L. Techno-economic analysis of grid-connected battery storage. **Energy Conversion and Management**, v. 91, p. 394–404, 2015.

EKANAYAKE, J. et al. **Smart Grid: Technology and Applications**. [s.l: s.n.].

EMMANUEL, M.; RAYUDU, R. Evolution of dispatchable photovoltaic system integration with the electric power network for smart grid applications: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 67, p. 207–224, 2017.

ENEL. **Nova Olinda: um futuro guiado pela energia renovável**. Disponível em: <<https://www.enel.com.br/pr/historias/a201711-uma-viagem-pelo-passado-e-pelo-futuro-no-sertao-do-piaui.html>>. Acesso em: 6 dez. 2017a.

ENEL. **Parque de Energia Renovável é inaugurado na Bahia**.

ENGIE. **Usina Solar Cidade Azul**. Disponível em: <<http://www.tractebelenergia.com.br/wps/portal/internet/parque-gerador/usinas-complementares/solar-cidade-azul>>. Acesso em: 6 dez. 2017.

EPE. **Balanco Energético Nacional**. Rio de Janeiro: [s.n.].

FATHIMA, A. H.; PALANISAMY, K. Optimization in microgrids with hybrid energy systems

- A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 45, p. 431–446, 2015.

FUENTES, M. et al. Application and validation of algebraic methods to predict the behaviour of crystalline silicon PV modules in Mediterranean climates. **Solar Energy**, v. 81, n. 11, p. 1396–1408, 2007.

GALÁD, M. et al. Analysis of state of charge estimation methods for smart grid with VRLA batteries. **Electrical Engineering**, 29 jul. 2017.

GHAEM, S. et al. Optimum Design of a hybrid PV-CSP-LPG Microgrid with Particle Swarm Optimization Technique. **Applied Thermal Engineering**, 2015.

GLOBO BRASIL. **Módulo Fotovoltaico de Silício Policristalino GBR-320** Globo Brasil Industria Brasileira de Painéis Solares, , 2016.

GLOVER, F.; KOCHENBERGER, G. A. **Handbook of Metaheuristics**. Boston: Springer US, 2003. v. 57

GUEDES, J. C. DE S. **Manual de Tarifação da Energia Elétrica**, 2011.

HILL, C. A. et al. Battery Energy Storage for Enabling Integration of Distributed Solar Power Generation. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 3, n. 2, p. 850–857, jun. 2012.

HO, W. S. et al. Optimal scheduling of energy storage for renewable energy distributed energy generation system. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 58, p. 1100–1107, 2016.

IEA. **Tracking Clean Energy Progress 2016**. [s.l.: s.n.]. Disponível em: <http://www.iea.org/media/etp/Tracking_Clean_Energy_Progress.pdf>.

INMETRO. **Tabela de Eficiência Energética - Sistema de Energia Fotovoltaica - Módulos - Edição 02/2016**, 2016. Disponível em: <http://www.inmetro.gov.br/consumidor/pbe/tabela_fotovoltaico_modulo.pdf>

IRENA. Case studies: Battery storage. **International Renewable Energy Agency**, 2015a.

IRENA. **Battery Storage for Renewables: Market Status and Technology Outlook** International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi: [s.n.].

IRENA. **REthinking Energy 2017: Accelerating the global energy transformation**. Abu

Dhabi: [s.n.], v. 55

JENKINS, N. et al. **Embedded Generation**. [s.l.] Institution of Engineering and Technology, 2000.

KARTHIKEYAN, A.; MANIKANDAN, K.; SOMASUNDARAM, P. **Economic dispatch of microgrid with smart energy storage systems using Particle Swarm Optimization**. 2016 International Conference on Computation of Power, Energy Information and Commuincation (ICCPEIC). **Anais...IEEE**, abr. 2016Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/7557326/>>

KATIRAEI, F. et al. Microgrid Management. **IEEE power & energy magazine**, v. 6, n. june, p. 54–65, 2008.

KIRKPATRICK, S.; GELATT, C. D.; VECCHI, M. P. Optimization by Simulated Annealing. **Science**, v. 220, n. 4598, p. 671–680, 1983.

KOLLER, M. et al. Review of grid applications with the Zurich 1 MW battery energy storage system. **Electric Power Systems Research**, v. 120, p. 128–135, 2015.

KOOHI-KAMALI, S. et al. Emergence of energy storage technologies as the solution for reliable operation of smart power systems: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 25, p. 135–165, set. 2013.

KUSKO, A.; DEDAD, J. Stored energy - Short-term and long-term energy storage methods. **IEEE Industry Applications Magazine**, v. 13, n. 4, p. 66–72, 2007.

LEVINE, J. G. Applications of Energy Storage to Generation and Absorption of Electrical Power. In: **Large Energy Storage Systems Handbook**. [s.l: s.n.].

LOTT, M. C.; KIM, S.-I. Technology Roadmap - Energy Storage. In: **Springer Reference**. Berlim: Springer-Verlag, 2014. p. 64.

LUO, X. et al. Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. **Applied Energy**, v. 137, p. 511–536, 2015.

MAHLIA, T. M. I. et al. A review of available methods and development on energy storage; technology update. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 33, p. 532–545, 2014.

MAHMOUDI, I. R. H. **The control strategy for a hybrid wind-photovoltaic system with compressed air storage element**. 2016 International Conference on Electrical and Information Technologies (ICEIT). **Anais...IEEE**, maio 2016Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/7519568/>>

MATOS, E. O. DE. **Análise não Paramétrica para Identificação de Fontes de Distorções Harmônicas em Sistemas de Energia Elétrica: Um Estudo Aplicado no Campus Universitário do Guamá da Universidade Federal do Pará**. [s.l.] Universidade Federal do Pará, 2016.

MEKHILEF, S.; SAIDUR, R.; SAFARI, A. Comparative study of different fuel cell technologies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 16, n. 1, p. 981–989, 2012.

MENICUCCI, D. F.; FERNANDEZ, J. P. User's Manual for PVFORM: A Photovoltaic System Shulation Program For Stand-Alone and Grid-interactive Applications. **Sandia Report**, n. October, p. 94, 1989.

MESSENGER, R.; VENTRE, J. **Photovoltaic Systems Engineering**. 2nd. ed. [s.l.] CRC Press, 2005.

METEOTEST. **Meteonorm Software - Irradiation data for every place on Earth**. Disponível em: <www.meteonorm.com>. Acesso em: 12 dez. 2016.

METROPOLIS, N. et al. Equations os State Calculation by Fast Computing Machines. **The Journal of Chemical Physics**, v. 21, 1953.

MOHAMED, F. A.; KOIVO, H. N. Multiobjective optimization using Mesh Adaptive Direct Search for power dispatch problem of microgrid. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 42, n. 1, p. 728–735, 2012.

MOMOH, J. **Smart Grid - Fundamentals of Design and Analysis**. New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2012.

MONTICELLI, A. J.; ROMERO, R.; ASADA, E. N. Fundamentals of Simulated Annealing. In: LEE, K. Y.; EL-SHARKAWI, M. A. (Eds.). **Modern Heuristic Optimization Techniques**. Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, Inc., 2008. p. 123–146.

MOURA. **Manual Técnico - Baterias Moura Clean NanoMoura Brasil**, , 2014.

NWULU, N. I.; XIA, X. Optimal dispatch for a microgrid incorporating renewables and demand response. **Renewable Energy**, v. 101, p. 16–28, 2017.

PAVLOV, D.; PAPAHOV, G.; GERANSKA, M. **Battery Energy Storage Systems**. [s.l: s.n.].

PEREIRA, E. B. et al. **Atlas brasileiro de energia solar**. 1ª Edição ed. São José dos Campos: INPE, 2006.

PINHO, J. et al. **Sistemas Híbridos - Soluções Energéticas para a Amazônia**. 1ª ed. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2008.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. **Manual de Engenharia pra Sistemas Fotovoltaicos**. 1ª Edição ed. Rio de Janeiro: CEPEL - CRESEB, 2014.

PORTAL AMAZONIA. **Em Belém, Hangar será abastecido com energia solar**. Disponível em: <<http://portalamazonia.com/noticias/em-belem-hangar-sera-abastecido-com-energia-solar>>. Acesso em: 6 dez. 2017.

RAJU, M.; KUMAR KHAITAN, S. Modeling and simulation of compressed air storage in caverns: A case study of the Huntorf plant. **Applied Energy**, v. 89, n. 1, p. 474–481, 2012.

RAO, S. S. **Engineering Optimization: Theory and Practice**. 4th Editio ed. Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, Inc., 2009.

REDDY, S. S. Optimal scheduling of thermal-wind-solar power system with storage. **Renewable Energy**, v. 101, p. 1357–1368, 2017.

REEVES, C.; DOWNSLAND, K. A. Simulated annealing. In: **Modern Heuristic Techniques for Combinatorial Problems**. 1st. ed. New York: John Wiley & Sons, Inc., 1993. p. 320.

REMUND, J. et al. Meteororm Handbook Part I: Software. **Meteororm Handbook**, n. February, p. 55, 2013.

REN21. **Renewables 2016 Global Status Report**. Paris: [s.n.].

RODRIGUES, E. M. G. et al. Energy storage systems supporting increased penetration of renewables in islanded systems. **Energy**, v. 75, p. 265–280, 2014.

RODRIGUEZ, G. D. **Operating experience with the Chino 10 MW/40 MWh battery energy storage facility**. Proceedings of the 24th Intersociety Energy Conversion Engineering Conference. **Anais...IEEE**, 1989Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=74691>>

SANI HASSAN, A.; CIPCIGAN, L.; JENKINS, N. Optimal battery storage operation for PV systems with tariff incentives. **Applied Energy**, v. 203, p. 422–441, 2017.

SILVA, A. E. **Optimal Allocation and Sizing of Photovoltaic Generation using Genetic Algorithms**. [s.l.] Universidade Federal do Pará, 2013.

SKOPLAKI, E.; PALYVOS, J. A. On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations. **Solar Energy**, v. 83, n. 5, p. 614–624, 2009.

SOUSA, T. et al. Intelligent energy resource management considering vehicle-to-grid: A simulated annealing approach. **Smart Grid, IEEE Transactions on**, v. 3, n. 1, p. 535–542, 2012.

SOUZA, M. **Inteligência Computacional para Otimização**Ouro PretoDepartamento de Computação, Instituto de Ciências Exatas e Biológicas. Universidade Federal de Ouro Preto, , 2011.

TAKEUCHI, A. et al. Optimal Scheduling Using Metaheuristics for Energy Networks. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 3, n. 2, p. 968–974, jun. 2012.

TAN, X.; LI, Q.; WANG, H. Advances and trends of energy storage technology in Microgrid. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 44, n. 1, p. 179–191, 2013.

TELARETTI, E. et al. Economic feasibility of stationary electrochemical storages for electric bill management applications: The Italian scenario. **Energy Policy**, v. 94, p. 126–137, 2016.

TELARETTI, E.; DUSONCHET, L. **Battery storage systems for peak load shaving applications: Part 1: Operating strategy and modification of the power diagram**. 2016 IEEE 16th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC). **Anais...IEEE**, jun. 2016aDisponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/7555793/>>

TELARETTI, E.; DUSONCHET, L. **Battery storage systems for peak load shaving applications: Part 2: Economic feasibility and sensitivity analysis**. 2016 IEEE 16th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEEIC). **Anais...IEEE**, jun. 2016bDisponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/7555793/>>

TENFEN, D.; FINARDI, E. C. A mixed integer linear programming model for the energy management problem of microgrids. **Electric Power Systems Research**, v. 122, p. 19–28, 2015.

TENG, J. H. et al. Optimal charging/discharging scheduling of battery storage systems for distribution systems interconnected with sizeable PV generation systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 2, p. 1425–1433, 2013.

VELASCO, G. et al. **Sizing Factor Considerations for Grid-Connected PV Systems Based on a Central Inverter Configuration**. IECON 2006 - 32nd Annual Conference on IEEE Industrial Electronics. **Anais...IEEE**, nov. 2006Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/4153321/>>

WALAWALKAR, R.; APT, J.; MANCINI, R. Economics of electric energy storage for energy arbitrage and regulation in New York. **Energy Policy**, v. 35, n. 4, p. 2558–2568, abr. 2007.

WEG. **Inversores Fotovoltaicos SIW700**WEG Brasil, , 2016.

WILBERFORCE, T. et al. Advances in stationary and portable fuel cell applications. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 41, n. 37, p. 16509–16522, 2016.

WONG, S.; PINARD, J. P. Opportunities for Smart Electric Thermal Storage on Electric Grids with Renewable Energy. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 8, n. 2, p. 1014–1022, 2017.

XU, J.; WANG, R. Z.; LI, Y. A review of available technologies for seasonal thermal energy storage. **Solar Energy**, v. 103, p. 610–638, 2014.

YANG, X. **Introduction to Mathematical Optimization - From Linear Programming to Metaheuristics**. 1ª Edição ed. Cambridge: Cambridge International Science Publishing (CISP), 2008.

YANG, Y. et al. Sizing strategy of distributed battery storage system with high penetration of photovoltaic for voltage regulation and peak load shaving. **IEEE Transactions on Smart**

Grid, v. 5, n. 2, p. 982–991, 2014.

YEKINI S., M.; WAZIR M., M.; BASHIR, N. Energy storage systems for renewable energy power sector integration and mitigation of intermittency. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 35, p. 499–514, 2014.

ZAKERI, B.; SYRI, S. Value of energy storage in the Nordic Power market - Benefits from price arbitrage and ancillary services. **International Conference on the European Energy Market, EEM**, v. 2016–July, p. 0–4, 2016.

ZHAO, H. et al. Review of energy storage system for wind power integration support. **Applied Energy**, v. 137, p. 545–553, 2015.

ZHOU, T.; SUN, W. Optimization of battery-supercapacitor hybrid energy storage station in Wind/solar generation system. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 5, n. 2, p. 408–415, 2014.

ANEXO A – MÓDULO FOTOVOLTAICO GLOBO BRASIL INDÚSTRIA DE PAINÉIS SOLARES LTDA MODELO GBR320P

Tabela A.1 - Performance elétrica do módulo fotovoltaico GBR 320p.

Parâmetro	Valor
Potência Nominal Máxima (P_{max})	320W
Tensão de Potência Máxima (V_{mp})	37.1V
Corrente de Máxima Potência (I)	8.63A
Tensão de Circuito Aberto (V_{oc})	45.44V
Corrente de Curto-Circuito (I_{sc})	9.79A
Eficiência do módulo	16,50%
Temperatura de Operação	-40°C a 85°C
Tensão Máxima do Sistema	1000V _{DC}
Corrente Máxima por Fusíveis em Série	20 ^a
Tolerância de Potência	0 ~ 5W
Produção Média Mensal de Energia	40,0kWh

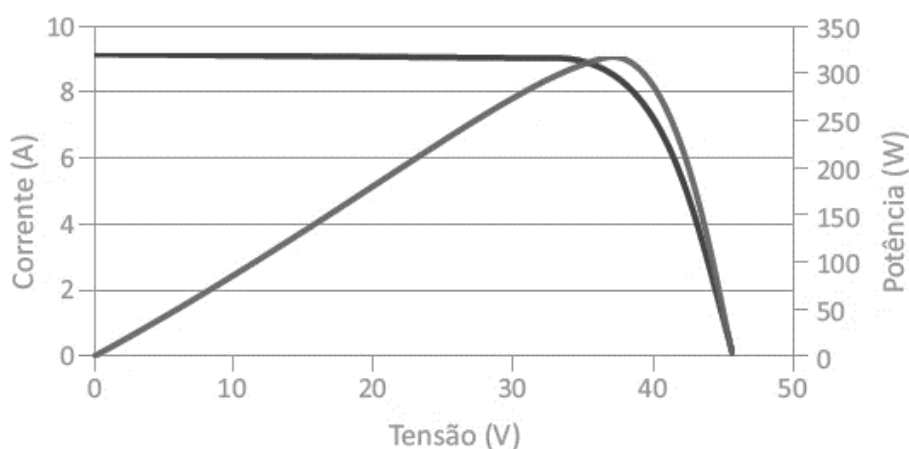
Fonte: Globo Brasil (2016).

Tabela A.2 - Características de temperatura do módulo fotovoltaico GBR 320p.

Parâmetro	Valor
Coefficiente de Temperatura da Pmax	-0,43%/°C
Coefficiente de Temperatura da Voc	-0,34%/°C
Coefficiente de Temperatura da Isc	0,065%/°C
Temperatura Nominal de Funcionamento da Célula (NOCT)	45±2°C

Fonte: Globo Brasil (2016).

Figura A.1 - Curvas Corrente - Tensão e Potência – Tensão.



Fonte: Globo Brasil (2016).

ANEXO B - INVERSOR FOTOVOLTAICO WEG MODELO SIW 700 T1650 – 33

Tabela B.1. Especificações técnicas do inversor WEG SIW 700.

ENTRADA (CC)	
Máxima corrente	3.565A
Tensão máxima	1.000V
Faixa MPPT	540 – 850V
Eficiência	99,7% - 99,9%
SAÍDA (CA)	
Potência Nominal (40°C / 45°C)	1.665 / 1500kW
Corrente nominal	2.642A
Máxima corrente	2.915A
Tensão de saída trifásica	330V
Frequência nominal	60Hz
Fator de potencia	0,9 indutivo – 1 – 0,9 capacitivo
Distorção harm. total da corrente de saída	< 3%
Máxima eficiência	98,65%
INFORMAÇÕES GERAIS	
Comunicação	RS485, ModBus e USB
Monitoramento remoto	SCADA WEG
Temperatura ambiente	-10°C a 50°C
Grau de proteção	IP20
Máximo consumo auxiliar	4kW

Fonte: WEG (2016).