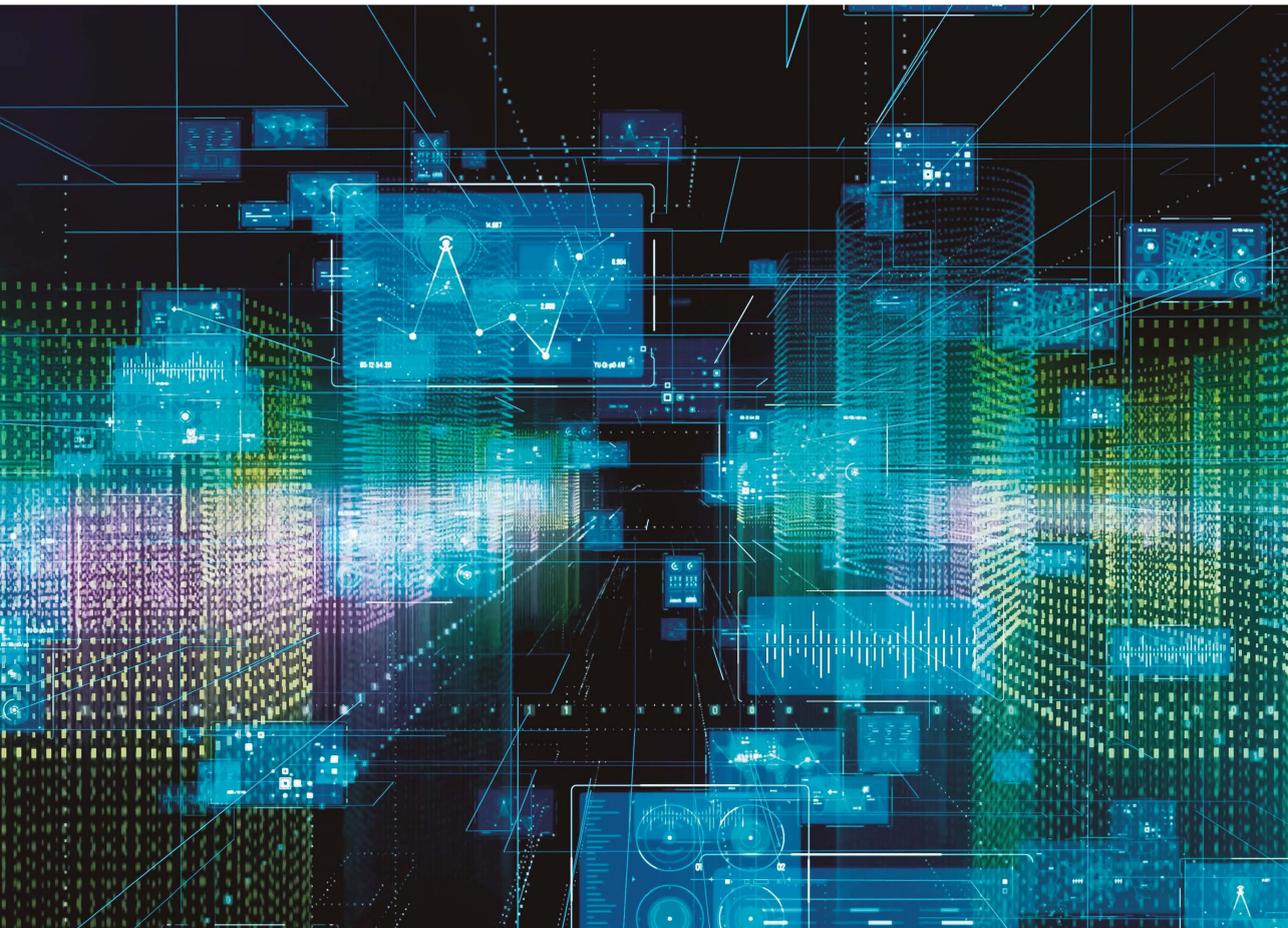


Raul Vitor Arantes Monteiro

INTELIGÊNCIA ARTIFICIAL APLICADA ÀS SMART GRIDS



Blucher Open Access

INTELIGÊNCIA ARTIFICIAL
APLICADA ÀS SMART GRIDS

CONSELHO EDITORIAL

André Luiz V. da Costa e Silva

Cecilia Consolo

Dijon De Moraes

Jarbas Vargas Nascimento

Luís Augusto Barbosa Cortez

Marco Aurélio Cremasco

Rogério Lerner

INTELIGÊNCIA ARTIFICIAL APLICADA ÀS SMART GRIDS

Raul Vitor Arantes Monteiro

Inteligência artificial aplicada às smart grids

© 2024 Raul Vitor Arantes Monteiro

Editora Edgard Blücher Ltda.

Publisher Edgard Blücher

Editor Eduardo Blücher

Coordenação editorial Rafael Fulanetti

Pré-produção Aline Flenic

Coordenação de produção Addressa Lira

Produção editorial Helena Miranda

Preparação de texto Lidiane Pedroso Gonçalves

Diagramação Alessandra de Proença

Capa Laércio Flenic

Imagem de capa iStockphoto

Blucher

Rua Pedroso Alvarenga, 1245, 4º andar

04531-934 – São Paulo – SP – Brasil

Tel.: 55 11 3078-5366

contato@blucher.com.br

www.blucher.com.br

Segundo o Novo Acordo Ortográfico, conforme 6. ed.
do *Vocabulário Ortográfico da Língua Portuguesa*,
Academia Brasileira de Letras, julho de 2021.

É proibida a reprodução total ou parcial por quaisquer
meios sem autorização escrita da editora.

Todos os direitos reservados pela Editora Edgard Blücher Ltda.

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)

Angélica Ilacqua CRB-8/7057

Monteiro, Raul Vitor Arantes

Inteligência artificial aplicada às smart grids / Raul Vitor
Arantes Monteiro. - São Paulo : Blucher, 2024.

243 p. : il.

Bibliografia

ISBN 978-65-5550-338-8

1. Inteligência artificial I. Título

24-2065

CDD 006.3

Índices para catálogo sistemático:

1. Inteligência artificial

*Para Elisa e Maria Gabriela, minhas irmãs.
Que este livro sirva de inspiração nas trajetórias de estudos de vocês.*

Conteúdo

Agradecimentos.....	9
Prefácio.....	11
Apresentação	13
1. Conceitos gerais	15
2. Geração de energia elétrica e sistemas inteligentes.....	31
3. Transmissão de energia e as redes inteligentes	53
4. Distribuição de energia elétrica e as redes inteligentes.....	87
5. Armazenadores de energia.....	109
6. Avaliação do desempenho de algoritmos de treinamento de redes neurais artificiais e máquinas de vetores suporte para a previsão de geração fotovoltaica	133

7. Reconfiguração otimizada de redes de distribuição levando-se em conta a geração fotovoltaica e os armazenadores de energia	157
8. Monitoração não intrusiva de cargas elétricas utilizando classificadores de inteligência artificial de ponta: análise de desempenho de redes neurais artificiais e técnicas de aprendizagem profunda	181
Apêndice.....	205
Referências	227
Sobre o autor	243

Agradecimentos

Em primeiro lugar, agradeço a Deus por toda saúde e todas condições que me levaram à produção e à publicação desta obra.

À minha mãe, Simone de Fátima, que sempre me amparou nos momentos mais difíceis e comemorou comigo os mais felizes.

Ao meu pai, Raul Domingos Valle Monteiro (in memoriam).

Ao meu grande amigo, professor doutor André Luiz Amorim da Fonseca, que gentilmente escreveu o prefácio desta obra. O engenheiro eletricitista com o maior conhecimento prático/teórico que já conheci.

Aos professores que me orientaram em todas as etapas da minha vida acadêmica: na graduação, Prof. Dr. Arnulfo Barroso de Vasconcellos; no mestrado, Prof. Dr. Bismarck Castillo Carvalho; no doutoramento, professor Ph.D. Geraldo Caixeta Guimarães; e no estágio de doutoramento, professor Ph.D. Arturo Suman Bretas. A vocês, todo o meu agradecimento.

Prefácio

Este livro se mostra inovador, fundamental e em consonância com as tendências modernas nas mais diversas áreas, como engenharias elétrica, civil e sanitária, e até em arquitetura e urbanismo. Posiciona-se como fundamental em disciplinas para cursos de graduação e pós-graduação de maneira transdisciplinar, uma vez que lança mão de dados para tomada de decisão que ocorrem de forma automática. O *smart*, ou seja, a virtude da inteligência, permeia e deverá permear cada vez mais as redes elétricas, as edificações e as cidades, não apenas pelos recursos das tecnologias da informação e comunicação (TIC) iniciadas nos smartphones. Tal conceito abraça também as técnicas de aplicação de aprendizagem de máquinas e meta-heurísticas em um contexto de inteligência artificial, muito bem representadas nos exemplos da presente obra.

Diante desta realização, não sinto orgulho, pois orgulho é um sentimento negativo; sinto a suprema felicidade pela realização de um grande amigo com o qual tive a honra de estudar e conviver, bem como a concretização e a imortalização de seus estudos na área de Engenharia Elétrica passando por graduação e mestrado na Universidade Federal de Mato Grosso (UFMT), depois doutorado na Universidade Federal de Uberlândia (UFU), com “período sanduíche” em que estive na Universidade da Flórida (UF), e pós-doutorado na UFU. O amigo Raul teve, a meu ver, o maior despertar para a área científica que presenciei na vida e hoje atua brilhantemente

na docência na UFMT. Com certeza os conhecimentos trazidos nesta obra serão de grande valia para todo o público que tenha interesse nas redes elétricas inteligentes e na aplicação da inteligência artificial como recurso promissor e que, em breve, se tornará essencial para a humanidade.

*André Luiz Amorim da Fonseca
Engenheiro eletricista, doutor em Engenharia Urbana pela UFSCAr
Professor do Departamento de Engenharia Elétrica e Automação
do Instituto Federal de Mato Grosso*

Apresentação

As redes elétricas convencionais vêm sofrendo importantes alterações em suas estruturas e comportamentos em relação ao fluxo de carga, em decorrência da transição energética para fontes de energia limpas. De um lado, temos mais participações de consumidores gerando sua própria energia elétrica, majoritariamente por meio de sistemas fotovoltaicos; de outro lado, as companhias de energia elétrica que enfrentam os efeitos e as consequências operacionais e financeiras dessa participação.

O aumento da estrutura dos sistemas elétricos de potência, a necessidade de ampliação da confiabilidade no fornecimento da energia elétrica e as variáveis inseridas pela geração distribuída são fatores que desencadeiam a necessidade de que uma maior e mais complexa quantidade de variáveis sejam monitoradas e transmitidas de maneira apropriada e eficiente. É nesse cenário que ocorre a transição das redes elétricas convencionais para as redes elétricas inteligentes (smart grids).

Esta obra apresenta as políticas públicas necessárias para a transição supracitada, além dos conceitos básicos sobre redes elétricas inteligentes e suas aplicações nas principais partes que compõem a estrutura de um sistema elétrico de potência: geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

Figurando como uma das principais ferramentas utilizadas nos processos das smart grids, a inteligência artificial (IA) é inserida neste livro com o objetivo de exemplificar de que maneira esses dois elementos se interligam. Isso é feito por meio da apresentação de resultados de pesquisas já publicadas pelo autor em periódicos de grande relevância internacional.

Adotou-se uma linguagem simples e acessível, para facilitar a leitura e a compreensão do conteúdo desta obra por estudantes de todos os níveis de graduação, mestrado e doutorado das mais diferentes áreas da tecnologia, como (mas não limitadas a) engenharia elétrica, arquitetura, engenharia civil, engenharia sanitária e ambiental, engenharia mecânica, engenharia de telecomunicações, dentre outras.

Boa leitura!

CAPÍTULO 1

Conceitos gerais

1.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Nas últimas décadas, a desregulamentação da indústria de energia elétrica tem levado a mudanças profundas em suas configurações de mercado. Nesse sentido, o alvo principal tem sido buscar um ambiente competitivo, inovador e voltado para os consumidores. Tal contexto enfatiza, portanto, a confiabilidade, o aumento na eficiência energética, a preservação ambiental e a prestação de serviços que atendam a outras necessidades da comunidade em geral.

As melhorias tecnológicas ocorridas na produção em menor escala, considerando fontes tradicionais como a térmica e a hídrica, além de meios alternativos como a eólica e fotovoltaica, têm proporcionado um recurso concreto para o suprimento da crescente demanda por energia elétrica, efetuando-se a geração próxima aos pontos de consumo final. Esses sistemas têm sido denominados genericamente geração distribuída (GD) e configuram um modelo complementar ou alternativo ao das grandes centrais de potência no suprimento de energia elétrica.

Existem diversas definições relacionadas ao conceito de geração distribuída, como é enunciado em El-Kjattan e Salama (2004). Segundo Ackermann, Andersson e Soder (2001), por exemplo, a geração distribuída pode ser definida como uma fonte de geração conectada diretamente na rede de distribuição ou ao consumidor. Nessa definição, a potência instalada não é considerada relevante para sua caracterização. Essa mesma referência divide a geração distribuída em função da potência em micro

(até 5 kW), pequena (de 5 kW a 5 MW), média (de 5 MW a 50 MW) e grande (de 50 MW a 300 MW), valores que consideram a realidade americana.

De acordo com Severino (2008), as GD são caracterizadas como usinas de pequeno porte ou pequenas o suficiente para serem conectadas ao sistema de distribuição em vez da rede de transmissão. Porém, esse conceito pode variar bastante entre países, podendo ser despachada segundo as mesmas regras de uma geração centralizada. O autor dita ainda que, em alguns locais, uma central de GD não deve exceder o tamanho de 10 MW, enquanto em outros, esse valor deve ser menor que 30 MW ou até mesmo de 300 MW, desde que atenda a outras exigências.

Lora e Haddad (2006) e Trigosso *et al.* (2008) ditam que a localização da GD é definida como conectada diretamente à rede de distribuição ou no lado do consumidor. Considera-se ainda o caso em que a GD pode ser conectada diretamente à rede de transmissão, situação em que a unidade de produção esteja diretamente ligada a uma indústria. Trigosso *et al.* (2008) sugerem ainda as seguintes distinções:

- Micro GD: sistemas com potência inferior a 10 kW.
- Pequena GD: sistemas com potência entre 10 e 500 kW.
- Média GD: sistemas com potência entre 500 kW e 5 MW.
- Grande GD: sistemas com potência entre 5 e 100 MW.

Outras definições, independentemente da capacidade instalada, têm sido adotadas, de acordo com Malfa (2002). Segundo o Conseil International des Grands Réseaux Electriques (Cigre), geração distribuída é a geração que não é planejada de modo centralizado, nem despachada de forma centralizada, não havendo, portanto, um órgão que comande as ações das unidades de geração descentralizada. Para o Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), geração descentralizada é uma central de geração pequena o suficiente para estar conectada à rede de distribuição e próxima do consumidor.

Já Turkson e Wohlgemuth (2001) definem GD como o uso integrado ou isolado de recursos modulares de pequeno porte por concessionárias, consumidores e terceiros em aplicações que beneficiam o sistema elétrico e/ou consumidores específicos. Willis; Scott (2000) definem GD como um caso particular de produção de energia elétrica, aplicada diretamente ao sistema de distribuição, com potências na faixa de 10 kW a 250 kW.

Para o caso do Brasil, segundo Severino (2008), a GD é considerada uma fonte de energia elétrica alimentando uma instalação isolada ou conectada diretamente à rede de distribuição, ou ainda no lado do consumidor conectado à rede de transmissão, desde que ela não possa ser considerada pertencente à geração centralizada. Essa

definição é também registrada no Decreto nº 5.163/2004 (Brasil, 2004), que considera GD como aquela conectada diretamente ao sistema de distribuição, de acordo com as seguintes condições:

- Hidrelétricas com capacidade inferior a 30MW.
- Termelétrica, inclusive cogeração, com eficiência energética superior a 75%.
- Os casos de empreendimentos termelétricos que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível não estarão limitados ao percentual de eficiência energética das termelétricas.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), por meio de seus Procedimentos de Distribuição (Prodist), estabelece GD como “centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou por meio de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas – ou não – pelo ONS” (Aneel, 2011). Esse mesmo órgão determina a relação entre as faixas de potência da unidade de GD e os níveis de tensão considerados, de acordo com as Tabelas 1.1 e 1.2 (Aneel, 2012).

Tabela 1.1 Tensões nominais padronizadas do sistema de distribuição brasileiro

Classificação do nível de tensão	Tipo do sistema	Tensão nominal (V)
Baixa tensão	Monofásico	254 / 127
		440 / 220
	Trifásico	220 / 127
		380 / 220
Média tensão	Trifásico	13.800
		34.500
Alta tensão	Trifásico	69.000
		138.000

Fonte: adaptada de Aneel, 2012.

Tabela 1.2 Níveis de tensão para conexão de centrais de geração distribuída

Potência instalada	Níveis de tensão de conexão
Menor que 10 kW	Baixa tensão (monofásico)
De 10 a 75 kW	Baixa tensão (trifásico)
De 76 a 150 kW	Baixa tensão (trifásico)/média tensão
De 151 a 500 kW	Baixa tensão (trifásico)/média tensão

Tabela 1.2 Níveis de tensão para conexão de centrais de geração distribuída

Potência instalada	Níveis de tensão de conexão
De 501 kW a 10 MW	Média tensão/alta tensão
De 11 a 30 MW	Média tensão/alta tensão
Maior que 30 MW	Alta tensão

Fonte: adaptada de Aneel, 2012.

Como pode ser visto, não é uma tarefa simples um acordo na definição do que constitui de fato a GD e de como ela difere da geração convencional ou centralizada. A única conclusão, em geral, é que esse tipo de geração está conectado à rede de distribuição ou subtransmissão da concessionária de energia.

Na literatura disponível, há também propostas de definição da GD em função de parâmetros técnicos, como níveis de tensão, capacidade de geração, tecnologia empregada, modo de operação, área de atendimento dos consumidores etc. No entanto, fatores limitadores como dificuldades operativas, de planejamento, regulatórias e outros empecilhos acabam impedindo que seja adotada uma definição mais simplista e restritiva.

1.2 REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES

As redes de energia elétrica, em sua concepção original, são projetadas levando-se em consideração a unidirecionalidade do fluxo de potência, ou seja, a energia deve fluir da geração para a distribuição, ou da fonte para as cargas. Muitas vezes, considera-se a fonte um ponto de referência do qual a energia é fornecida. Uma subestação pode ser considerada uma fonte para referencial em estudos e pesquisas.

No entanto, com o surgimento, o desenvolvimento tecnológico e a possibilidade da inserção, de maneira distribuída, de geração de energia elétrica por meio de fontes renováveis de energia, a característica unidirecional do fluxo de potência das redes tem se alterado. Com a geração e a injeção de energia elétrica por meio dos consumidores nas redes de distribuição, o fluxo agora se torna bidirecional, ou seja, fonte para carga e carga para fonte.

Tem-se, então, um novo agente atuando nos sistemas de distribuição de energia elétrica: os consumidores que geram sua própria energia, chamados em alguns casos de prossumidores (produtores e consumidores).

Esses prossumidores assumem um papel importante no desenvolvimento das redes elétricas inteligentes, uma vez que eles têm alterado as características elétricas dos sistemas. Podemos citar como exemplo a volatilidade da geração de energia elétrica por meio de sistemas fotovoltaicos e eólicos.

Uma vez que esses tipos de sistemas de geração se utilizam da irradiação solar e da velocidade dos ventos, verificam-se variações na energia gerada quando algum sombreamento ocorre nas placas solares fotovoltaicas ou quando a velocidade do vento varia, variando também a velocidade de rotação das turbinas eólicas.

Além dos exemplos supracitados, o perfil de geração fotovoltaico e de demanda de consumidores residenciais não coincide. Como pode ser visto na Figura 1.1, quando a geração fotovoltaica se encontra no seu máximo, 14 horas, por exemplo, a demanda residencial se encontra baixa. Essa demanda baixa se explica pelo fato de que os consumidores residenciais estão em atividades fora de casa e, portanto, somente cargas em standby ou refrigeradores estão ligados. A Figura 1.1 mostra as demandas residenciais e a geração fotovoltaica com baixa penetração em um sistema de distribuição teste.

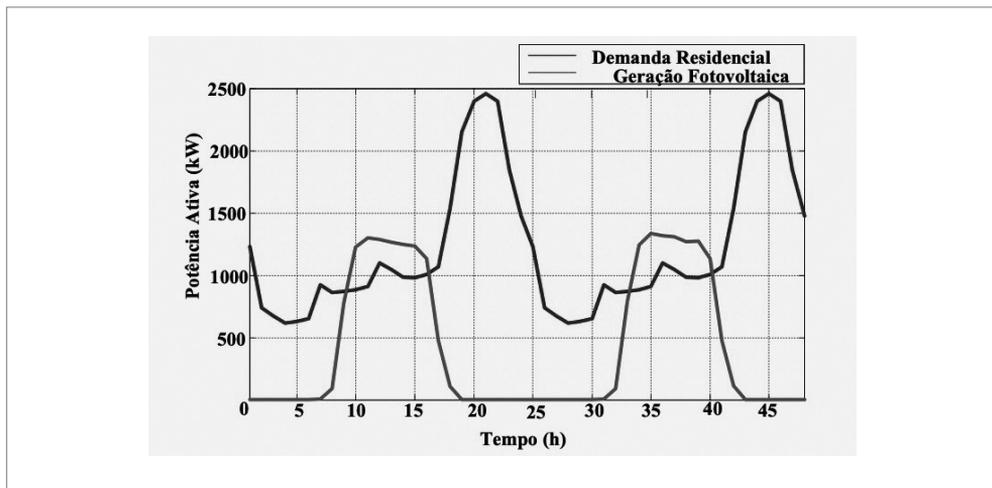


Figura 1.1 Demanda e potência ativa versus geração fotovoltaica em um sistema teste.

Fonte: elaborada pelo autor.

Existe, então, um excedente de geração sendo injetado na rede e não sendo consumido. Entre as consequências desse caso, podemos citar:

- Aumento das perdas por efeito joule no sistema.
- Elevação no nível de tensão do sistema.
- Variações de frequência.

Já para a geração eólica, as variações podem vir a ser mais acentuadas, conforme mostra a Figura 1.2, provocando os mesmos problemas encontrados na geração fotovoltaica.

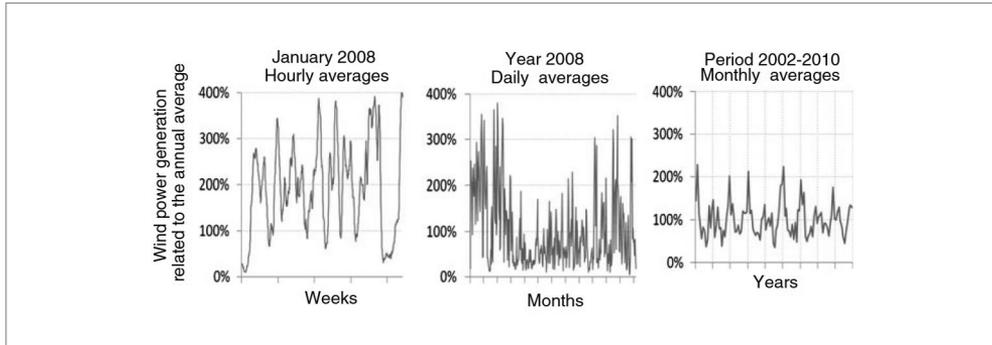


Figura 1.2 Volatilidade da geração eólica.

Fonte: Buchholz, 2014.

De acordo com os problemas citados, temos alterações nos padrões dos parâmetros de energia elétrica relacionados à qualidade da energia elétrica.

Dessa maneira, podemos dizer que as redes elétricas inteligentes são redes que, diante da integralização da geração distribuída por meio de fontes renováveis de energia, são capazes de melhorar os parâmetros dos sistemas elétricos de maneira confiável, segura, eficiente e sustentável, atendendo tanto as necessidades dos consumidores quanto das companhias de eletricidade.

Outra definição interessante é a de que as redes inteligentes (SG, do inglês smart grids) serão inteligentes se forem capazes de aumentar a qualidade de vida de uma comunidade, possibilitando a criação de sistemas e serviços de energia holisticamente sustentáveis. Fazendo uma análise dessa definição, entendemos que a “inteligência” da rede não está diretamente ligada ao seu grau de automação (Cascio *et al.*, 2021).

Para além da definição anterior, para que seja possível a aplicação de programas e estratégias para melhorar os parâmetros das redes elétricas, é fundamental obter dados dos sistemas. Quanto maior a quantidade de dados disponibilizados, mais eficientes e precisas serão as ações tomadas nos processos que envolvem as redes elétricas inteligentes.

Desse modo, é possível elencar as principais partes da estrutura básica de uma rede elétrica inteligente, conforme mostra a Figura 1.3.

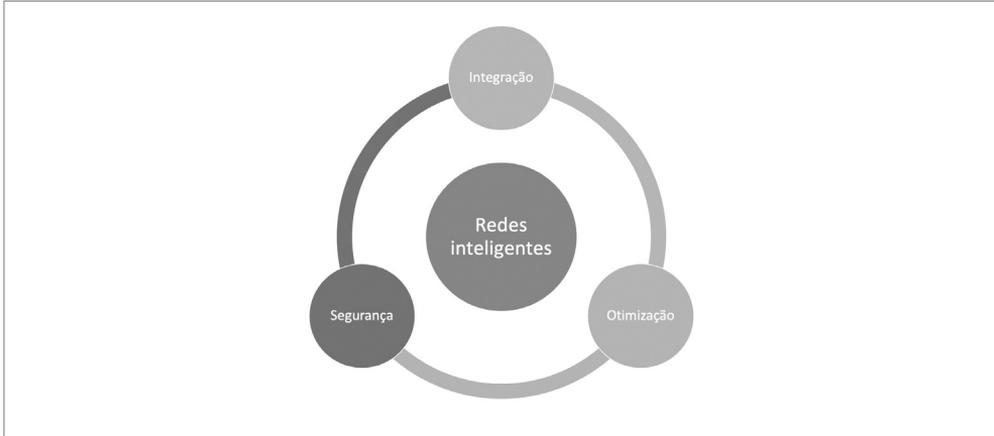


Figura 1.3 Estrutura básica de uma rede elétrica inteligente.
Fonte: elaborada pelo autor.

De acordo com a Figura 1.3, uma rede elétrica inteligente deve ser capaz de integrar, de maneira eficiente e segura, os diversos tipos de geradores de energia elétrica que alimentam, total ou parcialmente, determinado sistema, levando-se em consideração as volatilidades e as particularidades de cada tecnologia de geração. Essa integralização deve ser feita por meio de tecnologias de comunicação avançadas, como os medidores inteligentes, que serão mais bem abordados nos Capítulos 2, 3 e 4. Essa integralização possibilita introduzir os consumidores, detentores de geração distribuída, no mercado de energia, criando, assim, novos modelos de negócios (agregadores). Além disso, com o desenvolvimento de medidores inteligentes, maior quantidade e diversificação de dados são alcançadas, possibilitando a melhora da qualidade do serviço (QoS, do inglês *quality of service*) e a redução de perdas técnicas e não técnicas, reduzindo os custos de operação. A rede elétrica inteligente deve ser capaz de promover a integralização de veículos elétricos, armazenadores de energia, criar programas de gerenciamento pelo lado da demanda (DSM, do inglês *demand side management*), possibilitando a aplicação de tarifas elétricas dinâmicas.

Outro ponto destacado pela Figura 1.3 diz respeito à otimização, que está relacionada ao modo como a rede inteligente tratará e analisará os dados disponibilizados a ela para a realização de algum processo. Esses dados podem ser:

- Climatológicos, para a previsão de geração fotovoltaica e/ou eólica.
- De alguma falha em determinada região do sistema, para ações de proteção para ou contra ilhamentos de partes do sistema.

- Dados de geração, para ações como o despacho otimizado e inteligente de energia, no intuito de auxiliar alguma parte do sistema interligado que esteja com uma alta demanda de energia em determinado instante.
- Dados de demanda do sistema em que se encontra, para tomada de ações de resposta pelo lado de demanda.
- Dados de perdas por efeito joule, para a reconfiguração otimizada da topologia do sistema inteligente.

Para isso, plantas de potência virtual (VPP, do inglês *virtual power plants*) devem ser desenvolvidas, agregando todos os dados supracitados, otimizando o despacho de energia, levando em consideração os novos atores e mercados de energia presentes. Redes neurais artificiais, algoritmos de otimização evolutivos e controles inteligentes são algumas das ferramentas computacionais que são utilizadas para a otimização dos processos de uma rede elétrica inteligente.

Por fim, o último ponto destacado na Figura 1.3 diz respeito à segurança da rede inteligente. Esse item está relacionado à transmissão, à aquisição e ao compartilhamento dos dados fornecidos pelos medidores inteligentes. Vários problemas podem ser apontados nessa parte da estrutura das redes inteligentes. Desde ataques cibernéticos (do inglês *cyberattacks*), cujo intuito é o mau funcionamento dos elementos telecomandados da rede, até interferências eletromagnéticas que possam vir a prejudicar a tomada de decisões de um sistema elétrico inteligente por falta de dados.

A Figura 1.4 mostra um esquema simples de um sistema inteligente.

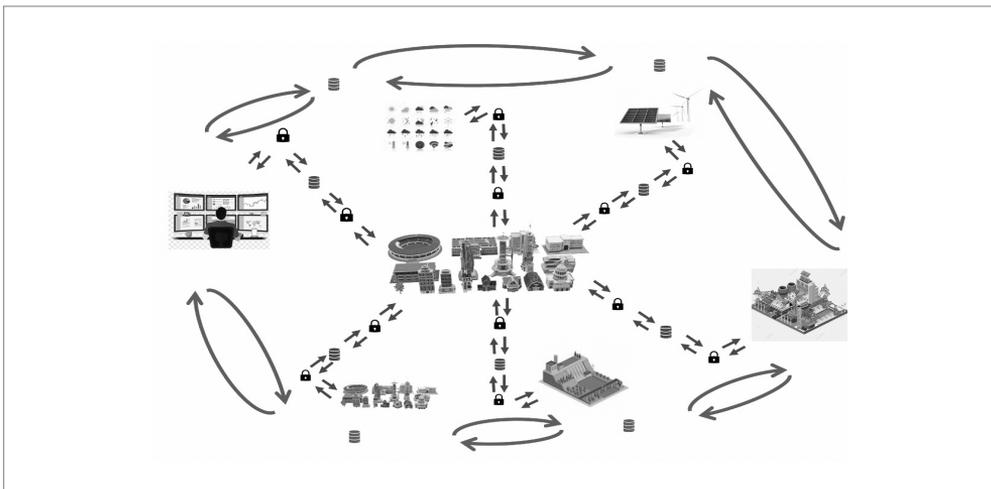


Figura 1.4 Sistema inteligente.

Fonte: elaborada pelo autor.

Pela disponibilidade encontrada de geradores e pela grande acessibilidade, sobretudo por consumidores, às tecnologias eólica e fotovoltaica no Brasil, este livro tratará majoritariamente da relação destas com os conceitos, as aplicações de tecnologias e as estratégias relacionadas às redes elétricas inteligentes, mais particularmente da fotovoltaica.

1.3 POLÍTICAS PÚBLICAS DE INCENTIVO À IMPLEMENTAÇÃO DAS REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES

A evolução das redes elétricas para redes elétricas inteligentes está fortemente relacionada ao desenvolvimento de novas tecnologias de comunicação e informação. Para que isso ocorra em um país, investimentos devem ser feitos por parte de agentes públicos e privados. Dessa maneira, é importante compreender os aspectos políticos e regulatórios que se fazem necessários para que haja interesse na evolução das SG.

As características econômicas do setor elétrico, particularmente as voltadas à regulação e aos modelos de negócio, tendem a desencorajar investimentos em SG. Assim, diversos países têm criado políticas públicas e atualizado suas regulamentações de maneira a incentivar esses investimentos.

As políticas públicas variam de acordo com as características de cada país. Os modelos dessas políticas devem levar em consideração não só as motivações envolvidas, mas também os aspectos socioeconômicos de cada país. No Brasil, por exemplo, a melhora na qualidade do serviço e o aumento da eficiência energética são os principais condutores da implementação das SG (Dantas *et al.*, 2018). Já na Alemanha, a descarbonização por meio da transição da fontes de energia por de fontes mais limpas, é um dos principais aspectos a serem alcançados (Schimd; Knopf; Pechan, 2016).

Para que sejam propostas políticas públicas e atos regulatórios que incentivem a transição das redes convencionais para as SG no Brasil, consumidores e indústria devem ser consultados para que seja possível viabilizar a modernização dos principais condutores dentro da estrutura de smart grid apresentada até aqui. A Associação Brasileira de Desenvolvimento Industrial (ABB, 2012) lista os seguintes fatores como os principais condutores para a implementação de uma SG:

- Integração da geração por fontes renováveis de energia.
- Automação e controle.
- Agregação do comportamento da demanda.
- Conexão de veículos elétricos.
- Gerenciamento pelo lado da demanda.
- Medidores inteligentes.

Políticas públicas e estruturas regulatórias devem compreender os condutores supracitados a fim de remover barreiras, tornando possível atrair investimentos para o desenvolvimento de soluções relacionadas. De acordo com Dantas *et al.* (2018), incentivos a SG estão mais relacionados à estrutura regulatória do que a políticas públicas, em um sentido mais amplo.

Em que pese os termos “políticas públicas” e “regulação” estarem sendo utilizados de maneira separada, a regulação é uma política pública. No caso do setor elétrico, uma agência reguladora é instituída pelo governo para regular o setor elétrico de acordo com as necessidades do país, levando em consideração o equilíbrio entre os interesses do mercado de energia e da sociedade. No Brasil, a agência reguladora é a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), autarquia em regime especial vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME). Dessa maneira, a instituição de novos atos regulatórios faz parte de uma política pública. A justificativa para serem mencionadas de maneira separada é a existência de diversas políticas públicas, porém, a que cria condições para a manutenção das demais é a política de regulação, conforme citado no parágrafo anterior.

1.3.1 Políticas públicas no Brasil e os principais condutores das redes inteligentes

Em que pese ser mais um elemento dentro da estrutura das redes elétricas do que fazer parte da estrutura de medição e comunicação que compõem uma SG, a geração distribuída introduziu um novo desafio nas redes de distribuição de energia elétrica. Considerando uma alta penetração fotovoltaica,¹ surge a necessidade de monitorar os parâmetros elétricos da rede, como tensão e frequência, uma vez que essa penetração tende a alterar as características do sistema relacionadas à qualidade da energia.

Em um primeiro momento, é necessário criar definições e orientações quanto à utilização dessa nova tecnologia no sistema elétrico. No Brasil, a Resolução Normativa nº 482 de 17 de abril de 2012 (RN 482/2012) deu início às diretrizes relacionadas ao acesso de microgeração e minigeração distribuída de energia elétrica e sistema de compensação de energia.

Houve, então, a primeira mudança nas relações comerciais entre os consumidores e as companhias de eletricidade. A partir da RN 482/2012, os consumidores detentores de geração distribuída recebiam o direito de abater seu consumo de energia ativa com sua energia ativa gerada e injetada na rede, por meio de um sistema de compensação

1 O termo “penetração fotovoltaica” se refere à razão entre a potência de geração fotovoltaica distribuída total instalada em um sistema pela sua demanda de potência ativa total.

de créditos. Posteriormente, a RN 482/2012 foi alterada pelas RN 687/2015 e RN 786/2017, e revogada pela RN 1059/2023.

No entanto, para que a integração da geração distribuída fosse feita de maneira eficaz, foi necessário substituir os medidores de energia elétrica convencionais por medidores mais avançados. Esses novos medidores, deveriam ser capazes de fazer leituras bidirecionais, ou seja, da energia consumida e, ao mesmo tempo, da injetada na rede para fins de compensação. Cria-se, então, mais uma RN, a RN n° 502 de agosto de 2012 (RN 502/2012), que estabeleceu a regulamentação dos sistemas de medição de energia elétrica de unidades consumidoras do grupo B. Posteriormente, a RN 502/2012 foi aprimorada e revogada, passando a valer a RN 863/2019. Esta última, por sua vez, foi revogada e incluída na RN 1000/2021.

Vale comentar que a estrutura tarifária é regulamentada pelos Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret) e, dentre outras definições, divide os consumidores em grupos, de acordo com sua demanda em kW. Unidades consumidoras residenciais fazem parte do grupo B, subgrupo B1.

Um ponto importante da RN 502/2012 era a exigência de que os medidores fizessem a medição do consumo de energia elétrica ativa em pelo menos 4 postos tarifários² para o grupo B. A partir daí, foi possível a aplicação das bandeiras tarifárias, por meio da RN 547/2013. Também possibilitou ao consumidor residencial optar pela modalidade de pré-pagamento de energia elétrica regulamentada pela RN 610/2014 e, por meio da RN 733/2016, a opção de adesão à modalidade tarifária horária branca. A tarifa branca entrou em vigor em 2018, em primeiro lugar para clientes com consumo médio superior a 500 kWh/mês nos últimos 12 meses. A partir de 2020, passou para todos os consumidores do grupo B. As RN tarifárias citadas foram revogadas pela RN 1000/2021.

Apesar do papel dos medidores presentes na estrutura das smart grids não serem destinados somente para fins de faturamento, o surgimento de novas modalidades tarifárias foi possível. Essas novas modalidades, citadas no parágrafo anterior, dão ao consumidor a opção de diminuir o seu consumo de energia. Tanto a aplicação das bandeiras tarifárias, da horária branca quanto da pré-paga, podem ser consideradas como programas de resposta pelo lado da demanda (DR, do inglês *demand response*), que faz parte do gerenciamento pelo lado da demanda (DSM, do inglês *demand side management*). O DSM será mais bem explorado no Capítulo 3.

2 Os postos tarifários são: horário (posto) de ponta, horário (posto) intermediário e horário (posto) fora de ponta. Mais informações em <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/postos-tarifarios>.

Ainda em relação às políticas públicas de regulamentação para o incentivo do desenvolvimento de redes inteligentes no Brasil, com a inserção dos veículos elétricos nos sistemas, foi aprovada em 2018 a RN 819/2018, que regulamentava sobre recarga de veículos elétricos. Esta RN foi revogada pela RN 1000/2021.

A RN 1000/2021 consolida os direitos e deveres dos consumidores de energia elétrica e estabelece as regras de prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica.

Já a RN 1059/2023 aprimora as regras para a conexão e o faturamento de centrais de microgeração e minigeração distribuída em sistemas de distribuição de energia elétrica, bem como as regras do sistema de compensação de energia elétrica, inclusive já levando em consideração sistemas de armazenamento de energia elétrica.

Em janeiro de 2022, a Lei nº 14.300/2022 (Brasil, 2022) institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (Pers), alterando as Leis nº 10.848, de 15 de março de 2004, e nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e deu outras providências. O marco legal teve por objetivo trazer maior estabilidade jurídica e, talvez, a grande mudança que trouxe esteja relacionada à obrigatoriedade do pagamento do TUSD-Fio B. Uma vez que esse marco trata de geração distribuída, não será discutido neste livro, de acordo com o explicado no início desta subseção.

Pode-se ver, então, que os medidores inteligentes são o diferencial entre as redes elétricas convencionais e as inteligentes. Porém, para que toda essa informação seja recebida e enviada pelo medidor, deve existir uma rede de comunicação bem estruturada e regulamentada.

No Brasil, infelizmente os serviços e a estrutura de comunicação, regulamentados pela Agência Nacional de Telefonia (Anatel), não são adequados. De acordo com Dantas *et al.* (2018), as companhias elétricas têm construído sua própria estrutura de comunicação de dados para a realização dos seus projetos.

A Figura 1.5 mostra um mapa conceitual da evolução das resoluções normativas.

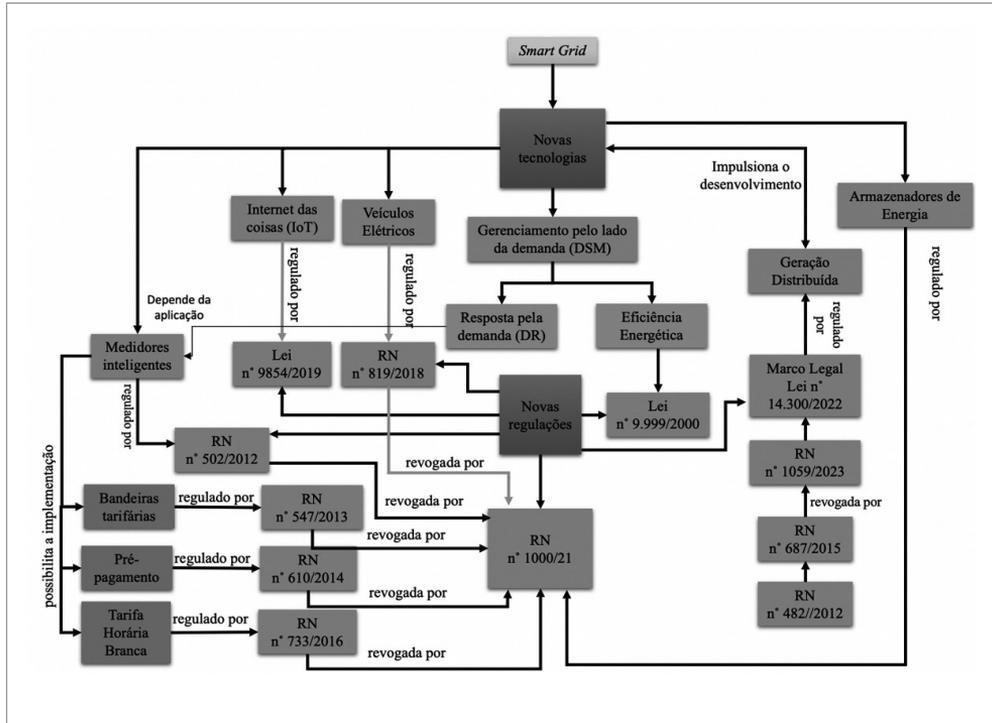


Figura 1.5 Mapa conceitual da regulação da smart grid no Brasil.

Fonte: elaborada pelo autor.

Como pode ser visto na Figura 1.5, existe ainda uma regulação que não foi comentada: a Lei nº 9.999/2000, que será comentada a seguir.

1.3.2 Políticas públicas de incentivo a investimentos

Como citado anteriormente, as políticas públicas, criadas para regular a inovação das redes elétricas, devem romper barreiras de maneira a atrair investimentos para o seu desenvolvimento. Dessa forma, outro tipo de regulação está relacionado à obrigatoriedade de investimentos por parte do setor elétrico privado em Pesquisa e Desenvolvimento (P&D). Países têm adotado diretrizes e regras para direcionar esses investimentos, como é o caso de países que compõem a União Europeia (UE).

A European Commission (EC) é uma comissão formada por 27 membros conhecidos como The College. A comissão ajuda a moldar as estratégias definidas pela UE, relacionadas aos diversos setores da indústria, por meio de novas políticas e leis. Além disso, monitora a sua implementação e administra o orçamento.

Dentre as iniciativas da comissão, pode ser citado o *Bridge*. O *Bridge* une diversos projetos, criando uma estrutura de análise com o objetivo de verificar os obstáculos enfrentados para inovação. O *Bridge*, desde seu lançamento em 2016, ajudou a

financiar 93 projetos. Mais de € 1 bilhão foram investidos, sendo € 860,00 milhões por meio de apoio da UE.

Em outubro de 2022, a EC publicou o seu plano de ação para a digitalização da energia (EC, 2022). Dentro desse plano, ressalta-se a iniciativa *digital twin of the European electricity grid*. Essa iniciativa faz parte do plano de digitalização do sistema de energia europeu e é uma cooperação entre a European Network of Transmission System Operator for Electricity (ENTSO-E) e a European Distribution Systems Operators (EU DSO). Estima-se que, com essa cooperação, € 584 bilhões serão investidos em infraestrutura na distribuição entre os anos 2022 e 2030. Os investimentos serão em soluções digitais para a otimização da rede de distribuição de energia elétrica, reduzindo o aporte de capital financeiro em ações como reforço ou aumento das redes existentes (EC, 2022)

Em termos de políticas públicas voltadas ao financiamento de projetos de pesquisa que visem ao desenvolvimento de tecnologia, dentre elas as voltadas à implementação das redes elétricas inteligentes no Brasil, cita-se a Lei nº 9.999/2000. Essa lei determina que as concessionárias e permissionárias de serviços públicos de energia elétrica ficam obrigadas a aplicar, anualmente, o montante de no mínimo 0,75% de sua receita operacional líquida em P&D do setor elétrico e, no mínimo, 0,25% em programas de eficiência energética. A partir de 2016, o percentual para a aplicação do Programa de Eficiência Energética passou para 0,4% da Receita Operacional Líquida (ROL) das distribuidoras.

Programas de eficiência energética voltados ao setor elétrico estão relacionados à descarbonização da matriz energética por meio de mecanismos de mercado (EPE, 2021). O conceito de eficiência energética no setor elétrico pode ser estabelecido como um conjunto de ações cujo objetivo é atender o aumento da demanda de energia elétrica do país de maneira ambientalmente sustentável. Isso é conseguido por meio da utilização de equipamentos elétricos mais eficientes, o que resulta no adiamento da necessidade da construção de novas fontes de geração de energia elétrica. A substituição de lâmpadas incandescentes por lâmpadas fluorescentes (ou LED) é um exemplo de um programa de eficiência energética.

O banco de dados disponibilizado pela Agência de Energia Internacional (IEA, do inglês *International Energy Agency*) (IEA, 2024) mostra que, de 2013 a 2020, no Brasil, foram feitos investimentos de origem pública em P&D e eficiência energética, no setor de energia, na ordem de R\$ 3,5 bilhões. Desse montante, aproximadamente R\$ 1,89 bilhão destinou-se a projetos de eficiência energética e fontes renováveis.

De acordo com o banco de dados da Aneel, foi possível verificar, dentre os principais condutores para a implementação da smart grid, as áreas de concentração dos investimentos em P&D no Brasil, como mostra a Figura 1.6 (Aneel, 2024).

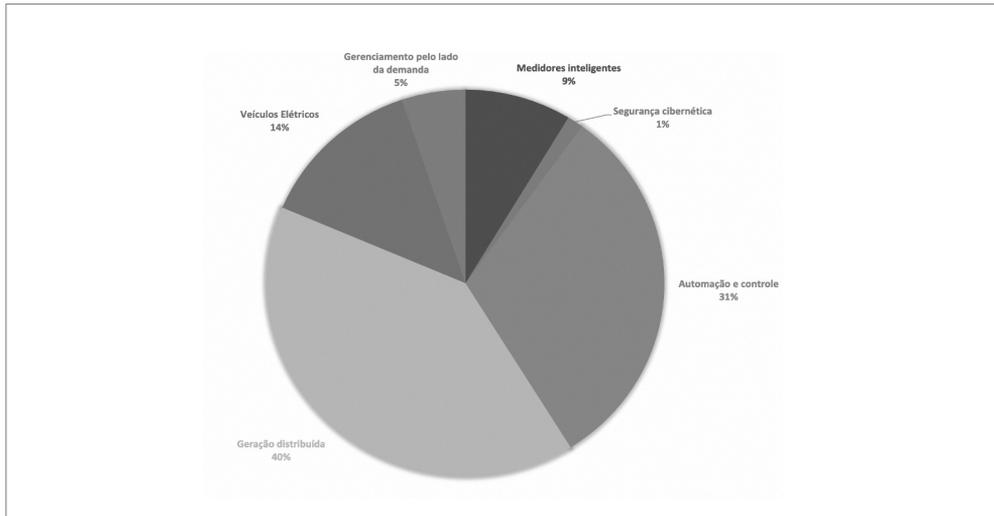


Figura 1.6 Divisão de investimentos de P&D no Brasil de acordo com os principais condutores das smart grids.
Fonte: elaborada pelo autor.

A Figura 1.6 mostra que, desde quando os investimentos começaram a ser disponibilizados para consulta pública, boa parte deles está basicamente relacionada ao desenvolvimento de novas tecnologias e análises para a integração da geração distribuída no Brasil. Em segundo lugar, estão os investimentos para automação e controle de processos relacionados a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

Pode-se concluir, então, que pouco é investido em desenvolvimento de tecnologias voltadas a SG, uma vez que estas estão relacionadas ao desenvolvimento de medidores inteligentes e infraestruturas de comunicações.

No Brasil, algo análogo à EC é a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), vinculada ao MME. A EPE é uma empresa pública federal cuja finalidade é prestar serviços ao MME na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético. Foi criada por meio de medida provisória convertida na Lei nº 10.847. Em 2020, sob a justificativa da rápida transição energética que o país vem experimentando e pela retomada pós-pandemia de covid-19, a EPE lançou o Plano Nacional de Energia 2050 (EPE, 2020), com o objetivo de apresentar um conjunto de estudos e diretrizes para o desenho de uma estratégia de longo prazo para o setor elétrico brasileiro.

Um dos pontos apontados no plano está relacionado à descentralização do setor elétrico. Para que isso aconteça, o relatório supracitado afirma a necessidade da digitalização dos sistemas de energia. Essa digitalização é capaz de prospectar e criar negócios baseados na apropriação de ganhos em eficiência e no custo da operação como um todo (EPE, 2020). É o que afirma também o relatório de 2023 referente à evolução da força de trabalho no setor de energia (IEA, 2023).

O relatório *World Energy Employment* (IEA, 2023) afirma que a digitalização do sistema elétrico, por meio do emprego de medidores inteligentes, tem reduzido a necessidade da mão de obra especializada em operação e manutenção dos sistemas. O documento revela que países com baixos níveis de implantação de smart grids podem ter até três vezes mais trabalhadores do que regiões que investem pesado, principalmente, em medidores inteligentes.

Ao que tudo indica, as empresas do setor elétrico brasileiro não têm se atentado para esse fato apresentado, uma vez que, de acordo com as informações reunidas, apenas 9% de todos os projetos de pesquisa e desenvolvimento relacionados às smart grids são voltados ao desenvolvimento de medidores inteligentes.

Por outro lado, essa queda nas posições de trabalho nas companhias elétricas afeta diretamente a sociedade. Deve haver uma adaptação da força de trabalho na direção da necessidade do que esse novo sistema de energia elétrica necessita. O aumento do conhecimento e o desenvolvimento de habilidades na área digital estão nessa direção.

Com o surgimento de novas empresas de produção de armazenadores de energia, se espera o aumento da procura por especialistas em segurança cibernética, bem como o aumento de postos de trabalho (IEA, 2020).

Dessa maneira, novas regulações devem ser propostas com vias a garantir treinamentos e cursos relacionados às novas tendências do mercado de trabalho do setor elétrico, de maneira a atualizar os trabalhadores do setor, garantindo e assegurando, desse modo, seus direitos e postos de trabalho.

Políticas públicas devem ser empregadas na direção de novos investimentos por parte do poder público, para a ampliação do fornecimento de energia e desenvolvimento de tecnologias de energia limpa, prospectando o aumento de postos de trabalho no setor.

CAPÍTULO 2

Geração de energia elétrica e sistemas inteligentes

2.1 GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA INTELIGENTE

Quando falamos em geração de energia elétrica inteligente, é válido lembrar os conceitos previamente explorados sobre o que significa ser inteligente no âmbito dos sistemas elétricos.

Levando-se em consideração a definição feita na Seção 1.2 do Capítulo 1 e restringindo-a para a geração de energia elétrica, a palavra inteligente está relacionada à capacidade da integração da geração de energia por meio de fontes renováveis (sol e vento, por exemplo), atentando-se para as necessidades de consumidores e companhias elétricas. Nesse sentido, a geração elétrica inteligente está muito mais relacionada com a geração distribuída por meio dessas fontes do que com a geração centralizada por meio de grandes usinas.

No entanto, para essas plantas centralizadas, como hidrelétricas e termelétricas, também é possível aplicar conceitos e tecnologias inteligentes. Porém, esse processo se limita quase que exclusivamente à disponibilização e à proteção de dados. A digitalização de usinas hidrelétricas vem ao encontro dessa ideia.

Algumas das áreas de maior interesse na geração de energia elétrica inteligente são:

- Digitalização de plantas de geração centralizada.

- Digitalização da geração com fontes renováveis de energia.
- Proteção contra ataques cibernéticos (do inglês *cyberattack*).
- Variações de tensão em regime permanente devido à geração com fontes renováveis de energia.
- Variações de frequência devido à geração com fontes renováveis de energia.

Além das áreas supracitadas, a combinação entre mais de uma fonte geradora, sendo pelo menos uma delas por geração com fontes renováveis de energia, a chamada cogeração, também faz parte de estratégias inteligentes aplicadas em sistemas elétricos de potência.

2.2 DIGITALIZAÇÃO DE PLANTAS DE GERAÇÃO CENTRALIZADAS

Em razão da grande disponibilidade de recursos naturais encontrados no território nacional, a matriz energética brasileira se constitui majoritariamente por usinas hidrelétricas. Dessa maneira, esse tipo de planta de geração possui grande impacto no sistema elétrico brasileiro, com uma capacidade total instalada correspondente a 61,93% do total de plantas de geração, divididas entre usinas hidrelétricas (UHE), centrais geradoras hidrelétricas (CGH) e pequenas centrais hidrelétricas (PCH) (Aneel, 2021c).

De acordo com Vagnoni *et al.* (2021), dada a intermitência característica das gerações fotovoltaicas e eólicas, as plantas hidrelétricas, além de proverem regulação de frequência ao sistema elétrico, estão enfrentando grandes desafios. Como exemplo, estarem preparadas para a modernização dos sistemas de potência, por meio da implementação de tecnologias a fim de forçar as turbinas hidráulicas e máquinas elétricas no sentido de estender os limites e as horas de operação. Para que essa modernização venha a ter sucesso, um conhecimento profundo dos limites de operações críticas se faz necessário para otimizar o processo de manutenção preditiva, com o objetivo de explorar os limites das máquinas, porém, garantindo sua disponibilidade e segurança.

Salienta-se que os processos de manutenção realizados em usinas hidrelétricas, até o presente momento, são feitos majoritariamente por meio de períodos pré-determinados e de maneira arbitrária, sem saber a necessidade real da manutenção agendada. Esse processo resulta em paradas, totais ou parciais, desnecessárias da planta e, conseqüentemente, no aumento dos custos de geração. No entanto, desde que a filosofia da manutenção 4.0¹ surgiu, diversas ferramentas têm sido desenvolvidas para que o processo de manutenção seja feito de maneira preditiva e mais assertiva, aumentando a eficiência de geração da planta.

1 A manutenção 4.0 é o conceito segundo o qual o foco é a redução da carga de trabalho humano nas operações de manutenção (Kandemir; Celik, 2020).

Com investimentos em pesquisas e aplicações de processos de digitalização na geração hidrelétrica, é possível realizar diagnósticos preventivos por meio de técnicas estatísticas de análise de dados e da utilização de ferramentas de inteligência artificial (IA), por exemplo. Dadas a versatilidade e a rapidez na detecção e na classificação de dados por meio de IA, é possível realizar diagnósticos em tempo real.

Dentre os problemas encontrados em turbinas hidráulicas a serem analisados e previstos, pode-se citar (Vagnoni *et al.*, 2021):

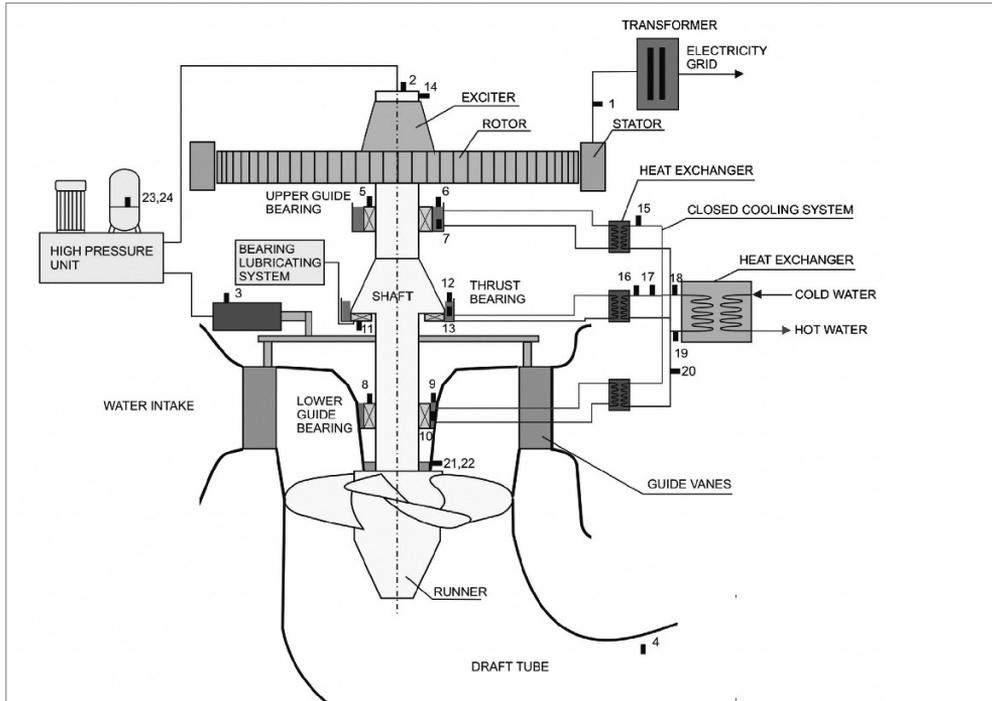
- Vazamentos de óleo.
- Cavitação por erosão.
- Fadigas.
- Falhas em turbinas.

A previsão desses defeitos pode ser feita pela análise de dados, como (Selak; Butala; Sluga, 2014):

- Potência de saída.
- Frequência de rotação.
- Temperatura dos rolamentos.
- Nível do óleo.
- Temperatura do óleo.
- Velocidade R.M.S.²

A Figura 2.1 mostra alguns dos possíveis parâmetros que podem ser medidos em uma turbina do tipo Kaplan (Selak; Butala; Sluga, 2014).

2 Velocidade R.M.S., ou velocidade média quadrática, é o valor da raiz quadrada da soma média dos quadrados da velocidade. Pode ser utilizada para calcular a energia cinética média de moléculas de gás.



Legenda

1. Potência de saída	13. Temperatura do óleo do rolamento de impulso
2. Entrada do regulador de distribuição de óleo	14. Velocidade de rotação
3. Entrada das palhetas do servomotor	15. Temperatura da água de resfriamento do rolamento guia superior
4. Sensores de pressão	16. Temperatura da água de resfriamento do rolamento de impulso
5. Temperatura do mancal guia superior	17. Fluxo da água de resfriamento do rolamento de impulso
6. Nível de óleo do mancal guia superior	18. Temperatura da água na entrada do trocador de calor
7. Temperatura de óleo do mancal guia superior	19. Temperatura da água na saída do trocador de calor
8. Temperatura de óleo do mancal inferior	20. Pressão da água de resfriamento
9. Nível de temperatura do óleo do rolamento inferior	21. Fluxo de água no anel de vedação
10. Temperatura do óleo do rolamento inferior	22. Pressão da água no anel de vedação
11. Temperatura do rolamento de impulso	23. Pressão do óleo na unidade de alta pressão
12. Nível de óleo do rolamento de impulso	24. Nível de óleo na unidade de alta pressão

Figura 2.1 Pontos de medidas da turbina e dos sistemas suportes.

Fonte: Selak; Butala; Sluga, 2014.

Dessa maneira, o processo de digitalização em plantas hidrelétricas, como exemplificado nesta seção, tem o objetivo de aumentar a eficiência do processo, resultando em diminuições de custos e de paradas desnecessárias. Isso se reflete, em um sentido

mais amplo, na disponibilização de energia elétrica gerada por um maior tempo, consequentemente postergando a necessidade da implementação de novas usinas geradoras, o que, no final, está diretamente ligado ao aumento da eficiência energética e à redução de impactos ambientais. Por esses motivos, pode-se justificar que a digitalização aqui citada faz parte de um processo inteligente.

2.3 DIGITALIZAÇÃO DA GERAÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA

Na geração com fontes renováveis de energia, dentre as que mais têm aplicações de processos de digitalização em seus sistemas, citam-se a eólica e a fotovoltaica. Isto se justifica pelas grandes facilidades de instalação e comercialização dessas tecnologias, o que proporciona a aceleração do desenvolvimento, por parte dos fabricantes, de sistemas com custo-benefício cada vez maior, mais eficientes e que atendam as exigências e os limites encontrados nas redes de transmissão e/ou distribuição.

2.3.1 Sistemas eólicos de geração

A aplicação da digitalização nos sistemas eólicos, por meio de tecnologias de informação e comunicação (TIC), tem seu maior destaque nas aplicações em turbinas eólicas, em conversores de potência e em outras aplicações relacionadas à energia e que não se enquadram nas duas anteriores (Kangas *et al.*, 2021).

Por meio das TIC, pode-se programar despachos econômicos de energia elétrica, auxiliando nas ações de proteção, controle de energia reativa da rede, entre outros. Variações de frequência, controle de potência ativa gerada e, por consequência, nível de tensão de geração podem ser monitorados em tempo real e controlados para que se obtenha uma operação da qual se extraia o máximo que o gerador pode entregar de potência ativa e/ou reativa, dentro dos padrões normatizados da rede, resultando em um processo de geração com maior confiabilidade e eficiência. A Tabela 2.1 mostra alguns exemplos de aplicações de TIC e seus objetivos para sistemas eólicos de geração de energia elétrica.

Tabela 2.1 Exemplos de TIC aplicados a sistemas eólicos de geração

Método de obtenção de dados	Sistema de aplicação	Descrição da aplicação
Sistema óptico e métodos de dados de ar	Turbinas	Sistemas e métodos de sensoriamento de velocidade, temperatura e pressão do ar.
Previsão de energia gerada de uma fazenda eólica	Turbinas	Métodos e equipamentos para a previsão da energia gerada de uma fazenda eólica.
Sistema de sensoriamento de turbulência e condições das pás	Turbinas	Sistemas de sensoriamento que detecta materiais acumulados, como sujeira e gelo, nas turbinas eólicas.
Método e equipamentos para o controle da alimentação de energia reativa em um sistema de geração eólico	Turbinas	Método e equipamentos para controlar a potência do vento na geração. O sistema é conectado à rede elétrica e planejado para alimentar a rede com energia reativa, com o objetivo de melhorar a estabilidade do sistema.
Sistema atmosférico de medição	Turbinas	Um método de medição das condições do vento na atmosfera de maneira a prever o limite superior de capacidade de geração de cada turbina de uma fazenda eólica.
Extrator de potência condicionado à mudança de potência gerada	Conversão	Extrator de potência que permite à fonte fornecer uma quantidade otimizada de transferência de potência que é maior do que seria sem realizar casamento de impedância.
Sistema de controle e método de bateria de backup para controle de passo	Conversão	Método e bateria de backup para controle de passo em uma turbina de um sistema eólico de geração.
Sistema e métodos para monitoramento e gerenciamento do desempenho energético	Conversão	Sistema e método para monitoramento em tempo real das operações da geração e informações de energia, utilizados para o gerenciamento e a operação, em tempo real, do desempenho da planta.

Fonte: traduzida de Kangas *et al.*, 2021.

Alguns dos métodos que têm tido maiores interesses em seus desenvolvimentos serão explorados com mais detalhes na Seção 2.4.

2.3.2 Sistemas de geração fotovoltaicos

Diferentemente dos sistemas de geração eólicos, os sistemas fotovoltaicos são, em sua característica construtiva, muito mais simples. Não se constituem de partes girantes, sujeitas a fadigas por esforços mecânicos, necessitando de menos manutenção, o que leva a um sistema simples e de limitados parâmetros para controle. Por essas características, sistemas fotovoltaicos são de menor custo e, por isso, majoritariamente utilizados na geração distribuída.

Outro fator que limita o uso de sistemas eólicos na geração distribuída, em larga escala como o fotovoltaico, está relacionado aos ventos. Em grandes centros urbanos, as correntes de ar são consideravelmente modificadas pelas mudanças na arquitetura urbana. Grandes edifícios servem como barreiras e acabam reduzindo a velocidade dessas correntes de ar, muitas vezes inviabilizando a instalação de sistemas eólicos.

Por meio de TIC, pode-se controlar em sistemas fotovoltaicos, em tempo real, parâmetros como tensão gerada, quantidade de potência ativa e reativa injetada na

rede, fator de potência do sistema de geração de corrente elétrica injetada na rede, por exemplo.

As maiores aplicações de TIC em sistema fotovoltaicos estão relacionadas à parte da eletrônica de potência presente no sistema (conversores e inversores de frequência), ao controle do ponto de extração de máxima potência (MPPT, do inglês *maximum power point tracking*) e a tecnologias relacionadas à energia que não se enquadram nas duas classificações anteriores. A Tabela 2.2 mostra alguns exemplos de aplicações de TIC e seus objetivos para sistemas de geração de energia elétrica fotovoltaicos.

Tabela 2.2 Exemplos de TIC aplicados a sistemas de geração fotovoltaicos.

Método de obtenção de dados	Sistema de aplicação	Descrição da aplicação
Controle de circuito para o chaveamento de conversores CC-CC	Energia	Circuito de controle para maximizar a produção do sistema fotovoltaico por meio de conversores CC-CC.
Regulação de chaveamento de fonte fotovoltaica com máxima transferência de potência sem alteração da tensão do sistema	Energia	Regula e melhora a eficiência da conversão CC-AC.
Método de rastreamento do ponto de máxima potência	MPPT	Um método de MPPT e um sistema de controle fotovoltaico que podem extrair a máxima potência de um sistema fotovoltaico.
Módulo fotovoltaico inteligente	MPPT	Módulo fotovoltaico que rastreia o ponto de máxima potência individual de cada painel e conecta com outros painéis para aumentar a eficiência da produção.
Otimização de ponto de potência de um arranjo solar	Conversão	Método e equipamentos que controlam a energia produzida por arranjo de placas solares, possibilitando a produção máxima do arranjo.

Fonte: traduzida de Kangas *et al.*, 2021.

Alguns dos métodos cujo desenvolvimento é de maior interesse serão explorados com mais detalhes na Seção 2.4.

2.4 PRINCIPAIS ESTRATÉGIAS E PROBLEMAS ENCONTRADOS NAS GERAÇÕES EÓLICA E SOLAR NO CONTEXTO DA QUALIDADE DA ENERGIA E DAS REDES INTELIGENTES

A conhecida volatilidade da geração por sistemas eólicos e fotovoltaicos pode resultar na alteração de parâmetros dos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica. Essas alterações têm a ver com problemas relacionados à qualidade da energia.

O termo “qualidade da energia elétrica” está relacionado a qualquer desvio que possa ocorrer na magnitude, forma de onda ou frequência da tensão ou corrente elétrica de um sistema elétrico.

No Brasil, os Procedimentos de Distribuição (Prodist), em seu módulo 8 – Qualidade da energia elétrica (Aneel, 2021b), definem os limites dos parâmetros de ten-

são, frequência e corrente em que um sistema pode operar, por meio de indicadores numéricos. É dividida entre indicadores relacionados à qualidade do produto e à qualidade do serviço. Nesta seção, estamos interessados somente na qualidade do produto, que é definida pela norma como:

O conjunto de definições de terminologias que caracterizam os fenômenos e estabelece os indicadores limites ou valores de referência relativos à conformidade de tensão em regime permanente e às perturbações na forma de onda de tensão (Aneel, 2021b).

Os seguintes fenômenos são tratados na qualidade do produto (Aneel, 2021b):

- Tensão em regime permanente.
- Fator de potência.
- Harmônicos.
- Desequilíbrio de tensão.
- Flutuação de tensão.
- Variação de frequência.
- Variação de tensão de curta duração.

Neste capítulo, estamos interessados em apenas dois fenômenos: tensão em regime permanente e variação de frequência.

De acordo com a Aneel (2021b), os limites superior e inferior de tensão para redes com operação superior a 1 kV devem ser de 105% (1,05 pu) e 95% (0,95 pu) do valor da tensão nominal do sistema, respectivamente. Neste caso, estamos falando de redes de distribuição e transmissão. Para as redes de distribuição em baixa tensão, dividem-se os níveis de tensão em faixas, a saber: faixa adequada; faixa precária; e faixa crítica. As Tabelas 2.3 e 2.4 mostram essas faixas para os níveis em baixa tensão padronizados no Brasil (Aneel, 2021b).

Tabela 2.3 Pontos de conexão em tensão nominal igual ou inferior a 1 kV (220/127)

Tensão de atendimento (TA)	Faixa de variação de tensão de leitura (volts)
Adequada	$(202 \leq TL \leq 231) / (117 \leq TL \leq 133)$
Precária	$(191 \leq TL \leq 202) \text{ ou } (231 \leq TL \leq 233)$ $(110 \leq TL < 117) \text{ ou } (133 < TL \leq 135)$
Crítica	$(TL < 191 \text{ ou } TL > 233) / (TL \leq 110 \text{ ou } TL > 135)$

Fonte: Aneel, 2021b.

Tabela 2.4 Pontos de conexão em tensão nominal igual ou inferior a 1 kV (380/220)

Tensão de atendimento (TA)	Faixa de variação de tensão de leitura (volts)
Adequada	$(350 \leq TL \leq 399) / (220 \leq TL \leq 231)$
Precária	$(331 \leq TL < 350) \text{ ou } (399 < TL \leq 403) /$ $(191 \leq TL < 202) \text{ ou } (231 < TL \leq 233)$
Crítica	$(TL < 331 \text{ ou } TL > 403) / (TL \leq 191 \text{ ou } TL > 233)$

Fonte: Aneel, 2021b.

Já para a variação de frequência, os indicadores da Aneel (2021b) normatizam que, em condições normais de operação e em regime permanente, o sistema deve operar dentro dos limites de frequência situados entre 59,9 Hz e 60,1 Hz. No entanto, na ocorrência de distúrbios no sistema, os sistemas de geração devem garantir que a frequência retorne, 30 segundos após a transgressão, para a faixa de 59,5 Hz a 60,5 Hz.

2.4.1 Qualidade da energia e sistemas de geração eólicos

Nos sistemas de geração eólicos, a inconstância dos ventos que fazem as pás acopladas às turbinas eólicas girarem acaba ocasionando uma variação no torque e na velocidade que são entregues e desenvolvidas entre a turbina e o rotor da máquina elétrica (gerador). Essa variação de torque está diretamente relacionada à potência ativa gerada, e a variação de velocidade está diretamente ligada à frequência da tensão gerada pelo conjunto turbina-gerador elétrico. Nesse sentido, é necessário desenvolver estratégias para lidar com a variação da velocidade do vento e para extrair a máxima potência e a frequência da tensão geradas constantes e dentro dos limites impostos pela regulamentação nacional.

Para o controle da potência gerada, três estratégias de controle podem ser encontradas: controle de passo, controle de estol e controle de estol ativo.

O controle de passo é um sistema ativo que, de acordo com sinais vindo do sistema de controle, mudam o ângulo das pás do rotor da turbina para manter a geração de potência ativa em um mesmo patamar. Sempre que a potência do gerador é ultrapassada em virtude da velocidade do vento, as pás mudam o seu ângulo, girando em torno do seu eixo longitudinal, para reduzir o ângulo de ataque. Essa redução diminui as forças aerodinâmicas atuantes nas pás do rotor e, conseqüentemente, o torque desenvolvido (Dutra, 2008).

Já para o controle de estol, as pás do rotor são fixas em seu ângulo de passo e não giram em torno do seu eixo longitudinal. São construídas de maneira que seu ângulo de passo é escolhido para que, em velocidades de ventos superiores a nominal, ocorre o estol³ e no rotor. Devido ao estol, ocorre uma diminuição do torque desenvolvido

3 Redução da força de sustentação e aumento das forças de arrasto.

e, conseqüentemente, da potência elétrica gerada pelo conjunto turbina – gerador elétrico. Para que não ocorram grandes perdas de potência em todas as posições radiais das pás ao mesmo tempo, reduzindo a potência elétrica gerada, uma pequena torção longitudinal é empregada às pás, que as levam a um suave desenvolvimento desse efeito (Dutra, 2008). A Figura 2.2 mostra as pás do rotor de uma turbina com deformações, para o caso do controle de estol, e sem deformações, para o caso do controle de passo.

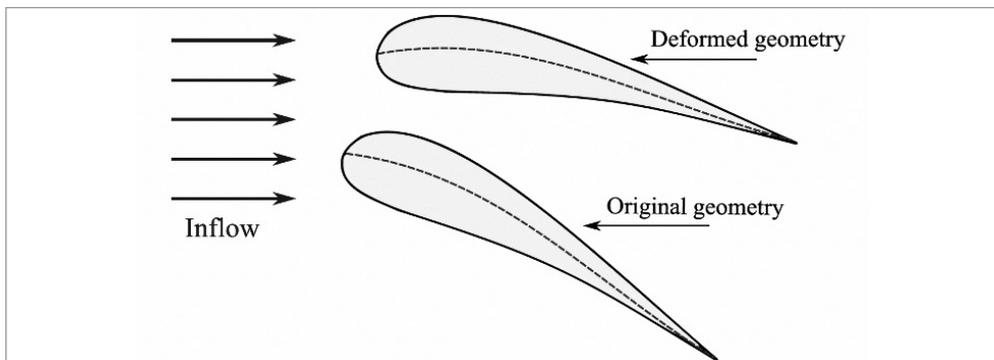


Figura 2.2 Pás do rotor de uma turbina com e sem deformação em seu eixo longitudinal.

Fonte: Barber e Motley, 2016.

Em sistemas mais modernos, uma mistura entre o controle de passo e de estol pode ser encontrada. A essa estratégia se dá o nome de controle de estol ativo.

O controle de estol ativo é provido de um mecanismo que gira as pás do rotor da turbina na direção de estol (do inglês *stall*) ou na direção de embandeiramento⁴ (do inglês *feather*). Dessa maneira, pequenas variações no ângulo de passo das pás garantem uma geração de potência elétrica ativa de acordo com a máxima capacidade que pode ser entregue pelo gerador eólico. Para ventos extremos e cargas pequenas, as pás giram na direção do embandeiramento. Para ventos superiores a velocidade nominal, as pás giram na direção do estol. Todas essas ações são feitas por um sistema de controle (MPPT) que, por meio de comparações com valores de referência, ajustam a variável de saída desejável (potência elétrica gerada ou torque desenvolvido) de acordo com a variável de entrada (ângulo das pás do rotor da turbina do gerador). A Figura 2.3 mostra uma pá de rotor e as direções supracitadas.

4 Condição em que as pás do rotor de uma turbina ou hélices de um avião giram paralelamente ao fluxo de ar para reduzir o arrasto.

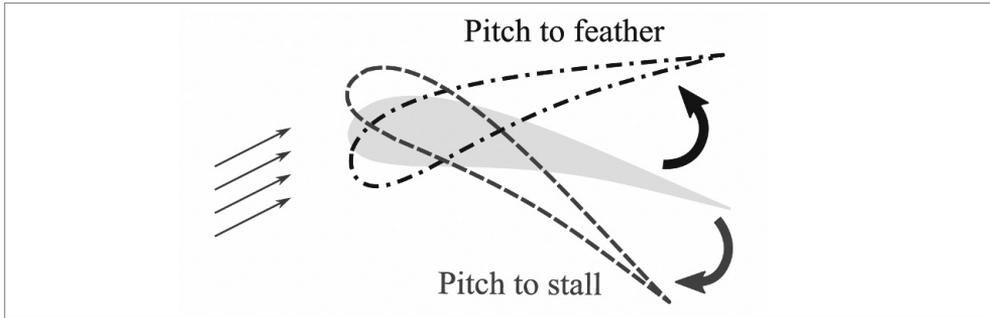


Figura 2.3 Controle de passo para o estol e para o embaeiramento.

Fonte: Barber e Motley, 2016.

A frequência elétrica gerada em um grupo gerador é a frequência da tensão elétrica gerada. Essa frequência elétrica em Hertz é proporcional à frequência de giro do campo magnético girante do rotor da máquina elétrica em corrente alternada.

Há dois tipos de máquinas elétricas empregadas no grupo gerador do sistema: máquinas síncronas e gerador de indução duplamente alimentado.

As máquinas síncronas, dadas as suas características construtivas, geram energia a uma frequência proporcional à velocidade de rotação do campo magnético girante, criado pelo enrolamento de campo da máquina e que se encontra na parte girante (rotor) dela. Por isso, é denominada síncrona, pois existe um sincronismo entre frequência da tensão gerada e velocidade de rotação do campo magnético girante. Assim, para que se entregue energia gerada a uma frequência constante, a velocidade da máquina deve ser constante. Aqui se chama o gerador de máquina sem prejuízos conceituais. Uma máquina elétrica pode funcionar tanto como motor elétrico, quanto como gerador elétrico.

Para que a frequência gerada seja constante, levando em consideração a variação dos ventos, não se conecta a máquina síncrona diretamente com a rede elétrica. Faz-se o uso, então, de um inversor de frequência.

Os inversores de frequência são dispositivos eletrônicos compostos de chaves automáticas feitas por material semicondutor. Os tipos mais comuns de chaves eletrônicas empregadas em inversores de frequência são os IGBT (*insulated gate bi-polar transistor*). Por meio de modulação por largura de pulso (PWM, do inglês *pulse width modulation*), os ângulos de disparo (atuação) dos IGBT são alterados para que a frequência de saída desse inversor de frequência seja a adequada para o sistema. Assim, apesar da velocidade do aerogerador ser variável, a frequência injetada na rede será constante. A Figura 2.4 ilustra um sistema desse tipo.

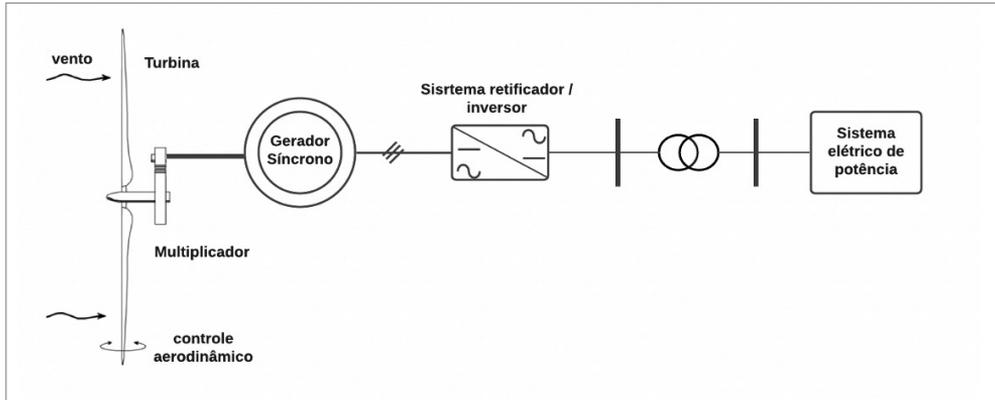


Figura 2.4 Diagrama elétrico de um sistema de geração eólica com gerador síncrono a velocidade variável.

Fonte: elaborada pelo autor.

O grande diferencial no emprego de gerador de indução duplamente alimentado (DFIG, do inglês *doubly fed induction generation*) é o conversor bidirecional utilizado em seu arranjo. O estator do DFIG é conectado de forma direta à rede, e o rotor é conectado por meio do conversor bidirecional. O sistema bidirecional controla a saída do aerogerador. O inversor conectado do lado do rotor tem a função de controlar a potência ativa e reativa gerada. O inversor conectado do lado da rede é responsável pelo controle da tensão do elo em corrente contínua e do conversor do lado da rede. A Figura 2.5 ilustra um sistema desse tipo.

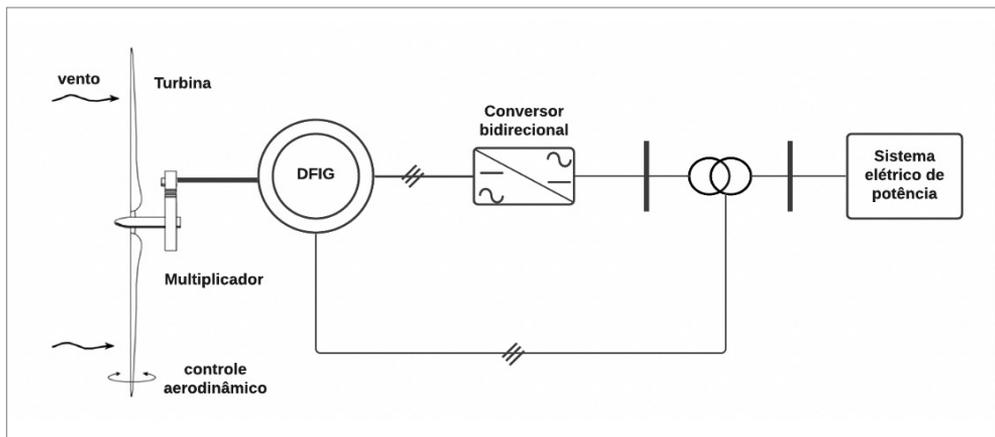


Figura 2.5 Diagrama elétrico de um sistema de geração eólica com gerador DFIG a velocidade variável.

Fonte: elaborada pelo autor.

A busca por soluções inovadoras para o controle dos parâmetros de geração, em atendimento às exigências do sistema elétrico de potência em que se encontram, faz parte dos conceitos das redes elétricas inteligentes.

2.4.2 Qualidade da energia e sistemas de geração fotovoltaicos

Os sistemas de geração fotovoltaicos, em sua maioria, estão localizados nas redes de distribuição. Como já citado, têm grande adesão dos consumidores que desejam gerar sua própria energia a ser consumida, devido a seu aspecto construtivo mais simples.

O perfil de demanda de consumidores residenciais não segue o perfil de geração fotovoltaica, ou seja, quando a geração fotovoltaica está no máximo, a demanda residencial encontra-se muito baixa. A justificativa para este fato já foi dada na Seção 1.1 do Capítulo 1.

Esse fato, aliado ao nível de penetração fotovoltaica, pode resultar em elevação no nível de tensão em regime permanente. Aliás, nos dias atuais, a maior preocupação das companhias que detêm concessões ou permissões sobre sistemas de distribuição no Brasil é em relação às sobretensões causadas pela penetração fotovoltaica. Muitas vezes, as companhias precisam interferir na geração distribuída dos consumidores e solicitar que ajustem sua geração para o controle dos níveis de tensão em regime permanente.

Como já foi dito no Capítulo 1, as placas fotovoltaicas, por meio de um processo químico da reação do material empregado com a irradiação solar, liberam energia em forma de energia elétrica. No entanto, essa energia liberada é condicionada em corrente contínua, não sendo possível injetá-la no sistema elétrico, uma vez que o sistema de distribuição de energia elétrica no Brasil é em corrente alternada. Faz-se necessário, então, utilizar inversores CC-AC para adequar a energia gerada e convertê-la de corrente contínua para corrente alternada. Porém, sabe-se que esses inversores eletrônicos possuem em sua composição chaves eletrônicas (transistores) que, devido às elevadas frequências de chaveamento (abrir e fechar) que operam, originam distorções harmônicas na forma de onda da tensão, o que pode ser prejudicial a outras cargas existentes no sistema em que essa distorção harmônica é inserida.

No entanto, os inversores fabricados nos dias de hoje já possuem filtros harmônicos e entregam as formas de onda de tensão e corrente praticamente senoidais e com baixa distorção. Dessa maneira, as distorções harmônicas geradas pelos sistemas fotovoltaicos, na geração distribuída, não têm sido motivo de preocupação para as companhias elétricas.

Dentre os filtros passivos de acoplamento utilizados nos sistemas fotovoltaicos, destaca-se o de maior uso, o LCL – indutivo-capacitivo-indutivo. São mais utilizados por diminuírem consideravelmente o volume dos indutores. Esse filtro reduz, ainda,

os transitórios de conexão, uma vez que é uma indutância que conecta o filtro à rede, e não um capacitor. A Figura 2.6 mostra um filtro LCL.

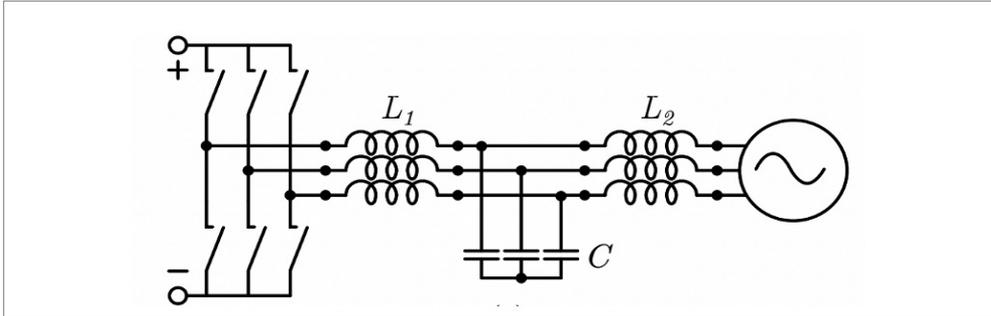


Figura 2.6 Filtro passivo de acoplamento LCL.

Fonte: elaborada pelo autor.

Outro aspecto amplamente investigado está relacionado aos sombreamentos parciais sofridos pelas placas dos sistemas fotovoltaicos em decorrência de nuvens, por exemplo. A intensidade da corrente elétrica produzida nas placas fotovoltaicas está diretamente ligada à intensidade da irradiação solar. A corrente de curto-circuito (I_{sc}) e a tensão de circuito aberto (V_{oc}) são diretamente proporcionais a essa irradiação. Existe, então, uma variação da tensão e corrente emitida por uma célula fotovoltaica de acordo com a variação da irradiação solar incidente nela.

Analisando uma placa fotovoltaica onde se tem um conjunto de células fotovoltaicas, o efeito do sombreamento parcial é uma diminuição na potência gerada pelo painel. A Figura 2.7 mostra essa relação.

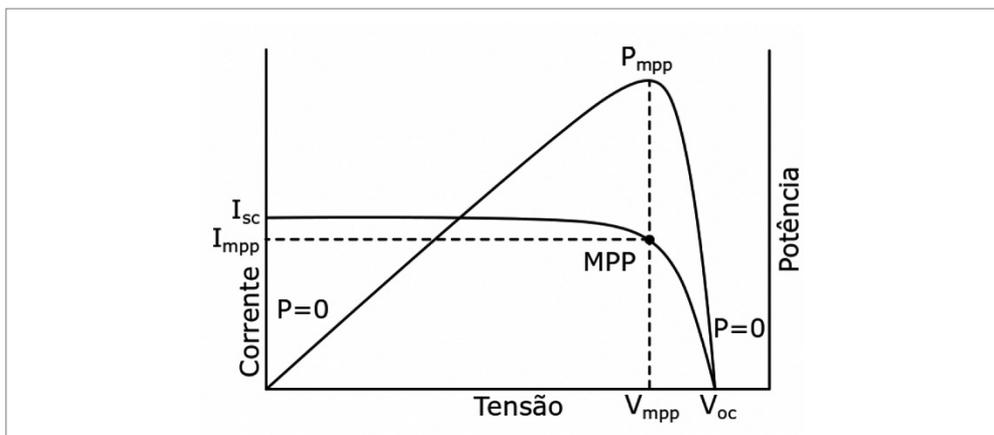


Figura 2.7 Curva corrente versus tensão em um módulo fotovoltaico.

Fonte: elaborada pelo autor.

Como pode ser visto na Figura 2.7, existe, porém, um ponto em que a máxima potência gerada (MPP) pode ser alcançada. Para isso, lança-se mão do MPPT e de técnicas para atingir esse ponto de máxima potência. Dentre as técnicas aplicadas, pode-se citar o uso de redes neurais artificiais, algoritmos de otimização, método perturba e observa, e condutância incremental.

Em determinadas situações, nas quais ocorre o sombreamento total do sistema, não há como o MPPT atuar e, portanto, o sistema deixa de gerar energia e, por consequência, deixando de injetá-la no sistema elétrico. Mas, geralmente, esses sombreamentos totais são momentâneos, pois as nuvens se deslocam de acordo com os ventos.

Em razão das características do sistema fotovoltaico, a injeção de potência ativa na rede elétrica é instantânea. Da mesma maneira, quando ocorre um sombreamento total do sistema, a retirada de potência ativa injetada por este também se dá de maneira instantânea. Dessa forma, essas entradas e saídas bruscas e instantâneas dos sistemas fotovoltaicos na geração distribuída podem ocasionar variações de frequência nos referidos sistemas elétricos. Outra preocupação relacionada à variação de frequência são as perdas de cargas no sistema.

Se analisarmos pelo ponto de vista de geradores síncronos, de acordo com o balanço entre a potência mecânica e a potência elétrica gerada, os geradores síncronos aceleram em caso de perda de carga em um sistema. No entanto, pela inércia característica do rotor das máquinas síncronas, essa aceleração que resulta em um aumento da frequência do sistema pode ser detectada em tempo hábil por controladores de velocidade e, então, ajustada aos limites de frequência nominal do sistema. Em um sistema fotovoltaico, caso haja uma perda de carga, o sistema continua injetando a máxima potência na rede elétrica por meio do seu MPPT. Esse fato pode ocasionar uma instabilidade na frequência da rede. Os problemas relacionados à inércia na geração fotovoltaica também são encontrados na geração eólica.

Uma maneira de se tentar contornar esse efeito é a simulação de uma inércia nos sistemas fotovoltaicos, tanto para a sua saída quanto para a sua entrada nos sistemas. Essa estratégia de simulação de inércia tem como referência os sistemas de geração de energia elétrica que se utilizam de máquinas elétricas rotativas síncronas.

A estrutura básica de um sistema de conversão de energia em um sistema de geração renovável possui basicamente um capacitor, um inversor de fonte de tensão (VSI, do inglês *voltage source inverter*) e um filtro de acoplamento à rede. A Figura 2.8 mostra a relação dos elementos básicos de um sistema renovável e de uma máquina síncrona.

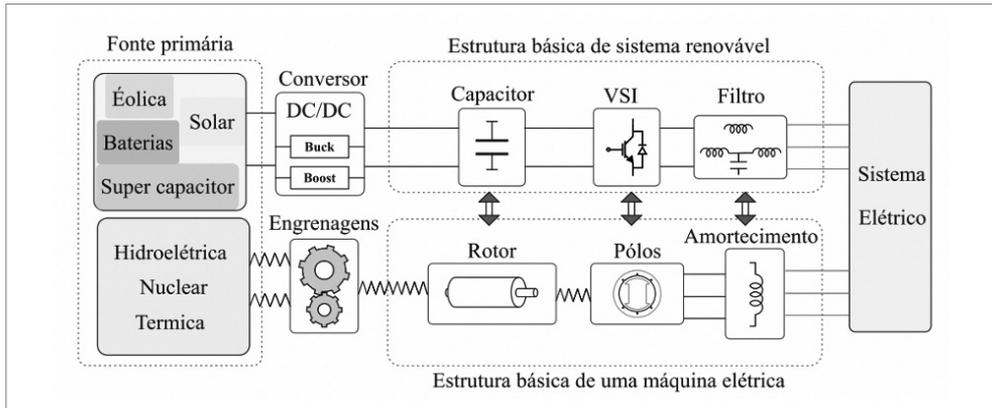


Figura 2.8 Estruturas básicas de um sistema renovável e de uma máquina síncrona.

Fonte: Dantas, 2018.

É possível a análise de que os principais elementos contribuintes para a inércia característica de uma máquina síncrona podem ser relacionados em um sistema renovável. Dessa maneira, surge a estratégia da simulação de uma máquina síncrona virtual (MSV), por meio dos elementos de controle de um sistema renovável. Assim como na máquina síncrona, esse controle é feito por meio da estratégia de controle por decaimento (do inglês *droop control*). Simula-se então o controle por decaimento da máquina síncrona no controle eletrônico dos sistemas de geração eólicos e fotovoltaicos, com o objetivo de prover ao sistema elétrico uma maior estabilidade.

2.5 SEGURANÇA CONTRA ATAQUES CIBERNÉTICOS (CYBERATTACKS)

Se, por um lado, o emprego de tecnologias inteligentes na geração de energia elétrica para monitoramento e controle eficientes contribui para um sistema elétrico confiável e diminui os custos de operação, por outro lado, tais tecnologias tornam-se suscetíveis a operações indesejadas e provocadas por ataques cibernéticos, uma vez que entre o monitoramento e o controle são empregados meios de transmissão de dados por meio de comunicação sem fio.

A frequência de um sistema elétrico deve ser monitorada e controlada, uma vez que desvios do valor nominal da frequência do sistema podem afetar diretamente sua operação, segurança e confiabilidade. O desbalanço entre potência demandada pelas cargas e potência gerada faz com que a frequência de operação de um gerador síncrono saia do seu valor nominal. Existem três níveis de controle de frequência e vários métodos para seu controle podem ser utilizados. Os primeiros dois métodos estão relacionados ao controle das unidades geradoras, e o terceiro nível é implementado por meio das cargas, por exemplo, pelo sombreamento de carga (do

inglês *load shedding*). O primeiro nível de controle está relacionado ao controle de frequência pela unidade geradora por meio do seu controle primário ou governador de velocidade (do inglês *speed governor*). Esse controle atua diretamente no torque desenvolvido pela turbina presente na unidade de geração. O segundo nível está relacionado ao controle suplementar que atua obtendo auxílio de outras unidades geradoras para o controle de frequência do sistema em desconformidade. O terceiro nível utiliza-se de mudanças implementadas por meio de controle direto de cargas ou sombreamento de cargas, despacho econômico de energia e tirando ou inserindo mais potência no sistema.

Apesar dessas estratégias garantirem a confiabilidade e a estabilidade do sistema, elas estão sujeitas a ataques cibernéticos por meio de ações maliciosas. Sistemas de potência modernos utilizam infraestrutura de comunicação aberta, que, por sua vez, utilizam canais de comunicação dedicados à transmissão de sinais entre unidades de terminal remoto (RTU, do inglês *remote terminal units*), centros de controle e unidades geradoras. Além do mais, em razão da rapidez com que os sinais de controle devem ser gerados para o controle da frequência do sistema, não podem ser utilizados algoritmos de validação de dados complexos para a validação e a estimação dos dados medidos. Os maliciosos podem tirar vantagem desse fato manipulando dados de medição com uma matemática não muito complexa.

Um sistema de transmissão de dados inteligente é geralmente bidirecional, ou seja, transmite e recebe dados. As propriedades de segurança desse sistema devem possuir os três atributos seguintes (Mohan; Meskin; Mehrjerdi, 2020):

1. Disponibilidade: asseguramento da oportuna e confiável disponibilidade da informação na rede de transmissão de dados do sistema.
2. Integridade: capacidade de se atingir objetivos operacionais por meio de prevenção e detecção de ataques nos canais de comunicação entre atuadores, sensores e controladores.
3. Confidencialidade: habilidade do sistema em manter inacessíveis as informações a pessoas não autorizadas.

Os tipos de ataques cibernéticos em sistemas de geração de energia elétrica são resumidos na Figura 2.9.

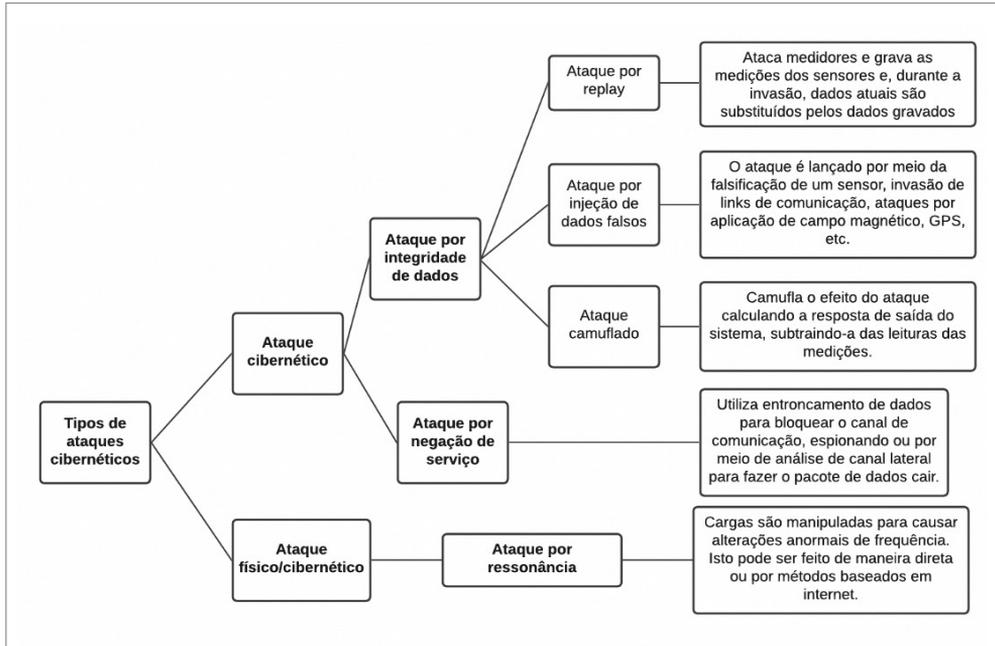


Figura 2.9 Diversos tipos de ataques ao sistema.

Fonte: traduzida de Mohan; Meskin; Mehrjerdi, 2020.

A integração de geração por fontes renováveis de energia, sejam distribuídas ou centralizadas, com usinas de geração a máquinas síncronas também pode ser alvo de ataques maliciosos. A Figura 2.10 mostra o esquema de uma microrrede em que uma unidade geradora síncrona, uma fotovoltaica e uma eólica fazem parte, hipoteticamente.

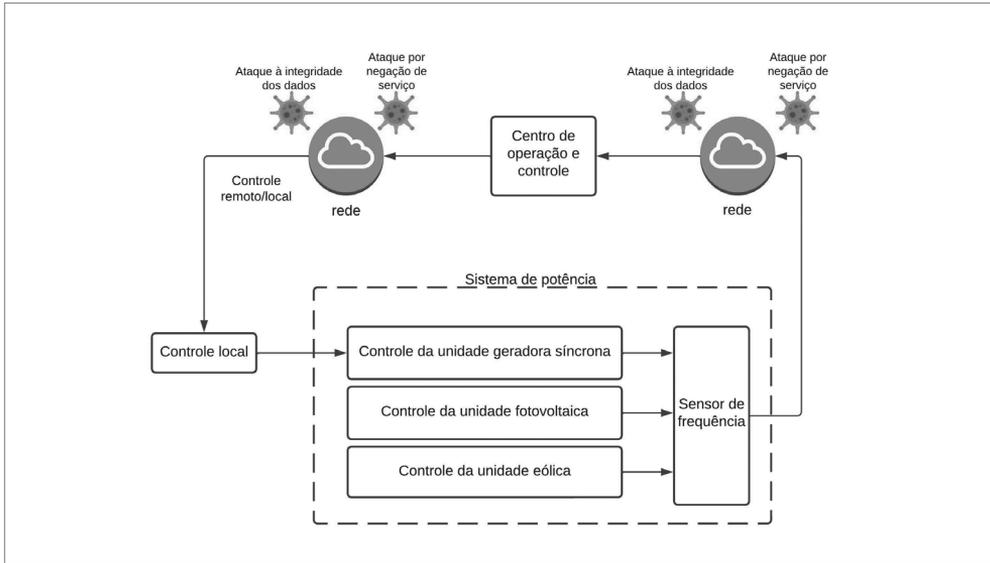


Figura 2.10 Esquema de pontos de ataque em uma área de controle de frequência.

Fonte: elaborada pelo autor.

Nesse caso, pela falta de inércia nas unidades com fontes renováveis, a unidade síncrona é a responsável por controlar e regular a frequência do sistema dentro dos limites permitidos por regulamentação do órgão fiscalizador. Vamos analisar a dinâmica de transmissão de dados da Figura 2.10:

1. Um sensor, que verifica a frequência do sistema em tempo real, informa ao centro de operação e controle, por meio de telemetria (comunicação sem fio), qual o desvio de frequência em relação ao seu valor nominal.
2. É feita uma análise de dados, que, muitas vezes, envolve algum algoritmo matemático para calcular o ajuste da velocidade de rotação da unidade síncrona.
3. A variável de ajuste (variável de controle) é enviada via comunicação sem fio para o controle local que se encontra no centro de controle e operação da usina geradora.
4. O controle local, então, faz o ajuste da velocidade da unidade síncrona por meio do controle primário ou *speed governor*.
5. Enquanto a variação de frequência não atingir o limite máximo estipulado pela central de operação do sistema, os passos de 1 a 4 se repetem.

Os ataques cibernéticos podem ocorrer nas etapas 1 e 3, pois são as etapas em que ocorrem as transmissões de dados. Os dados podem ser alterados, por exemplo, se o valor da variação da frequência, na realidade, estiver fora dos limites, pode-se modi-

ficá-los para estarem dentro dos limites. Somente este ataque pode contribuir para que o sistema entre em colapso e se torne instável do ponto de vista da frequência. A negação de dados também pode ocasionar o mesmo efeito. Caso as informações não sejam transmitidas nas etapas 1 ou 3, o controle de velocidade da unidade síncrona não atuará, o que também pode levar o sistema a colapsar.

Técnicas como classificação de dados por reconhecimento de padrões e estimadores de estados podem ser utilizadas para detecção e defesa contra esses ataques. Os controles aqui mencionados são tradicionalmente supervisionados por meio do supervisão SCADA (do inglês *supervisory control and data acquisition*) e, geralmente é esse supervisão que recebe a maior parte dos ataques cibernéticos. Um detalhamento maior do SCADA e medidas para aumentar sua segurança contra acessos não autorizados será dado no Capítulo 3.

2.6 COGERAÇÃO COM FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA

A Aneel, por meio de sua Resolução Normativa n. 235, de 14 de novembro de 2006, define a cogeração da seguinte maneira:

processo operado numa instalação específica para fins da produção combinada das utilidades calor e energia mecânica, esta geralmente convertida total ou parcialmente em energia elétrica, a partir da energia disponibilizada por uma fonte primária (Aneel, 2006).

A cogeração consiste na produção simultânea de duas ou mais utilidades. Essas utilidades podem ser o calor do processo e potência mecânica e/ou elétrica, a partir da energia disponibilizada por uma ou mais fontes combustíveis.

Levando-se em consideração o conceito fundamental das redes inteligentes, tomam-se aqui somente processos de cogeração com fontes de energia renováveis. Podemos citar as seguintes aplicações no Brasil: usinas termelétricas a combustão de biomassa; turbinas a gás acionadas por biogás; e sistema de cogeração em ciclo combinado.

As vantagens da operação por meio da cogeração com fontes combustíveis renováveis estão na alta eficiência que essas plantas podem oferecer, com baixas perdas de energia.

A utilização do biogás oferece duas grandes vantagens relacionadas ao conceito de redes inteligentes:

1. Materiais biológicos contêm energia derivada diretamente da fotossíntese. As plantas convertem dióxido de carbono e água em carboidratos e oxigênio. No

entanto, na combustão desse material, dióxido de carbono é liberado na atmosfera. Porém, se um ciclo fechado de carbono for realizado de maneira correta, as plantas replantadas para serem utilizadas como combustível de biomassa reabsorverão esse dióxido de carbono e liberarão oxigênio na atmosfera.

2. O biocombustível, ou biogás, é a única fonte de energia renovável que não depende do clima, como a eólica e a solar, e que garante a contínua geração de energia.

De acordo com a Aneel, existiam no Brasil, em 2021, 588 empreendimentos em operação que utilizavam biomassa como fonte de energia para a geração de energia elétrica. Para se ter uma ideia, essa quantidade representa 8,84% dos empreendimentos e a geração com fonte eólica a 10,64%. A Tabela 2.5 mostra a relação dos tipos de biocombustíveis e sua representação no setor elétrico brasileiro (Aneel, 2021).

Tabela 2.5 Representatividade da geração por biomassa no setor elétrico brasileiro

Origem	Tipo	Combustível	Quantidade	Potência outorgada (kW)	% potência outorgada
Biomassa	Agroindustriais	Bagaço de cana-de-açúcar	412	12.010.314,20	76,16%
Biomassa	Floresta	Licor negro	18	2.538.634	16,1%
Biomassa	Floresta	Resíduos florestais	63	603.010	3,82%
Biomassa	Resíduos sólidos urbanos	Biogás – RU	22	189.195,60	1,20%
Biomassa	Floresta	Gás de alto forno – biomassa	12	127.705,05	0,81%
Biomassa	Floresta	Lenha	8	104.575	0,66%
Biomassa	Agroindustriais	Casca de arroz	13	53.333	0,34%
Biomassa	Floresta	Carvão vegetal	7	38.197	0,24%
Biomassa	Agroindustriais	Biogás – AGR	4	31.867	0,2%
Biomassa	Agroindustriais	Capim elefante	2	31.700	0,2%
Biomassa	Resíduos sólidos urbanos	Resíduos sólidos urbanos – RU	5	19.608	0,12%
Biomassa	Resíduos sólidos urbanos	Carvão – RU	3	8.250	0,05%
Biomassa	Floresta	Biogás – Floresta	1	5.000	0,03%
Biomassa	Resíduos animais	Biogás – RA	15	4.741,20	0,03%
Biomassa	Biocombustíveis líquidos	Óleos vegetais	2	4.350,40	0,03%
Biomassa	Biocombustíveis líquidos	Etanol	1	320	0%
Total			588	15.770.800,45	100%

Fonte: Aneel, 2021.

Como pode ser visto na Tabela 2.5, o biogás não deriva apenas de plantas, mas também de resíduos animais (gases expelidos na suinocultura, por exemplo) e resíduos sólidos urbanos, entre outros.

Para o caso da cogeração com ciclo combinado, na geração de energia elétrica é feita a combinação do calor gerado por uma unidade geradora como fonte para outra unidade, extraindo mais energia do processo, conseqüentemente, aumentando sua eficiência. A eficiência de plantas de cogeração com ciclo combinado pode chegar a 85%.

A Figura 2.11 mostra a cogeração com uma unidade que gera calor pela combustão do biogás, e esse calor é aproveitado para o processo de vaporização da água, que servirá para o acionamento de uma turbina a vapor em uma segunda unidade geradora.

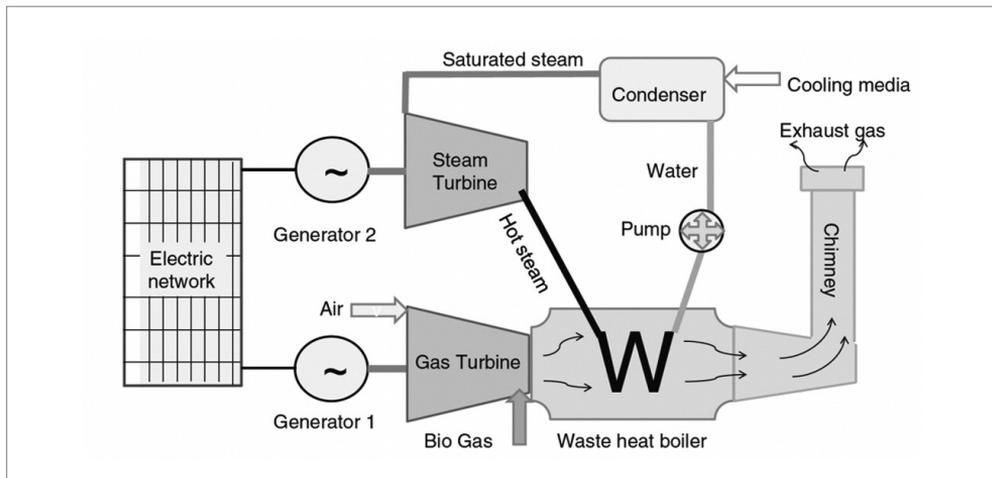


Figura 2.11 Cogeração com ciclo combinado.

Fonte: Buchholz, 2014.

A busca por processos de geração mais ambientalmente amigáveis tem levado pesquisadores a desenvolverem métodos que cada vez mais aproveitam os diversos tipos de energia transformados nos sistemas de geração para que se alcance um maior rendimento e maior eficiência. No Brasil, a cogeração tem como enfoque o biogás. Processos que envolvem energia geotérmica e células combustíveis não recebem atenção no país, pois não se encontram no território brasileiro fontes geotérmicas próprias para a geração, e porque o custo das células combustíveis ainda é alto.

CAPÍTULO 3

Transmissão de energia e as redes inteligentes

3.1 TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA INTELIGENTE

Sistemas de transmissão de energia elétrica são, em sua natureza, complexos e, na maioria das vezes, longos. Uma vez que esses sistemas são os pilares de sistemas de potência espalhados pelo mundo, em casos de falhas ou faltas, devem-se garantir alta confiabilidade e procedimentos para restabelecer sua correta operação no menor tempo possível.

O aumento da demanda de energia elétrica por parte dos consumidores e o aumento da inserção de geração fotovoltaica e eólica centralizadas e distribuídas têm aumentado a complexidade de operação de sistemas de transmissão. Isso se deve ao fato de que, com o aumento da demanda, novas linhas de transmissão têm que ser construídas e interconectadas, de preferência nos sistemas existentes, por exemplo. Essa interconexão influencia as ações de despacho de energia, monitoradas e realizadas por meio dos operadores de sistemas de transmissão (TSO, do inglês *transmission system operator*). No Brasil, essas ações são determinadas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). Já para o caso da geração renovável centralizada e distribuída, a volatilidade natural desse tipo de geração afeta diretamente a previsão do despacho econômico de energia elétrica.

Um sistema elétrico de potência, inserido na filosofia das redes elétricas inteligentes, só é possível onde exista um sistema de transmissão robusto. Para isso, alguns pontos devem ser levados em consideração, como a observabilidade do sistema e a aplicação de estratégias de monitoramento que possam agregar dados coletados, aumentando a confiabilidade do sistema.

Para o aumento da observabilidade e confiabilidade dos sistemas de transmissão, pode-se citar, entre as ações empregadas:

- A utilização de unidade de medição fasorial (PMU, do inglês *phasorial measurement unit*).
- A implementação de sistema de monitoramento de rede ampla (WAMS, do inglês *wide area monitoring system*).
- A implementação de ações contra ataques cibernéticos ao supervisor SCADA.
- A utilização de sistemas flexíveis de transmissão em corrente alternada (Facts, do inglês *flexible alternating current transmission system*).

Neste capítulo, iremos explorar esses tópicos. No entanto, é necessário investigar a importância de um sistema ter uma maior observabilidade.

3.2 A OBSERVABILIDADE NOS SISTEMAS DE POTÊNCIA

Sistemas de potência são operados por operadores dentro de salas de controles. A principal tarefa desses operadores é manter o sistema operando em seu estado normal e seguro, enquanto as condições de operação variam dinamicamente e diariamente (Abur; Exposito, 2004).

Para que essa manutenção seja alcançada, em um primeiro momento, se faz necessário um contínuo monitoramento das condições do sistema por meio da aquisição de medidas de todas as suas partes. Em um segundo momento, devem-se determinar as condições do estado de operação do sistema e, por fim, determinar se ações preventivas devem ser tomadas para evitar que o sistema deixe de operar em suas condições normais. Essa sequência é referida como análise de segurança (Abur; Exposito, 2004). O estado de operação de um sistema em um determinado instante de tempo pode ser determinado pelo conhecimento da topologia do sistema e dos fasores de tensão complexos de todas as barras deste. Para que esses dados sejam disponibilizados, equipamentos de medição em campo devem ser empregados.

Inicialmente, as subestações de energia elétrica eram equipadas com dispositivos denominados unidades de controle terminal (RTU, do inglês *remote terminal units*), que coletavam diversos tipos de medidas de campo e eram responsáveis por transmiti-las aos centros de controle. Posteriormente, esses dispositivos começaram

a ser substituídos por dispositivos eletrônicos inteligentes (IED, do inglês *intelligent electronic device*) e, nos dias atuais, pelos PMU. Os três tipos de dispositivos citados aqui ainda podem ser encontrados em subestações nos dias de hoje, e conectados a uma área de rede local (LAN, do inglês *local area network*) juntamente com um sistema supervisorio (SCADA), que faz toda a interligação das medidas coletadas com o computador que irá processá-las. Medidas como dados de fluxo de carga, magnitudes de corrente e tensão, informações sobre geração e status de chaves de manobra estão entre as diversas medidas que podem ser coletadas por esses dispositivos.

No entanto, nem sempre todas as medidas coletadas pelos dispositivos supracitados estão sempre disponíveis ou são transmitidas de maneira correta. Isso ocorre por diversos motivos. Dentre eles, pode-se citar: falhas na transmissão de dados telemídidos; erros naturais encontrados nos medidores; ataques cibernéticos; e ruídos na comunicação. Outro fator que deve ser considerado é que nem sempre é viável obter todos os dados de todos os pontos de sistema. Isso se deve ao elevado custo financeiro envolvido, desde a aquisição até a manutenção dos medidores. Dessa maneira, a observabilidade do sistema pode ser prejudicada caso ações não sejam tomadas para evitar as falhas citadas.

Para que isso seja minimizado e evitado, os dados recebidos são processados por meio da técnica de estimação de estados, para que erros grosseiros sejam detectados e excluídos do conjunto de dados recebidos pelo centro de operações.

Após o processamento pela técnica de estimação de estados, os dados do sistema são, então, enviados a um gerenciador de sistema de energia (EMS, do inglês *energy management system*), para que o estado do sistema seja analisado e ações como contingenciamentos, despacho econômico de cargas, ajustes na geração de energia ativa e/ou reativa, fluxo de carga ótimo e previsão de demanda de potência ativa, caso necessárias, sejam tomadas.

Segundo Abur e Exposito (2004), a aplicação da técnica de estimação de estados envolve as seguintes funções:

- Processamento de topologia: reúne dados referentes às posições dos contatos de disjuntores de potência e chaves de manobra e configura de maneira online a topologia do sistema.
- Análise de observabilidade: determina se a solução encontrada pelo estimador de estados para todo o sistema pode ser obtida utilizando-se o conjunto de dados disponíveis por meio das medições. Identifica trechos do sistema que não são observáveis e os ilhamentos observáveis do sistema, caso existam.
- Solução por estimação de estados: determina a estimação otimizada para o estado do sistema, composto por tensões complexas das barras do todo o sistema,

baseado no modelo dos parâmetros físicos do sistema e nos dados reunidos por meio das medições disponíveis.

- Processamento de dados ruins: detecta a existência de erros grosseiros no conjunto de medidas. Identifica e elimina medidas ruins disponibilizadas, desde que exista redundância das medidas disponíveis.
- Processamento de erros de parâmetros e estrutural: estima os diversos parâmetros do sistema, como os da linha de transmissão, da mudança de tap de transformadores, parâmetros de capacitores *shunt* e de reatores. Detecta erros estruturais na configuração da rede e identifica erros nas informações do status de disjuntores, desde que haja redundância nas medidas disponibilizadas.

Um dos problemas usualmente encontrados na utilização da técnica de estimação de estados é a falta de redundância dos dados disponibilizados pelos medidores em campo. Diversos estudos têm sido realizados para o desenvolvimento e a aplicação de métodos e técnicas, matemáticas e computacionais, com o intuito de se criarem pseudomedidas de cargas, levando-se em consideração medidas fasoriais sincronizadas e medidas SCADA. Apesar dessa análise mais avançada fugir ao escopo deste livro, recomenda-se ao leitor que se interessar a consulta ao trabalho desenvolvido por Fantin (2016).

Um exemplo da necessidade de maior monitoramento de sistemas de potência é apresentado a seguir.

3.2.1 Desligamento da UHE Coaracy Nunes e do Sistema Amapá

No dia 3 de novembro de 2020, 90% da população do Estado do Amapá ficou por 22 dias com fornecimento limitado de energia. Esse fato decorreu de uma falha que culminou no desligamento dos transformadores de 230/69/13,9 kV da SE Macapá, tendo sequência o desligamento da UHE Coaracy Nunes e do Sistema Amapá atendido pela referida subestação. As informações contidas aqui foram extraídas de ONS (2020). A Figura 3.1 mostra o diagrama esquemático da área envolvida na perturbação.

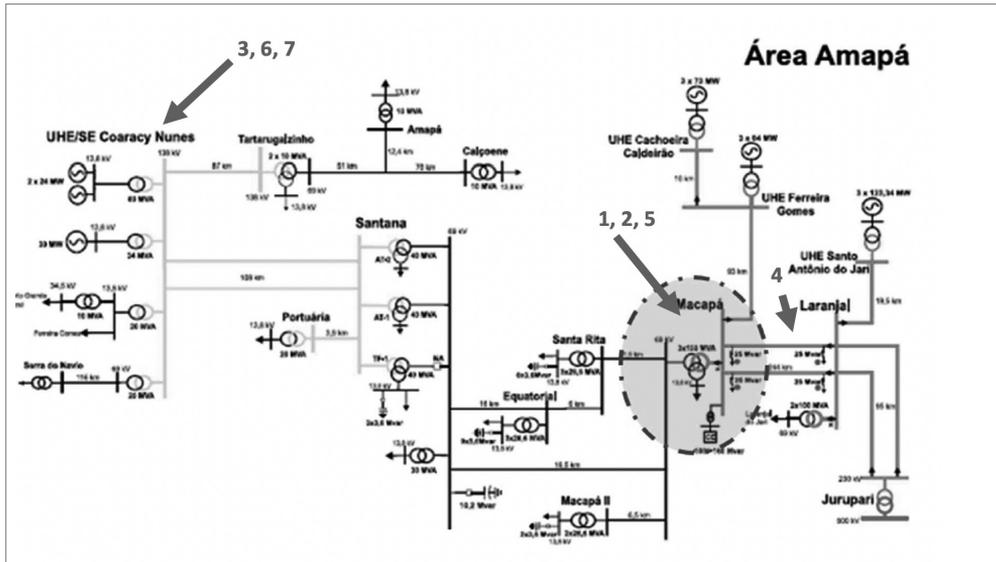


Figura 3.1 Diagrama esquemático da área envolvida na perturbação.

Fonte: modificada de ONS, 2020.

As localizações dos eventos são mostradas na Figura 3.1. A sequência dos eventos se deu da seguinte maneira:

1. A perturbação teve início com o desligamento automático do transformador TR1 230/69/13,8 kV da SE Macapá, devido a um curto-circuito interno. Houve incêndio no referido transformador, resultando na sua perda total.
2. Em sequência, ocorreu o desligamento automático do transformador TR3 230/69/13,8 kV, também da SE Macapá, devido à sobrecarga. Por consequência, ocorreu o ilhamento de toda a carga do Amapá alimentada pela SE Macapá e a UHE Coaracy Nunes. Existia um terceiro transformador na SE Macapá de 150 MVA, o TR2 230/69/13,8 kV. Porém, este encontrava-se em manutenção desde 30/12/2019, devido a uma explosão na bucha da fase A de 69 kV, o que ocasionou vazamento de óleo.
3. Alguns segundos após a perda do transformador 230/69/13,8 kV da SE Macapá, ocorreu o desligamento automático da UHE Coaracy Nunes, com 37 MW de geração, e a interrupção de 242 MW de carga da Companhia Elétrica do Amapá (CEA), afetando a capital Macapá.
4. Às 20h51, ocorreu o desligamento automático das LT 230 kV Laranjal/Macapá C1 e C2 e LT 230 KV Ferreira Gomes/Macapá C1, causado por curto-circuito monofásico na barra B2 de 230 kV da SE Macapá.

5. Às 22h55, ocorreu a energização do transformador TR3 230/69/13,8 kV da SE Macapá, entretanto, logo em seguida, antes da retomada de carga, ocorreu o seu desligamento automático pela sua proteção diferencial devido ao aparecimento de um curto-circuito na fase B.
6. Às 21h11, foi ligada e desligada em seguida a UG02 da UHE Coaracy Nunes.
7. Às 23h59, foi ligada a UG02 da UHE Coaracy Nunes, iniciando o processo de recomposição fluente da área Coaracy Nunes.

Um resumo da sequência de eventos considerando sequência de desligamentos e proteções atuadas é mostrado na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 Sequência de desligamentos automáticos

Instante T0 = 20h48min16.689s – Início da perturbação com a incidência de um curto-circuito na fase B do transformador TR1 230/69/13,8 kV da SE Macapá				
Sequência de desligamentos e proteções atuadas				
Instante	Instalação	LT ou equipamento	Proteção atuada	Observações
T0 = 20h48min16.689s – Curto-circuito na fase B do transformador TR1 230/69/13,8 kV da SE Macapá				
T1 = T0 + 78 ms	SE Macapá 230 kV	TR1 230/69/13,8 kV	Diferencial (87T) + relé Buchholz (63)	
	SE Macapá 69 kV			
T2 = T0 + 2.190 s	SE Macapá 230 kV	TR3 230/69/3,8 kV	Sobrecorrente de fase temporizada do lado de AT (51AT)	Durante sobrecarga
T2 = 20h48min18.879s – Ilhamento de parte do Sistema Macapá com a UHE Coaracy Nunes				
T3 = T0 + 4.190 s	SE Macapá 230 kV	SVC	Função de controle	Perda de serviço auxiliar
T4 = T0 + 8,2 s	UHE Coaracy Nunes	UG 2	Subfrequência (81U)	56 Hz – 2 s
T5 = T0 + 11.255 s	UHE Coaracy Nunes	UG.3	Proteção de sobrecorrente de fase com controle por tensão (51C)	
T6 = T0 + 12.190 s	SE Macapá 69 kV	LT 69 kV Macapá II	Subtensão (27)	0,5 Vn – 10 s
	SE Macapá 69 kV	LT 69 kV Santa Rita		
	SE Macapá 69 kV	LT 69 kV Santana		
T7 = T0 + 1min46.409 ms	UHE Ferreira Gomes	UG 1	Proteção mecânica	Perda de serviço auxiliar
T8 = 20h51min58.237 s – Curto-circuito na fase C da Barra 2 – 230 kV da SE Macapá (T0 +3min41.548 s)				
T9 = T8 + 50 ms	SE Macapá 230 kV	Barra 1 – 230 kV	Diferencial de Barras (230 kV)	Atuação não seletiva
		Barra 2 – 230 kV		
T10 = T8 + 65 ms	SE Ferreira gomes 230 kV	LT 230 kV Macapá	Rx TDD mantido	
T11 = T8 + 393 ms	UHE Cachoeira Caldeirão	IG 3	SEP	Alívio de geração por sobrefrequência

Tabela 3.1 Sequência de desligamentos automáticos

Instante T0 = 20h48min16.689s – Início da perturbação com a incidência de um curto-circuito na fase B do transformador TR1 230/69/13,8 kV da SE Macapá				
T12 = 22h55min15.529 s – Curto-circuito na fase B do transformador 230/69/13,8 kV da SE Macapá				
T13 = T12 + 83 ms	SE Macapá 230 kV	TR3 230/69/13,8 kV	Diferencial (87T) + relé Buchholz (63)	Curto-circuito fase B
	SE Macapá 69 kV			

Fonte: ONS, 2020.

Como pode ser visto na Tabela 3.1, uma série de proteções atuaram na tentativa de proteger os elementos presentes no sistema e restabelecer a energia, de forma segura para o sistema.

Apesar de não ter sido considerada como uma das causas para a interrupção do fornecimento de energia elétrica, o relatório do ONS indica que houve falha na proteção diferencial das barras da SE Macapá 230 kV, que não apresentou a correta seletividade na eliminação da falha da Barra 2 ocorrida em 3 de novembro de 2020.

Outra falha indicada pelo relatório em que foi identificado falha de operação de proteção, foi a abertura do terminal de Ferreira Gomes da LT 230 kV Macapá/Ferreira Gomes. Segundo o ONS, esse terminal abriu e houve bloqueio indevido de seu disjuntor, quando da atuação da proteção diferencial de barras da SE Macapá 230 kV. Nesse caso, a falha ocorreu na origem do sinal recebido de *time division duplex*¹ (TDD).

Por fim, outras falhas que puderam ser identificadas estavam relacionadas a falha ou falta de dados de supervisão, analógicos e digitais, das usinas geradoras e à dificuldade em se transportar grandes transformadores pela região de mata do Estado do Amapá.

Uma vez que a principal falha se deu na queima de um transformador de 150 MVA por curto-circuito interno, uma solução seria substituir esses grandes transformadores por bancos trifásicos, com 3 transformadores monofásicos de 50 MVA cada um, resultando em processos de manutenções mais eficientes e aumentando a confiabilidade do sistema, uma vez que, caso ocorra dano em algum transformador do banco, os remanescentes podem continuar alimentando o sistema, respeitando-se o seu limite de potência.

A melhora da observabilidade de um sistema, aliada à melhora na qualidade, na quantidade e nos tipos de dados a serem disponibilizados por telemedidores, pode ser alcançada por meio dos PMU.

1 Técnica aplicada a multiplexação temporal aos sinais de comunicação em ambos os sentidos.

3.3 UM BREVE HISTÓRICO SOBRE A UNIDADE DE MEDIÇÃO FASORIAL

A necessidade de medidas sincronizadas em um sistema de potência levou um grupo de pesquisas da Virgínia Tech, liderado pelo professor Phadke (2002), a desenvolver a maior parte da tecnologia inicial do PMU. O conceito de PMU foi concebido para a aplicação em projetos de proteção de sistemas, para o desenvolvimento de um relé de falta de longa distância.

No começo das pesquisas, nos anos 1960, os computadores disponíveis não eram nem rápidos nem baratos o suficiente para permitir o desenvolvimento de um relé de proteção totalmente computadorizado. Porém, entre as décadas de 1970 e 1980, grandes avanços foram alcançados no desenvolvimento de algoritmos computacionais com aplicação a todos os equipamentos de potência e sistemas (Phadke, 2002).

Foi nessa época que o relé de distância, baseado na teoria de componentes simétricas, foi desenvolvido. Por meio do desenvolvimento de um algoritmo baseado nas medidas de sequência positiva, negativa e zero, de tensão e corrente de um sistema em uma linha de transmissão, verificou-se que com somente uma equação era possível determinar a localização de faltas, para todas os tipos de faltas, em um sistema elétrico de potência (Phadke, 2002).

Uma das inovações apresentadas foi a utilização de um algoritmo recursivo para calcular as componentes simétricas de tensão e corrente elétricas por meio da transformada discreta de Fourier para componentes simétricas (SCDFT, do inglês *symmetrical component discrete fourier transform*). Verificou-se que, com a precisão da técnica de medição de componentes simétricas desenvolvida e com a rapidez da resposta, que era de um ciclo da frequência fundamental do sinal medido, essas medidas poderiam ser de interesse para serem aplicadas em outras áreas. O desenvolvimento dessa técnica possibilitou que as medidas coletadas ao longo de um sistema pudessem ser sincronizadas (Phadke, 2002).

O próximo passo verificado era que se os dados medidos em dois pontos diferentes fossem sincronizados precisamente, e os tempos absolutos do processo de amostragem fossem gravados, então, seria possível enviar as amostras dessas medidas acompanhadas de um *time stamp*² para um local remoto. Após isso, bastava alinhar todos os *time stamps* de todas as medidas recebidas de diferentes partes do sistema para se obter medidas de sequência positiva a cada poucos ciclos. Essas informações se tornaram mais precisas com o desenvolvimento do sistema de posicionamento global (GPS, do inglês *global positioning system*). E por fim, em 1988, o primeiro protótipo do PMU foi desenvolvido (Phadke, 2002).

2 *Time stamp* é uma sequência de caracteres ou informação codificada que identifica quando um evento ocorreu, em geral fornecendo a data e a hora do evento.

3.3.1 Conceitos gerais sobre PMU

Sistemas elétricos de potência em todo o mundo estão enfrentando um período significativo de mudanças. Um dos principais impulsionadores dessas mudanças é a geração de energia elétrica por meio de fontes renováveis de energia. Como já citado, com o desenvolvimento tecnológico e a facilidade ao acesso dos consumidores a esse tipo de geração, denominada distribuída, observam-se mudanças à natureza operacional dos sistemas elétricos.

Os sistemas elétricos, originalmente projetados levando-se em consideração somente a previsão da demanda de cargas elétricas, agora enfrentam o desafio da inserção da geração distribuída. Se, por um lado, a previsão de cargas é um processo simples até certo ponto, podendo ser utilizadas ferramentas estatísticas para tal, mesmo que com algum erro de precisão, por outro, a previsão da geração de energia elétrica por meio de fontes renováveis não é uma tarefa fácil. A correção em tempo real da operação do sistema de acordo com a variação diária da demanda pode ser realizada de maneira satisfatória. Isso se deve ao fato de que, por meio da geração centralizada em grandes plantas, o controle e o ajuste da energia gerada, ativa e reativa, pode ser feito de uma maneira mais fácil, além do fato de que uma planta centralizada abastece grande parte de um sistema elétrico. No entanto, quando a geração distribuída é inserida, seu controle e previsão se tornam complexos. Isso acaba por mudar a infraestrutura dos sistemas e os requisitos para o seu monitoramento e automação.

Esse cenário faz nascer a necessidade de novas soluções e tecnologias, por exemplo o armazenamento de energia, programas de responsabilidade pelo lado da demanda, dentre outras.

De maneira geral, a operação dos sistemas elétricos de potência está ficando cada vez mais complexa e requer tecnologias mais avançadas de monitoramento e automação (Monti; Muscas; Ponci, 2016).

Enquanto as linhas de transmissão vêm empregando um monitoramento mais avançado há algum tempo, as redes de distribuição estão começando a ficar mais sofisticadas do que no passado. O principal agente causador dessa necessidade é a geração distribuída conectada à média e à baixa tensão.

Um monitoramento mais avançado para o sistema elétrico de potência implica basicamente dois pontos: novos algoritmos e novas tecnologias empregadas em medidores de grandezas elétricas.

A tecnologia trazida pelas unidades de medições fasoriais (PMU) se encaixam no segundo ponto supracitado. Essa tecnologia introduz, basicamente, dois novos conceitos fundamentais que não estavam presentes, de uma maneira geral, nos sistemas de potência (Monti; Muscas; Ponci, 2016):

- O conceito de medidas sincronizadas, caracterizadas pela precisão de data e hora (*time tags*).
- O conceito de medidas que vão além da simples ideia da raiz média quadrática (RMS) e trazem informações diretas sobre a fase entre tensão e corrente elétrica.

Uma vez que a dinâmica dos sistemas de potência vem se modificando e aumentando a necessidade de ser operado próximo ao seu limite, fica evidente a necessidade de se ter um conhecimento maior dos valores das fases, sendo essencial para a estabilidade do sistema como um todo.

Os PMU são dispositivos de medição capazes de extrair não só a amplitude, mas também a fase de um parâmetro elétrico senoidal. A fase é estimada com base em uma referência de tempo global coordenada (UTC, do inglês *coordinated universal time*), geralmente selecionada de acordo com o sistema de GPS que disponibiliza uma confiável sincronização de medidas de diferentes pontos para o mesmo instante de tempo.

Esses dispositivos são capazes a medir fasores, frequência e a taxa de variação de frequência (ROCOF, do inglês *rate of change of frequency*) de sinais elétricos de tensão e corrente em sistemas de potência, utilizando uma fonte de sincronização para marcar cada medida com o seu instante de leitura correspondente. A Figura 3.2 mostra o princípio do PMU.

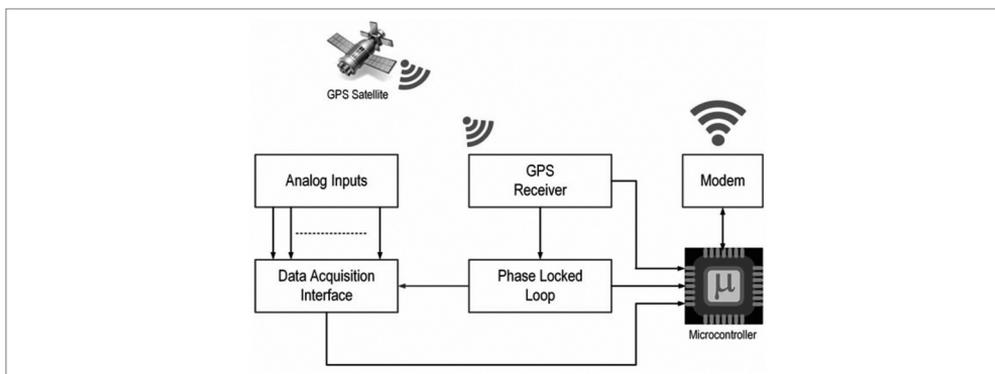


Figura 3.2 Princípio do PMU.

Fonte: Kabalci; Kabalci, 2019.

A Figura 3.2 mostra que o PMU possui entradas analógicas e uma interface de aquisição de dados para a comunicação com um microcontrolador. Um receptor do sinal de GPS e um *phase locked loop* (PLL) garantem a sincronização de todo o sistema com um *time stamp* de acordo com o UTC.

Os PMU transmitem pacotes de conjuntos de dados, em forma de *time stamps*, por meio de canais de comunicação, sob protocolos padrões do IEEE (*Institute of Electrical and Electronic Engineers*) com um atraso de cerca de 20 ms. As medidas são atualizadas em um intervalo entre 20 e 100 ms (Buchholz, 2014). Com a flexibilização e a maior disponibilidade e qualidade de dados, o monitoramento de grandes áreas do sistema de potência tem se tornado mais acessível, possibilitando uma maior observabilidade e aumentando, por consequência, sua confiabilidade e segurança.

3.4 SISTEMAS DE MONITORAMENTO DE ÁREA AMPLA (WAMS)

Operadores dos modernos sistemas de transmissão têm por objetivo principal o gerenciamento de sistemas de alta tensão garantindo sua operação com segurança, qualidade e custo-benefício ao longo do tempo. Isso é feito por meio de uma série de análises, devidamente implementadas on e off line (Vaccaro; Zobaa, 2016). Essas ações requerem maior disponibilidade de dados do sistema para que a previsão do seu comportamento seja realizada, considerando sua dinâmica e suas condições de operação. Caso a segurança de operação do sistema seja comprometida, as devidas medidas devem ser tomadas para garantir sua operação estável e dentro dos limites exigidos pelas normas vigentes determinadas pelos reguladores dos sistemas de energia elétrica de cada país.

Porém, nem sempre é tão simples implementar essas medidas, por dois motivos básicos (Vaccaro; Zobaa, 2016):

- Pela complexidade que envolve a dinâmica do sistema e a dificuldade em se preverem seu comportamento.
- Pelas limitações tecnológicas dos sistemas supervisórios de controle e aquisição de dados (SCADA).

Por essas razões, os sistemas de monitoramento de área ampla (WAMS, do inglês *wide area monitoring systems*) estão recebendo grande atenção nos últimos tempos. Esses sistemas se utilizam de sofisticados medidores (PMU), cujas características já foram detalhadas na seção anterior.

Um WAMS é um típico controle de uma área da rede na qual a comunicação entre sensores, atuadores e controladores é realizada por meio do compartilhamento de uma banda digital limitada de uma rede de comunicação. Sistemas de proteção de área ampla buscam aumentar o nível de interoperabilidade em uma área ampla, por meio do gerenciamento apropriado das proteções pertencentes a ela. De acordo com Vaccaro e Zobaa (2016), um sistema de monitoramento, proteção e controle de área ampla (WAMPAC, do inglês *wide area monitoring protection and control system*) é o

termo que se usa para descrever um sistema de área ampla que tem implementado as funcionalidades de monitoramento, proteção e controle.

O WAMS nada mais é do que um conceito de supervisão e monitoramento moderno, que possui medidores de avançada tecnologia (PMU), ferramentas de informação e avançada infraestrutura operacional, cujo objetivo é gerenciar e compreender o crescente comportamento complexo dos sistemas elétricos de potência.

A Figura 3.3 mostra os principais subprocessos essenciais existentes em um WAMS.

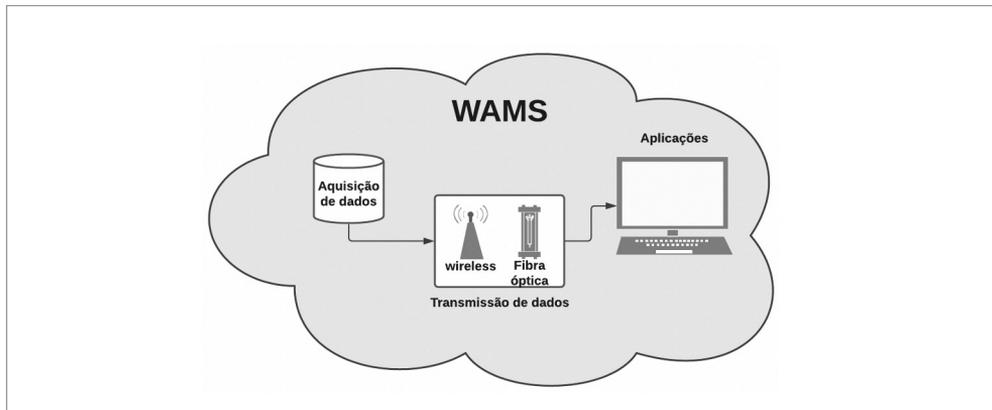


Figura 3.3 Subprocessos essenciais de WAMS em um sistema de potência.

Fonte: elaborada pelo autor.

Como pode ser visto na Figura 3.3, um WAMS consiste basicamente em três subprocessos: (i) aquisição de dados (recursos oferecidos relacionados aos dados coletados); (ii) transmissão de dados (sistema de comunicação); e (iii) aplicações (processamento de dados).

Em relação aos recursos oferecidos relacionados aos dados coletados, em um WAMS, os dados podem ser do tipo operacionais ou não operacionais. Os dados operacionais são dados que incluem medidas instantâneas de tensão e corrente elétricas (magnitudes e fase), posição dos contatos de disjuntores, entre outros, que são transmitidos continuamente aos centros de operação. Já os dados não operacionais são dados que incluem as gravações e logs de múltiplos eventos, como uma série de faltas, flutuações de potência, distúrbios e descargas atmosféricas, que são transmitidos em intervalos de tempo específicos ou de acordo com alguma condição imposta (Vaccaro; Zobaa, 2016).

Os canais de comunicação, protocolos padrões e tecnologias empregadas em WAMS serão abordados no Capítulo 8.

As ações possibilitadas pelo emprego de uma estrutura WAMS são derivadas do processamento dos dados medidos e transmitidos, de acordo com as limitações desses

dados e com a tecnologia empregada nas infraestruturas do centro de controle e de automação do sistema. Essas funcionalidades podem ser aplicadas na geração, transmissão e distribuição. Na transmissão e subtransmissão, as aplicações são implementadas por meio de um conjunto de ferramentas computadorizadas (EMS). A Tabela 3.2 mostra uma comparação entre as principais aplicações convencionais (mas não limitadas a essas) do EMS com e sem uma estrutura WAMS (Vaccaro; Zobaa, 2016).

Tabela 3.2 Funcionalidades de um EMS com e sem o emprego de WAMS

Aplicações	EMS	
	Sem WAMS	Com WAMS
Estimação de estados	x	x
Fluxo de potência	x	x
Fluxo de potência ótimo	x	x
Previsão de cargas	x	x
Despacho econômico de cargas	x	x
Plataforma integrada de dados fasoriais		x
Monitoramento e análise dinâmica de área ampla		x
Gravação e replay de distúrbios sincronizados		x
Análise de oscilações de baixa frequência online		x
Previsão e alerta de estabilidade de ângulo de torque de gerador		x
Estimador de estados baseados em medidas PMU		x
Suporte para análises de faltas		x
Monitoramento de cargas do sistema com maior detalhamento		x
Monitoramento dinâmico do efeito térmico dos condutores de linhas de transmissão		x
Ferramenta de suporte para a restauração do sistema de potência		x

Fonte: traduzido de Vaccaro; Zobaa, 2016.

Pode-se concluir que modernos EMS são sofisticados desde o hardware ao software.

Outro importante elemento constituinte de uma WAMS é o concentrador de dados fasoriais (PDC, do inglês *phasor data concentrator*). O PDC é um dispositivo capaz de receber pacotes de dados, contendo medidas de PMU instalados em pontos diversos do sistema, sob protocolos padrões específicos de comunicação (protocolo

IEEE C37.118) (Monti; Muscas; Ponci, 2016). A Figura 3.4 mostra as funcionalidades de um PDC.

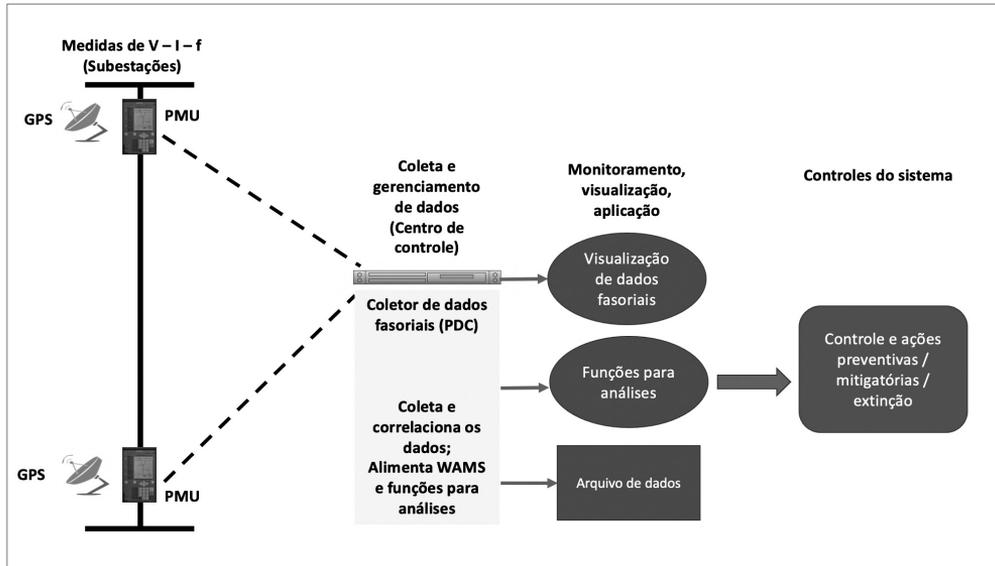


Figura 3.4 Funcionalidades de um PDC.

Fonte: elaborada pelo autor.

O papel do PDC em um sistema de medição distribuída pode variar de acordo com o interesse do operador do sistema. Os PDC podem ser utilizados para armazenar todas os dados enviados pelos PMU em campo. Nessa função, os PDC coletam diferentes fluxos de dados de diferentes PMU e verificam se as medições são válidas; em seguida, armazenam toda a informação em um banco de dados para análises futuras.

Outra função que os PDC podem assumir está relacionada às análises feitas em tempo real. Nessa função, o papel dos PDC é alinhar todas as medições feitas, utilizando-se para tanto o *time stamp* presente em cada mensagem de dados (Monti; Muscas; Ponci, 2016).

Outro ponto importante para se ter uma maior observabilidade pode ser encontrado em congestionamentos que possam vir a ocorrer em linhas de transmissão. De maneira a reconhecer, em tempo real, congestionamentos e condições perigosas que possam vir a ocorrer nos sistemas elétricos de potência, é necessário estimar o estado atual e possível em um curto prazo no futuro. Para isso, previsões de geração, demanda de potência ativa e reativa devem ser realizadas para garantir a minimização nos erros dos dados previstos. Uma visão geral sobre um gerenciador avançado de congestionamento é mostrado na Figura 3.5.

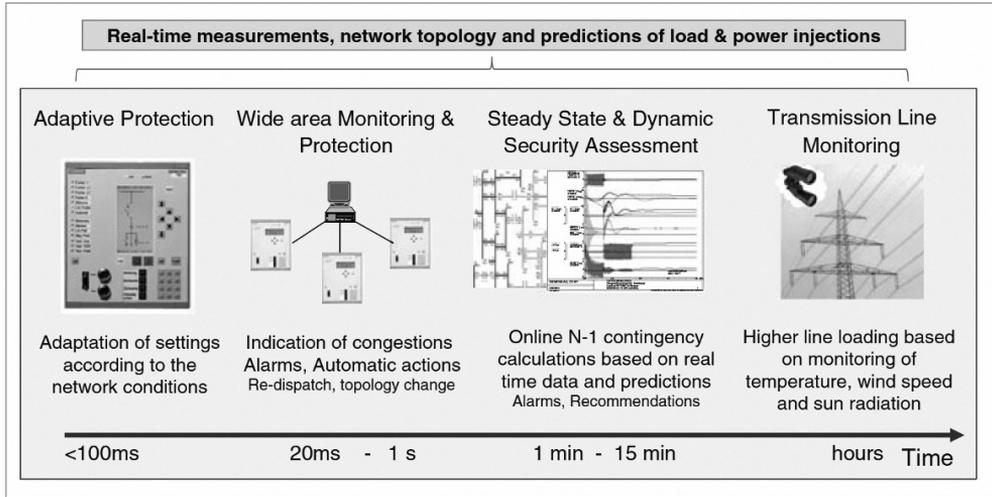


Figura 3.5 Visão geral de um sistema inteligente de gerenciamento de congestionamento.
Fonte: Buchholz, 2014.

A Figura 3.5 mostra as partes envolvidas em um sistema inteligente para o monitoramento de congestionamento. Pode-se ver que a atuação mais rápida desse sistema se encontra na adaptação da proteção, que será comentada com maiores detalhes na Subseção 3.6. A segunda resposta mais rápida se dá na parte de monitoramento e proteção de área ampla. A análise de dados e previsões do estado do sistema necessita de um tempo maior, dada a quantidade de dados que devem ser processados. Já as condições de operação das linhas de transmissões possuem um tempo maior de transmissão de dados, porque, na maioria das vezes, as condições climáticas não se alteram de maneira brusca, além de ser possível obter previsões do tempo para determinadas regiões com certa facilidade.

3.5 SISTEMA SUPERVISÓRIO DE CONTROLE E AQUISIÇÃO DE DADOS (SCADA)

Os processos de automação podem ser encontrados em diversos setores, como o industrial, o elétrico, em residências, entre outros. A terminologia SCADA geralmente é utilizada quando o processo a ser controlado faz parte de uma extensa área geográfica, por exemplo, os sistemas elétricos de potência.

Sistemas SCADA são definidos como um conjunto de equipamentos que irão fornecer a um operador, em uma localização remota, informação suficiente para que sejam determinadas as condições de operação de um determinado equipamento

ou um processo, sem que o equipamento ou processo se faça fisicamente presente (Thomas; McDonald, 2015).

Os sistemas SCADA possuem três principais funções: aquisição de dados, controle supervísório, controle e display de alarme. Seu hardware inclui uma unidade terminal máster (MTU, do inglês *master terminal unit*) localizada no centro de controle, uma unidade remota que consiste em uma RTU, ou um controlador lógico programável (PLC, do inglês *programmable logic controller*), ou um IED. Um sistema de comunicação possibilita a comunicação entre as partes remotas e o centro de controle (Vaccaro; Zobaa, 2016).

Em um sistema SCADA, os RTU recebem comandos para operarem pontos de controle, ajustarem níveis de saída e responderem a solicitações. Estes dispositivos obtêm todos os dados de campo de diferentes equipamentos, processam e transmitem esses dados para a MTU (NCS, 2004). Atualmente, os RTU estão sendo substituídos por IED, como exemplo, os PMU. Esses sistemas possuem ainda uma interface homem-máquina que facilita a interação entre a MTU e os operadores ou usuários do SCADA.

As funções básicas do SCADA incluem aquisição de dados, controle remoto, interface homem-máquina, análise de dados históricos e relatórios impressos, que são comuns na geração, transmissão e distribuição (Thomas; McDonald, 2015).

Na geração, a aplicação do sistema SCADA pode ser realizada no controle automático da geração, no cálculo para despacho econômico, na previsão de demanda de curto prazo, entre outros. Na transmissão, as aplicações podem ser realizadas para a configuração da topologia da rede, para a estimação de estado, para análise de contingências, para o fluxo de carga trifásico balanceado, entre outras. Por fim, na distribuição, as aplicações podem ser feitas para identificação de faltas, isolamento e serviço de restauração, configuração da rede, controle de potência ativa e reativa, controle do fator de potência, previsão de demanda de curto prazo, entre outras (Thomas; McDonald, 2015).

3.5.1 Arquiteturas de sistemas SCADA

Os sistemas SCADA têm evoluído juntamente com a modernização e a sofisticação de tecnologias computacionais. Basicamente, sistemas SCADA podem ser divididos em três tipos de arquitetura (NCS, 2004):

- Primeira geração: monolítica.
- Segunda geração: distribuída.
- Terceira geração: em rede.

A primeira geração desenvolvida era centrada no conceito computacional, em geral centralizada, da utilização de um *mainframe*. Como resultado, sistemas SCADA eram autônomos, sem qualquer conectividade virtual com outros sistemas. Era utilizado um cabo por sinal que se desejava monitorar. Esses cabos eram agrupados em canais, saindo do equipamento, passando pela área externa da subestação até a sala de controle. O RTU utilizava um multiplexador para a aquisição de sinais e o convertia a sequência de sinais amostrados em bitmaps, os quais eram transferidos ponto a ponto até o centro de controle. A Figura 3.6 mostra esse tipo de arquitetura.

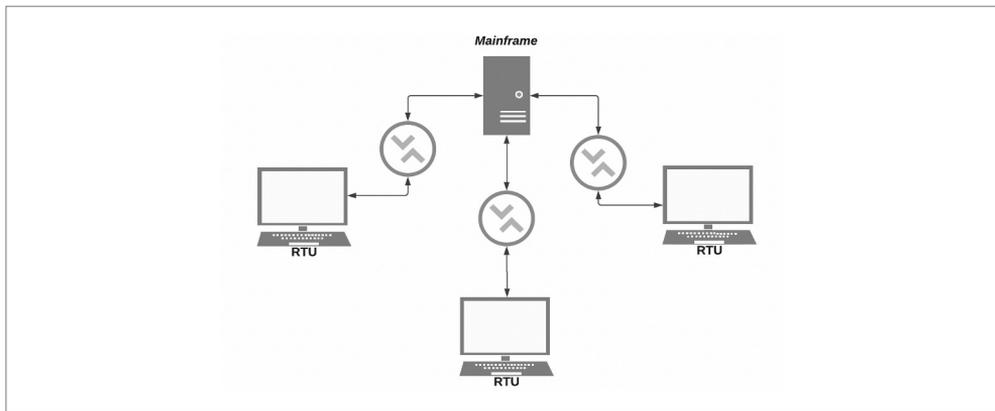


Figura 3.6 Primeira geração de arquitetura SCADA.

Fonte: modificada de NCS, 2004.

A segunda geração de sistemas SCADA teve por vantagem o desenvolvimento em melhora na redução de escala de sistemas e da tecnologia de área de rede local (LAN, do inglês *local area network*). A tecnologia LAN permitiu a aplicação de um processo distribuído por meio de múltiplos agentes (NCS, 2004). Cada um desses processos poderia ter uma destinação diferente, desde processos para a operação de interfaces, provendo interface homem-máquina em estações de operação, até processos de comunicação envolvendo RTU. As redes que conectavam esses sistemas individuais eram, geralmente, baseadas em protocolos LAN, sem a capacidade de ultrapassar os limites do ambiente local. A Figura 3.7 mostra esse tipo de arquitetura.

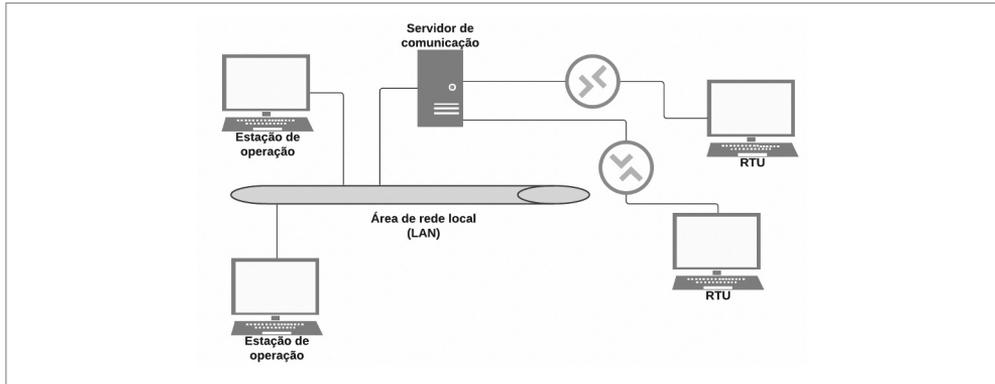


Figura 3.7 Segunda geração de arquitetura SCADA.

Fonte: modificada de NCS, 2004.

Ambas as arquiteturas de primeira e segunda gerações possuíam limitações relacionadas aos protocolos de comunicação utilizados pelos seus desenvolvedores. Isso impossibilitava ou limitava a comunicação dos sistemas SCADA com outros tipos de tráfego de rede (NCS, 2004).

A terceira e mais atual geração de sistemas SCADA é parecida com a segunda geração, com a diferença principal de ser um sistema de arquitetura aberta, não sendo mais limitada a restritos protocolos de comunicação. A grande mudança feita na terceira geração é a utilização de padrões e protocolos de comunicação abertos, sendo possível distribuir as funcionalidades SCADA por meio de uma WAN, e não somente de uma LAN.

A implementação da comunicação de sistemas SCADA por meio de protocolos WAN, como exemplo o protocolo de internet (IP), possibilitou que uma porção da estação máster, responsável pela comunicação com os equipamentos em campo, torne-se separada de toda a estação máster propriamente dita. A Figura 3.8 mostra esse tipo de arquitetura.

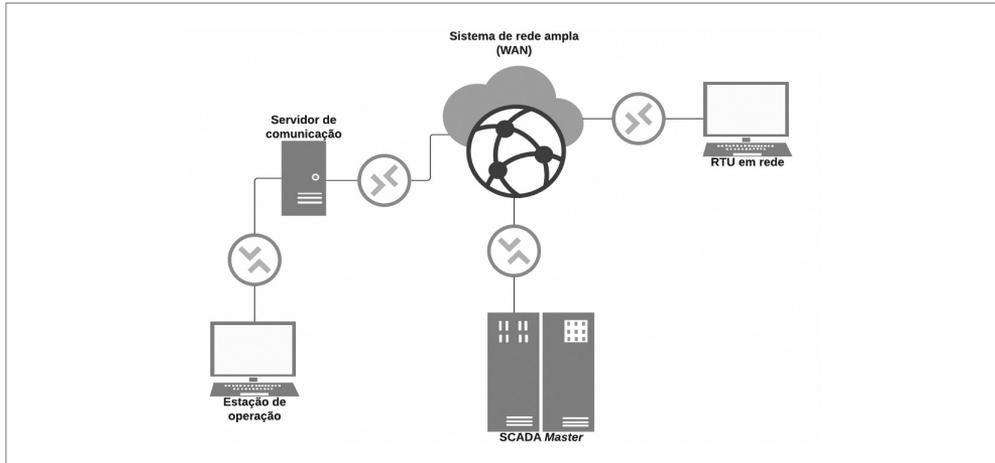


Figura 3.8 Terceira geração de arquitetura SCADA.

Fonte: modificada de NCS, 2004.

Uma vez que a terceira geração tem a capacidade de distribuir o processo por locais fisicamente separados, torna-se possível construir um sistema SCADA que pode sobreviver a uma perda total de comunicação em qualquer um dos locais que fazem parte da arquitetura do sistema. Esse fato se torna uma vantagem para organizações que utilizam primordialmente sistemas SCADA.

3.5.2 Segurança cibernética e sistemas SCADA

Com a evolução dos sistemas SCADA em direção a protocolos de comunicação mais abertos, possibilitando à indústria a integralização de vários sistemas de maneira mais fácil, aliado à utilização de protocolos de transmissão e controle de dados TCP/IP e ethernet, os riscos de segurança relacionados ao acesso de pessoas não autorizadas a estes sistemas SCADA têm aumentado. De acordo com o relatório técnico NCS TIB 04-1, publicado pela National Communications System (2004), a segurança de uma rede industrial pode ser comprometida de várias maneiras ao longo do sistema, e é mais facilmente comprometida no *host*³ do SCADA ou no nível da sala de controle. De acordo com o NCS (2004):

Os computadores SCADA que registram dados em alguns repositórios de banco de dados de *back-office*⁴ devem estar na mesma rede física que os

3 Qualquer máquina ou computador conectado a uma rede, podendo oferecer informações, recursos, serviços e aplicações aos usuários ou outros nós na rede.

4 Sistema voltado para o gerenciamento de funções e atividades sem que o cliente tenha conhecimento ou contato direto.

sistemas de banco de dados de *back-end*⁵ ou ter um caminho para acessar esses sistemas de banco de dados. Isso significa que há um caminho de volta aos sistemas SCADA e, eventualmente, aos dispositivos finais por meio de sua rede corporativa.

A Tabela 3.3 resume os riscos e os impactos em sistemas SCADA por ataques cibernéticos (NCS, 2004).

Tabela 3.3 Resumo de riscos e impactos causados por ataques cibernéticos em sistemas SCADA

Descrição do ataque	Tipo de ataque	Motivo do ataque	Impacto para a vítima	Classificação do ataque (1 = alto imediato; 5 = menos imediato)	Itens necessários para o ataque	Tempo estimado para implementar estando o sistema comprometido
Negação de serviço	Desligamento do sistema	Deseja desligar o servidor e causar uma situação imediata de inoperabilidade.	Sistema SCADA trava e precisa ser reiniciado. Quando o sistema volta, ele trava novamente. Os operadores não podem mais monitorar ou controlar processos e o sistema precisará ser desligado em último caso.	2	Habilidade de inundar o servidor com chamadas de TCP/IP, o endereço de IP do servidor SCADA e o caminho para o servidor.	5 minutos
Deletar arquivos do sistema (formato de baixo nível e todos os drives locais)	Desligamento do sistema	Deseja desligar o servidor e causar uma situação imediata de inoperabilidade.	Arquivos críticos do servidor e do SCADA são perdidos e os operadores não podem mais monitorar processos, controlar plantas ou instalações.	4	Endereço de IP do servidor SCADA, caminho para o servidor, permissões para deletar arquivos.	15 minutos
Assumir o controle do sistema SCADA	Ganho de controle	Assume o controle do sistema SCADA para causar dano em sistemas industriais, possibilitando impactos ambientais, causando danos à imagem corporativa por meio de exposição pública.	Mais alto impacto, uma vez que o atacante pode modificar manualmente a condições de segurança do sistema, ou tomar o controle de plantas operacionais.	1	Endereço do IP do servidor SCADA, caminho para o servidor, e ou Trojan ou <i>back door</i> instalado.	1 hora

5 Tudo o que dá apoio às ações do usuário da máquina; por exemplo, informações trocadas entre banco de dados e navegador.

Tabela 3.3 Resumo de riscos e impactos causados por ataques cibernéticos em sistemas SCADA

Descrição do ataque	Tipo de ataque	Motivo do ataque	Impacto para a vítima	Classificação do ataque (1 = alto imediato; 5 = menos imediato)	Itens necessários para o ataque	Tempo estimado para implementar estando o sistema comprometido
Registrar digitações, nomes de usuários, senhas, ajuste de operação de sistemas, qualquer informação operacional	Mineração de informações	Coletar informações para ataques futuros.	Impacto imediato baixo, mas as informações adquiridas podem ser utilizadas para futuros ataques.	4	Endereço do IP do servidor SCADA, caminho para o servidor e mecanismo para a gravação de teclas digitadas.	15 minutos
Alteração de pontos de dados ou de ajustes no sistema SCADA	Adulteração de informações	Desejo de modificar dados corporativos ou dados de ajustes para adulterar processos.	Alto impacto, uma vez que a modificação do ajuste ou controle de operações tem efeitos adversos em processos que envolvem controle. Potencial efeito para condição de parada de operações.	2	Endereço do IP do servidor SCADA, acesso a esses servidores, algum conhecimento do software SCADA e operação interna.	45 minutos
Registro de qualquer dado de operação corporativa para ganho pessoal ou para vender para concorrentes	Mineração de informações	Tentativa de furtar dados corporativos para vender para concorrentes ou para chantagem.	Baixo impacto imediato, podendo comprometer a imagem da corporação caso os atacantes chamem atenção para o fato de o sistema estar comprometido.	4	Endereço do IP do servidor SCADA e banco de dados de servidores.	30 minutos
Modificação de pontos de dados nos gráficos SCADA para enganar operadores sobre o controle do sistema e que este precisa ser desligado	Desligamento do sistema	Causar perigo para a instalação ou empresa por meio do disparo falso de alarmes para o desligamento da planta ou instalação.	Operadores não podem mais confiar no sistema SCADA levando os operadores a acreditarem que existe uma situação de emergência na planta.	2	Endereço do IP do servidor SCADA e acesso a eles por meio da rede da companhia.	45 minutos

Fonte: traduzida de NCS, 2004.

3.5.2.1 Desenvolvimento de estratégias de segurança para sistemas SCADA

Para que uma companhia proteja a sua infraestrutura, ela deve tomar e desenvolver medidas para uma estratégia de segurança que envolve passos específicos de proteção

a qualquer sistema SCADA. Algumas dessas ações específicas são elencadas e explicadas em NCS (2004). Elas são destacadas e uma breve descrição de suas funções é dada como segue:

- Roteador de borda e firewalls: firewalls propriamente configurados e coordenados podem proteger senhas, endereços de IP, arquivos, entre outros. No entanto, sem um sistema operacional robusto, atacantes podem penetrar diretamente de maneira privada nas redes internas ou criar a condição de negação de serviço.
- Servidores de proxy: é um servidor que age como um firewall, mediando o tráfego de dados e protegendo a rede e a internet.
- Políticas e procedimentos: constituem a base da política de segurança de infraestrutura. Essas ações incluem escolhas de senhas de maior complexidade e diversidade de caracteres contendo símbolos, números e letras em caixa alta.
- Firewall SCADA: recomenda-se a utilização de um firewall robusto para a proteção dos sistemas SCADA, tanto pela parte interna da corporação, quanto pela parte do acesso à internet. Esta ação provê duas camadas de firewall entre a rede em que o sistema SCADA faz parte e a internet.
- Projeto de rede interna: redes em que sistemas SCADA fazem parte devem ser segmentadas por IP, por meio da utilização de *switches* inteligentes a técnicas adequadas de submáscaras.

Para além das ações supracitadas, proteções adicionais aplicadas ao servidor do sistema operacional SCADA, a aplicações e funcionalidades SCADA e a procedimentos e políticas para acesso ao supervísório estão entre as ações recomendadas pelo relatório da NCS (2004). A Figura 3.9 mostra um típico “anel de defesas” de rede corporativa e sua relação com a rede SCADA.

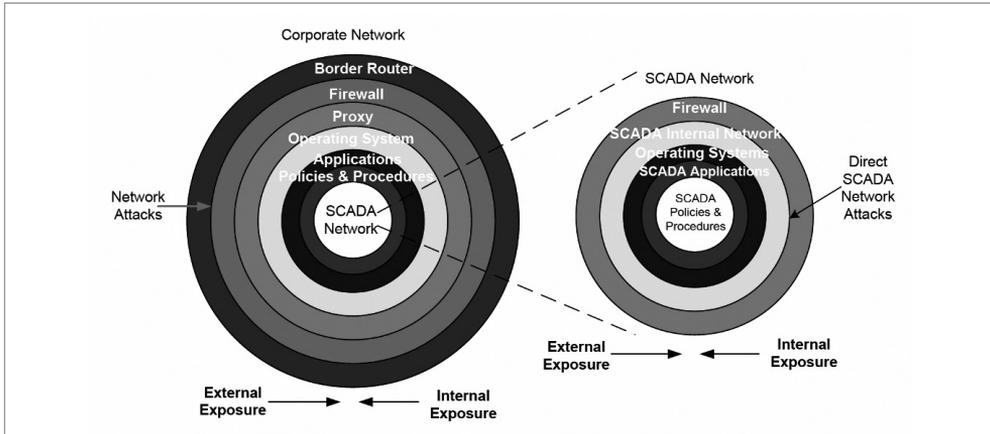


Figura 3.9 Relação entre rede de acesso corporativo e rede SCADA.

Fonte: NCS, 2004.

3.6 AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÕES

Nos modernos sistemas de potência, a necessidade de aplicação do conceito de redes elétricas inteligentes tem trazido a necessidade de maior observabilidade em uma área mais ampla dos sistemas aumentando sua confiabilidade, proteção, controle, medições e funções de alarme em subestações utilizando modernos IED (Bansal, 2019).

A automação de subestações (SA, do inglês *substation automation*) envolve o desenvolvimento de técnicas e sistemas de alarme para o monitoramento das grandezas elétricas e condições de operação dos alimentadores, que chegam e saem das subestações (SE), integrando o controle de tensão/potência reativa (VVC, do inglês *volt-var control*), de maneira a otimizar o gerenciamento dos ativos (energia elétrica comercializada) e aumentar a eficiência da manutenção e operação com mínima interferência humana (Thomas; McDonald, 2015).

Como já discutido, com o desenvolvimento de modernos IED, a possibilidade de modernização e aplicação de soluções inteligentes para controle e operação levou à concepção de projetos de SE modernas. Os IED são a chave para a integração e a automação de uma SE. Esses equipamentos possibilitam a troca de dados tanto operacionais quanto não operacionais.

De uma maneira geral, o novo processo de automação de SE está diretamente relacionado à digitalização dos seus processos de monitoramento e controle. A digitalização de uma subestação permite a implementação de equipamentos tecnologicamente avançados com múltiplas funções e a interoperabilidade (comunicação) entre eles. Essas funcionalidades permitem, na concepção do projeto da SE, uma redução no número de equipamentos de medição, controle e processamento de dados, reduzindo-se, assim, a quantidade de condutores empregados para a alimentação e

transmissão de dados entre os elementos em campo e a sala de controle. Isso implica menores quantidades de equipamentos, menores quantidades de condutores, tamanhos reduzidos de salas de operação, aumentando ainda a confiabilidade de operação do sistema.

No entanto, para que seja possível obter leituras de algumas condições de operação do sistema, são necessários a utilização de transformadores de corrente (TC) e transformadores de potência (TP), para que as medidas sejam adequadas a valores compatíveis com os instrumentos da sala de operação de uma SE. Esses sinais de corrente e tensão são de natureza analógica e, para que sejam digitalizados, unidades de fusão (MU, do inglês *merging units*) são empregadas. As MU são unidades de interface que aceitam múltiplas entradas analógicas de TC/TP, entradas binárias e produzem múltiplas saídas digitais sincronizadas no tempo. Esse sinal digital pode ser transmitido via ethernet. A Figura 3.10 mostra o princípio de uma MU.

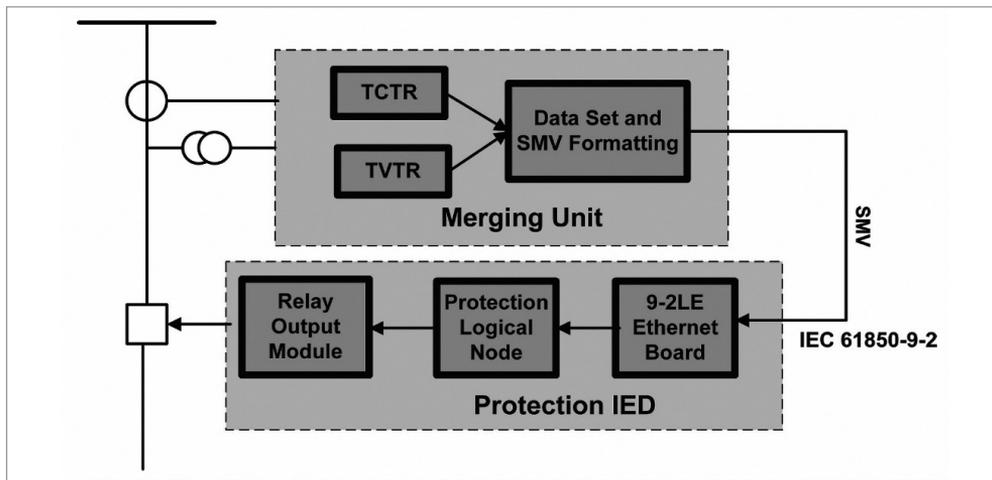


Figura 3.10 Princípio de uma MU.

Fonte: Bansal, 2019.

Como pode ser visto na Figura 3.10, os sinais analógicos dos TC/TP são digitalizados nos MU. As proteções IED recebem os sinais amostrados do processo via módulo ethernet de acordo com a padronização de comunicação IEC 61850-9. O módulo ethernet faz a reamostragem do sinal de entrada transformando-o em um sinal adequado para os algoritmos implementados nas proteções digitais (Bansal, 2019).

3.6.1 Tecnologias modernas de proteção e funções de automação

Em subestações com tecnologias tradicionais, os relés de proteção recebem informações de TC/TP e posteriormente enviam sinais às chaves de proteção ou manobra via

cabo. Em uma subestação baseada em uma abordagem moderna, a informação dos TC/TP chega a cada relé via LAN, os relés trocam informações via LAN e as chaves de proteção ou manobra recebem informações via mensagem do tipo GOOSE (do inglês *generic object oriented substation event*) (Thomas; McDonald, 2015). Mensagens GOOSE são mensagens baseadas em eventos de tempo crítico, utilizadas na transmissão de dados entre dispositivos dentro de um grupo *multicast*⁶ utilizando-se de uma estrutura de comunicação entre seus pares. A Figura 3.11 mostra esquemas de proteção via cabo e via LAN.

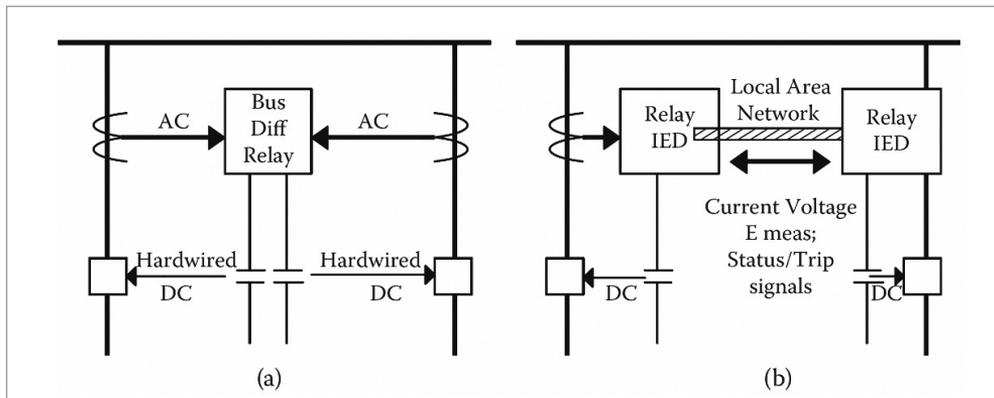


Figura 3.11 a) Proteção via cabo; e b) proteção via LAN.

Fonte: Thomas; McDonald, 2015.

Uma das vantagens de se utilizar a tecnologia mostrada na Figura 3.11 a) está relacionada à eficiência proporcionada às proteções. No caso de falha de alguma chave ou disjuntor, em uma SE com tecnologia tradicional, o sinal de comando para a proteção de retaguarda é feito via cabo, enquanto para uma SE com uma solução baseada em IED, o sinal de comando para a proteção de retaguarda é feito via LAN. Além da redução de cabos para a segunda solução, há um aumento no desempenho e na confiabilidade do sistema de proteção. A Figura 3.12 mostra a situação citada.

6 *Multicast* é a transmissão de informação para múltiplos destinatários simultaneamente.

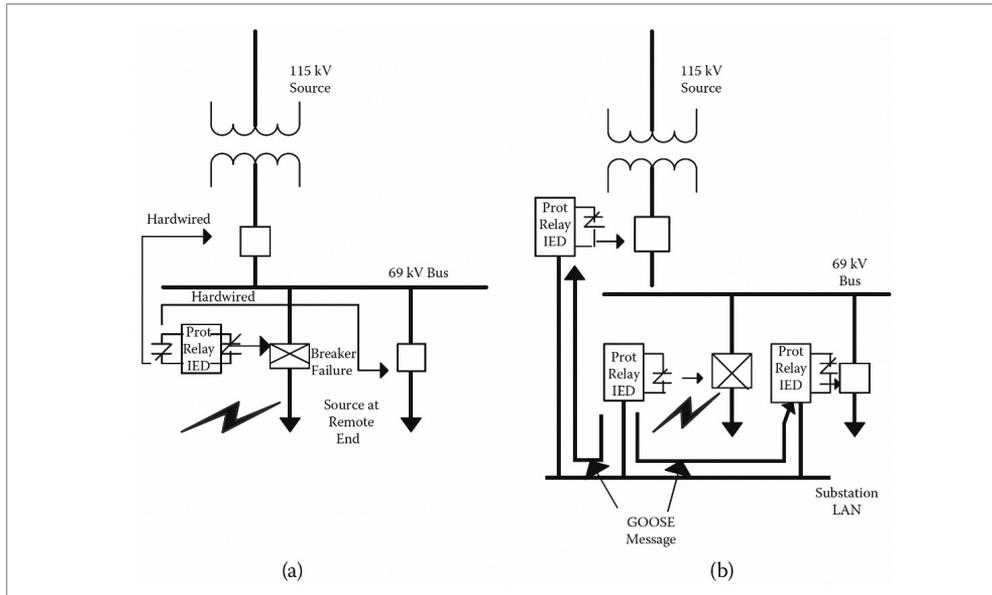


Figura 3.12 a) Proteção via cabo; e b) proteção via mensagem GOOSE via LAN.

Fonte: Thomas; McDonald, 2015.

Para os casos de automação das funções de aplicação de uma SE, o emprego de soluções inteligentes inclui falha inteligente de barramento, restauração automática de cargas, relés adaptativos e monitoramento das condições de equipamentos.

Quando ocorre a perda de um transformador por alguma falha ou defeito, tradicionalmente, toda a carga deste é transferida para um segundo transformador, quando existem dois transformadores na SE. Isso pode vir a sobrecarregar este transformador, conforme o caso citado na Subseção 3.2.1. Para que isso não ocorra, em uma SE inteligente, um esquema de falha de barramento inteligente pode ser implementado. Isso pode ser alcançado por meio do sombreamento de carga (*load shedding*) ou pela retirada de algum alimentador temporariamente. De acordo com Thomas e McDonald (2015), esse esquema permite uma melhor utilização de equipamentos e uma maior alimentação de cargas até que o defeito seja resolvido e, assim, a contingência seja extinta.

Outro caso em que funções inteligentes podem ser aplicadas se encontra na adaptação dos ajustes de relés de proteção. Como exemplo, pode-se citar a saída de um gerador do sistema ou falha em um trecho de uma linha de transmissão. Nesse caso, o fluxo de cargas pode ser desviado somente por um trecho da linha e, conseqüentemente, sobrecarregá-lo. Esse fato pode vir a acionar alguns relés de proteção de sobrecarga, por exemplo. Para evitar a desconexão total da linha, um sistema máster em um centro de controle pode receber essa informação e informar uma SA

do evento. O sistema dessa SA pode alterar, de maneira apropriada, os ajustes dos relés de proteção até que o problema inicial seja eliminado.

O monitoramento das condições de equipamentos tem um papel importante nas SE modernas. Esse monitoramento inclui detecção de umidade, de condições de operação de buchas, chaves, disjuntores, TAP de transformadores, quantidade de gás no óleo dos transformadores, entre outros. Esta ação tem por objetivo a prevenção de falhas por meio de manutenção preditiva e, por consequência, o aumento da vida útil dos equipamentos existentes em uma SA.

A Figura 3.13 mostra que a arquitetura de uma SE digital pode ser dividida em 3 níveis: nível de processo, nível de proteção e controle e nível de barra de estação.

No nível de processo, os dados dos equipamentos em campo são transmitidos via LAN. A barra de processo permite ações de controle e proteção por meio do sistema SCADA. No nível de proteção e controle, equipamentos secundários como controladores de Bay, relés de proteção, rede ethernet e chaves, IED e outros equipamentos de medição avançados são empregados. No nível de barra de estação, a comunicação LAN possibilita a comunicação entre múltiplos dispositivos e clientes. A estação de controle contém a interface homem-máquina para a visualização de eventos que possam vir a ocorrer na SE por meio do processamento de dados obtidos em tempo real pelos equipamentos avançados de monitoramento.

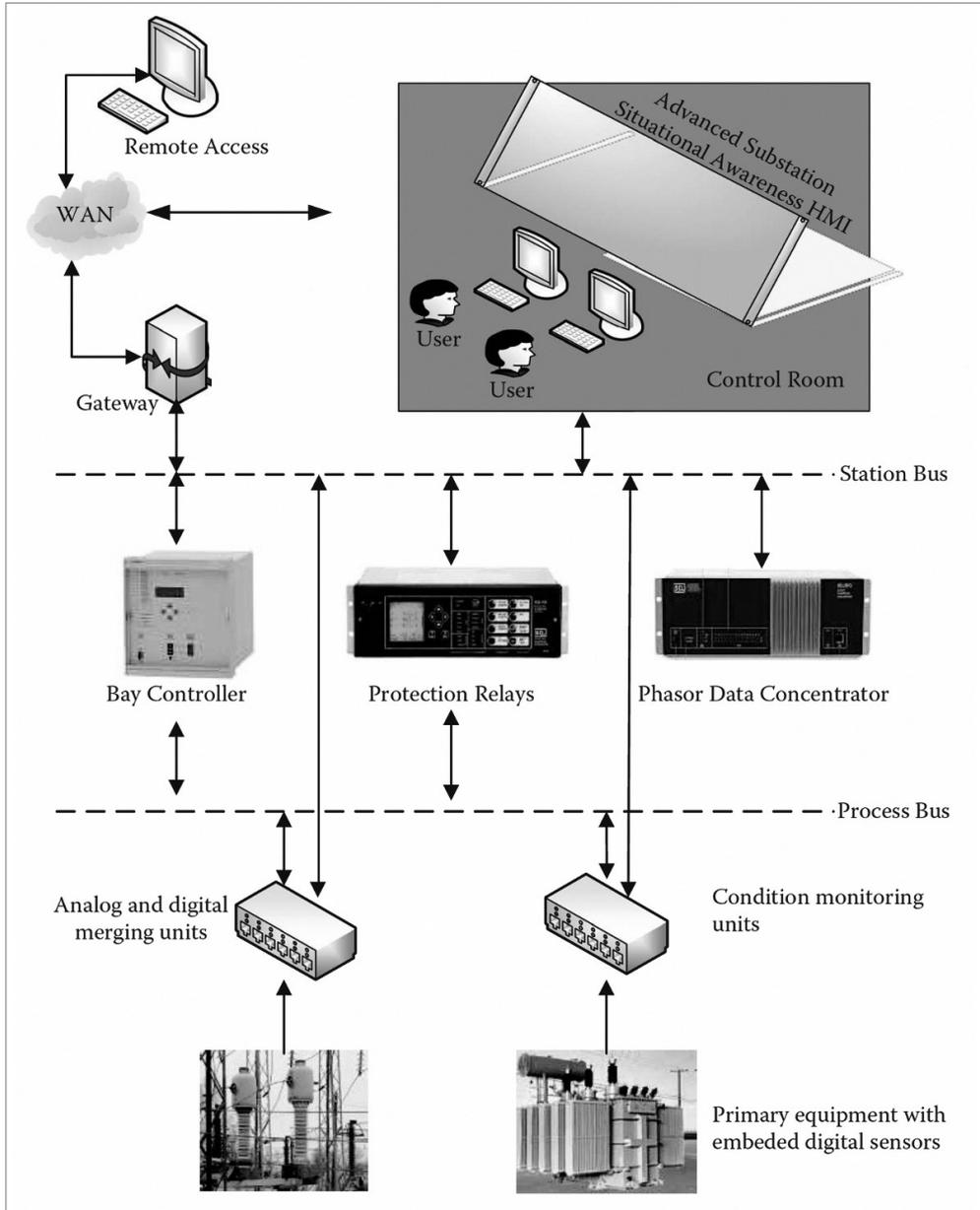


Figura 3.13 A nova SE digital.

Fonte: Thomas; McDonald, 2015.

3.7 DISPOSITIVOS FACTS

O fluxo de potência é amplamente distribuído em linhas de transmissão devido à impedância da linha. Linhas de transmissão com baixa impedância permitem um maior fluxo de potência do que as de alta impedância. Isso nem sempre vantajoso, uma vez que quase sempre uma grande variedade de problemas operacionais pode surgir. Exemplos desses problemas que o fluxo de potência, ativa e reativa, sem regulação podem ocasionar são: perda de estabilidade do sistema, fluxo de potência em *loop*, altas perdas na transmissão, violações de limites de tensão, impossibilidade de utilizar a máxima capacidade das linhas de transmissão devido ao limite térmico dos condutores e falhas em cascata (Acha *et al.*, 2004). Mais precisamente, além da perda de energia por efeito joule relacionada à potência ativa transmitida, o fluxo de potência reativa resulta em perdas extras na resistência dos condutores. Esse fato está relacionado às naturezas indutiva e capacitiva das linhas de transmissão.

Em uma linha de transmissão pouco carregada, a potência reativa absorvida pela indutância da linha se torna bem menor em comparação com a potência reativa gerada pela capacitância da linha. Dessa maneira, há um aumento no nível de tensão da linha e este pode ultrapassar os limites admissíveis dos equipamentos de potência presentes ao longo da linha. Do contrário, em uma linha muito carregada, a indutância necessária para a indutância da linha se torna muito maior do que a potência reativa gerada pela capacitância da linha (Sen; Sen, 2009). Esse fato causa uma diminuição do nível de tensão ao longo da linha e, em determinado ponto, pode ficar abaixo dos limites aceitáveis de operação.

Uma das soluções para sanar os problemas supracitados é a construção ou ampliação de plantas de potência e linhas de transmissão. Porém, além de financeiramente dispendioso, o tempo que se leva para que a solução possa ser utilizada é muito alto. Com o avanço dos semicondutores de potência, uma nova solução tem sido aplicada e tem como nome genérico sistemas flexíveis de transmissão em corrente alternada (Facts) (Sen; Sen, 2009).

De maneira geral, o conceito Facts é baseado na inserção de métodos e dispositivos eletrônicos de potência, no lado de alta tensão do sistema elétrico, com o objetivo de torná-lo eletronicamente controlável. A Figura 3.14 mostra as principais técnicas utilizadas para se controlar a tensão ao longo de uma linha de transmissão utilizando Facts.

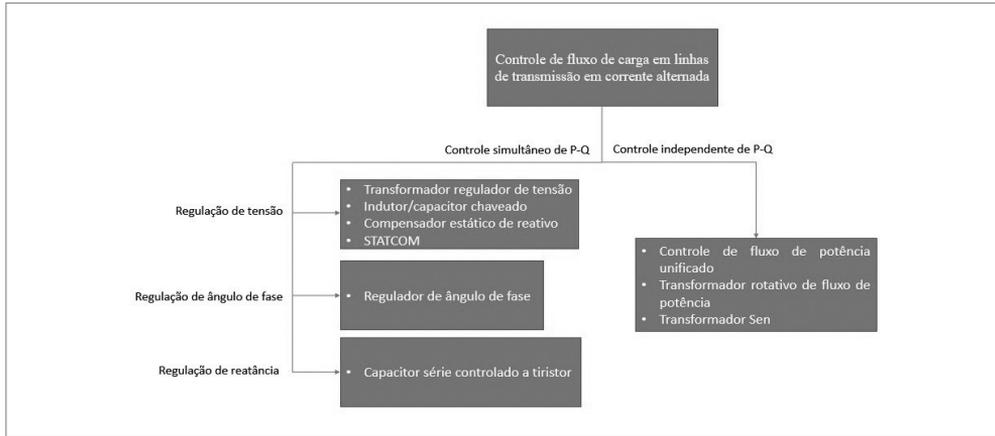


Figura 3.14 Técnicas Facts.

Fonte: traduzida de Sen; Sen, 2009.

O método mais tradicional, que vem sendo utilizado há mais de 1 século, é o método que se utiliza da mudança de TAP de transformadores para promover a regulação de tensão. Esses transformadores reguladores de tensão podem ser de dois enrolamentos isolados ou autotransformadores.

Um método indireto de regular a tensão de uma linha se faz por meio da conexão de um indutor ou capacitor em paralelo com a linha de transmissão. O indutor conectado em paralelo absorve potência reativa da linha e diminui seu nível de tensão, enquanto um capacitor conectado em paralelo com a linha aumenta o nível de tensão, uma vez que gera potência reativa (Acha *et al.*, 2004). A Figura 3.15 mostra esses métodos.

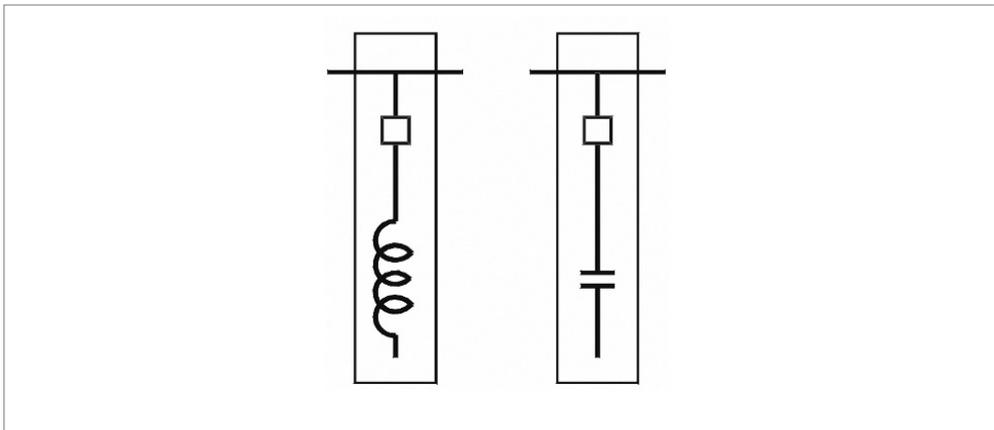


Figura 3.15 Indutor e capacitor chaveados.

Fonte: Acha *et al.*, 2004.

O compensador estático de reativo (SVC, do inglês *static var compensator*) é constituído de capacitores que são conectados direta e continuamente em paralelo com a linha, além da conexão de um indutor em paralelo por meio de chaves a tiristores. Operacionalmente, um SVC se comporta como uma reatância variável conectada em paralelo com a linha, que gera ou absorve potência reativa de maneira a regular a magnitude de tensão no ponto em que está conectado. Essa técnica é extensivamente utilizada para o controle rápido de potência reativa e, por consequência, regulação de tensão. A Figura 3.16 mostra a representação de um SVC trifásico com capacitores fixos e reatores controlados a tiristores.

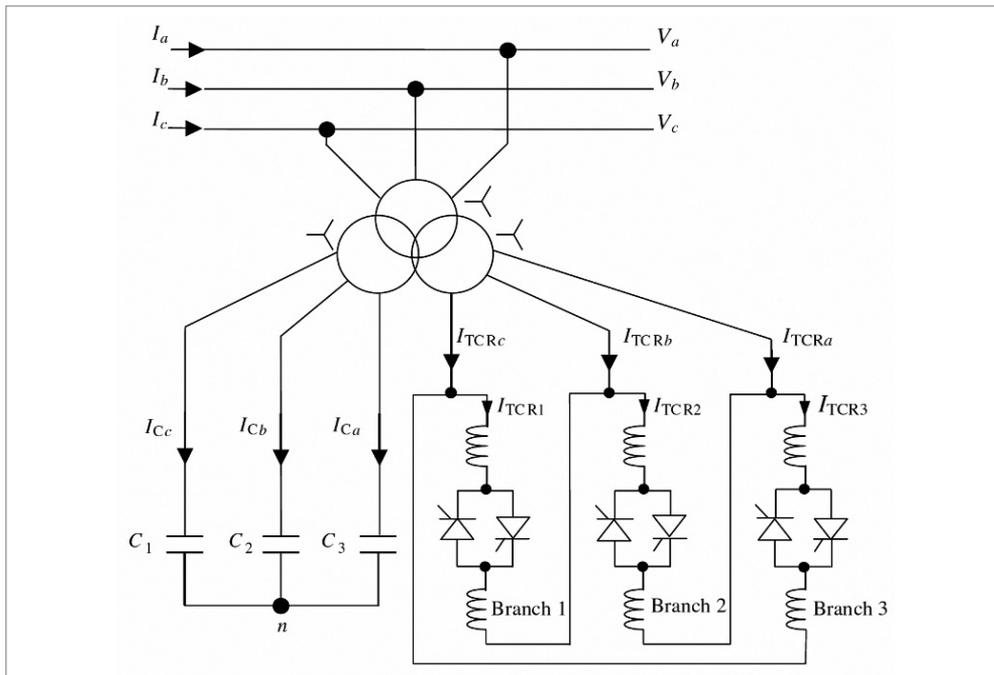


Figura 3.16 SVC trifásico com capacitores fixos e reatores controlados por tiristores.

Fonte: Acha et al., 2004.

O compensador estático (STATCOM, do inglês *static compensator*) consiste em uma fonte controlada por tensão (VSC, do inglês *voltage source converter*) e um transformador associado, conectado em paralelo com a linha. Seu efeito na regulação é similar ao de um compensador síncrono, porém não possui parte rotativa. Operacionalmente, funciona como um SVC, com a vantagem de ser mais robusto, não impactando o seu funcionamento na presença de baixas tensões. A Figura 3.17 mostra uma representação esquemática de um STATCOM.

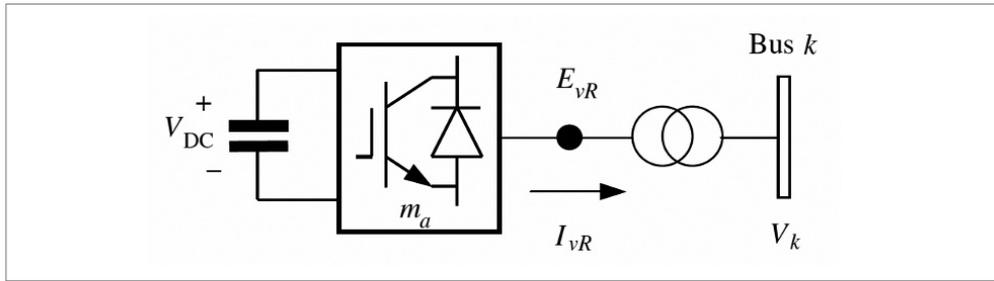


Figura 3.17 Representação esquemática de um STATCOM.

Fonte: Acha et al., 2004.

O fluxo de potência em uma linha de transmissão também pode ser controlado por meio de um regulador de ângulo de fase (PAR, do inglês *phase angle regulator*). Levando-se em consideração apenas tecnologias que se utilizam de chaves eletrônicas, um capacitor variável conectado em série (TCSC, do inglês *thyristor controlled series capacitor*) ou um indutor variável (TCR, do inglês *thyristor controlled reactor*) podem ser utilizados. Se o ângulo de fase nas duas pontas de uma linha de transmissão é aumentado por meio da utilização de um PAR, o fluxo de potência ativa na linha também aumenta. Isso pode ser feito por meio da regulação da reatância da linha. A Figura 3.18 mostra a representação de um capacitor série controlado a tiristor para regulação da reatância da linha.

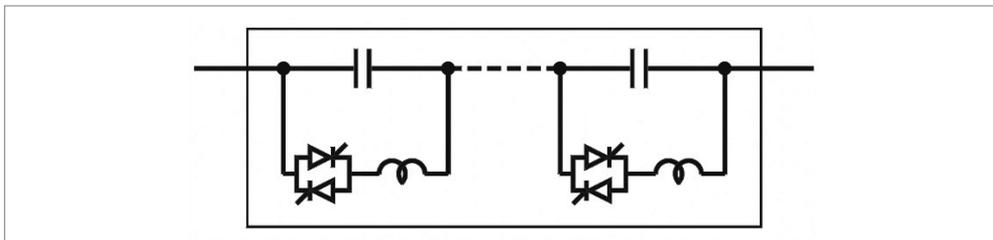


Figura 3.18 Capacitor série controlado a tiristor para regulação de reatância em linha de transmissão.

Fonte: Sen; Sen, 2009.

Outro dispositivo que pode ser utilizado para o controle do ângulo de fase de uma linha de transmissão é um transformador que é conectado em série com a linha de transmissão e utiliza da mudança de TAP para a mudança da indutância da linha.

O controle simultâneo do fluxo de potência ativa, reativa e de magnitude de tensão pode ser realizado por meio de um controlador de fluxo de potência unificado (UPFC, do inglês *unified power flow controller*). Esse dispositivo consiste em dois VSC compartilhando um capacitor comum no seu lado em corrente contínua e um controle unificado. A Figura 3.19 mostra um diagrama simplificado de um UPFC.

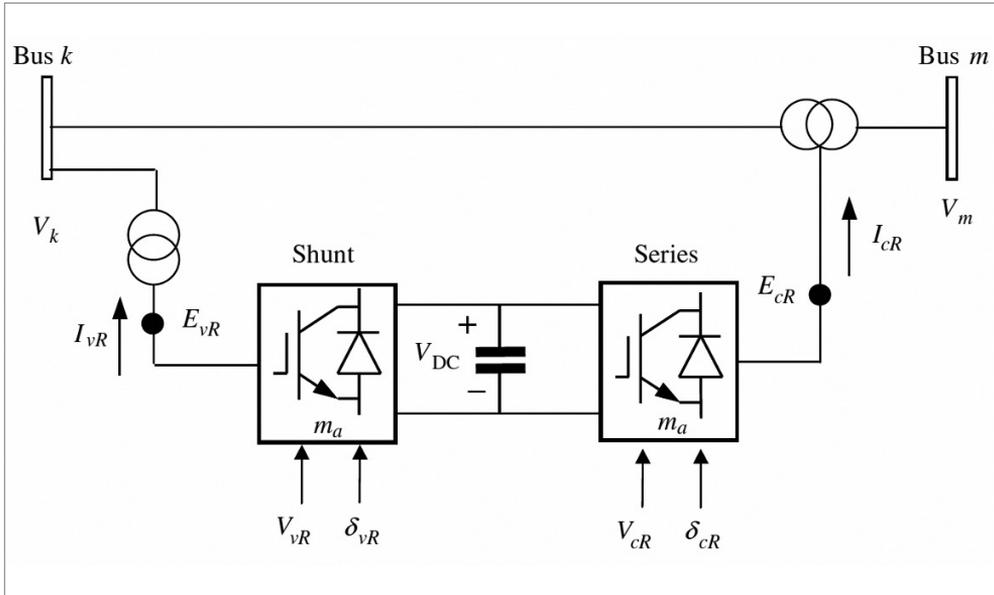


Figura 3.19 Controle esquemático de um UPFC.

Fonte: Acha et al., 2004.

O UFPC permite o controle independente de fluxo de potência ativa, reativa ou nenhum deles.

Por fim, uma técnica não muito usual é a dos transformadores SEN. A Figura 3.20 mostra o circuito esquemático de um SEN.

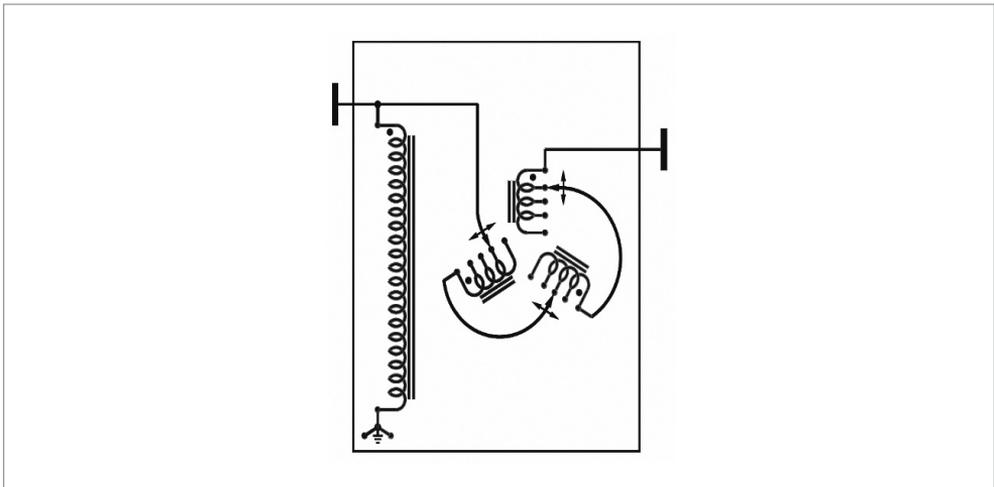


Figura 3.20 Circuito esquemático de um transformador SEN.

Fonte: Sen; Sen, 2009.

Tendo o seu nome concebido em homenagem aos seus inventores, o transformador SEN possui controle independente de fluxo de potência ativa e reativa, com um baixíssimo custo que se justifica pelo fato de ser utilizado somente um transformador e mudanças de TAP. O transformador SEN cria uma compensação de tensão em série que é variável em magnitude e ângulo de fase. Nesse dispositivo, isso possível por causa da combinação das funções de autotransformador e de PAR em uma única unidade.

A Tabela 3.4 mostra, de maneira resumida, o papel dos dispositivos Facts, apresentados aqui, em um sistema de potência.

Tabela 3.4 O papel dos dispositivos Facts no controle de sistemas de potência

Problema operacional	Ação corretiva	Dispositivo Facts
Limites de tensão		
Baixa tensão a alto carregamento	Fornecimento de potência reativa	STATCOM, SVC
Alta tensão a baixo carregamento	Absorção de potência reativa	STATCOM, SVC, TCR, SEN
Alta tensão seguida de falta	Absorção de potência reativa. Prevenção de sobrecarga	STATCOM, SVC, TCR, SEN
Baixa tensão seguida de falta	Fornecer potência reativa. Prevenção de sobrecarga	STATCOM, SVC
Limites térmicos		
Circuito sobrecarregado	Redução de sobrecarga	TCSC, UPFC, PAR
Falha de circuitos em paralelo	Limitação de carregamento de circuitos	TCSC, UPFC, PAR
Fluxos em ciclo		
Compartilhamento de cargas de linhas em paralelo	Ajuste de reatância em série	UPFC, TCSC, PAR
Compartilhamento de fluxo de potência pós-falta	Reajuste de rede ou ações para o limite térmico dos condutores	TCSC, UPFC, PAR
Reversão do sentido do fluxo de potência	Ajuste de ângulo de fase	UPFC, PAR

Fonte: traduzida de Acha *et al.*, 2004.

A utilização de dispositivos Facts em sistemas de transmissão de energia elétrica está relacionada à filosofia das redes elétricas inteligentes, uma vez que, de maneira automática, proporciona ajustes aos parâmetros elétricos do sistema, de modo a proporcionar uma maior confiabilidade e segurança na operação dos mesmos. Além disso, esses dispositivos contribuem para a postergação da ampliação dos sistemas elétricos de potência diminuindo os impactos ambientais, ou seja, atende a necessidade do sistema de maneira sustentável, proporcionando, conseqüentemente, uma maior qualidade de vida aos cidadãos.

CAPÍTULO 4

Distribuição de energia elétrica e as redes inteligentes

4.1 DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA INTELIGENTE

As companhias que fazem a distribuição da energia elétrica aos consumidores finais têm obrigação, por lei, de fazê-la levando-se em consideração aspectos econômicos, impactos ambientais e eficiência, ao mesmo tempo que devem garantir um certo nível de qualidade.

No Brasil, conforme já citado no Capítulo 2, a resolução que regulamenta a qualidade da energia é o *Prodist* módulo 8. Esse procedimento é dividido em duas partes: qualidade do produto e qualidade do serviço.

Conforme descrito no Capítulo 2, a qualidade do produto está relacionada à qualidade da tensão. Já a qualidade do serviço está ligada a indicadores de continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica e tempo de atendimento às ocorrências emergenciais. A Tabela 4.1 mostra os indicadores encontrados no referido módulo (Aneel, 2021b).

Tabela 4.1 Resumo dos indicadores de qualidade do serviço

Tempo de atendimento às ocorrências emergenciais		Continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica	
TMP	Tempo médio de preparação	DIC	Duração de interrupção individual por unidade consumidora.
TMD	Tempo médio de deslocamento	FIC	Frequência de interrupção individual por unidade consumidora.
TME	Tempo médio de execução	DMIC	Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora.
TMAE	Tempo médio de atendimento a emergências	DICRI	Duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico.
PNIE	Percentual do número de ocorrências emergenciais com interrupções de energia	DEC	Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora.
		FEC	Frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora.

Fonte: Aneel, 2021b.

A qualidade do serviço é verificada por meio de análises estatísticas e ajuda a avaliar os índices de confiabilidade na distribuição para o planejamento da ampliação física da rede de distribuição.

No entanto, o aumento da demanda de potência ativa pela inserção de mais eletrodomésticos pelos consumidores, devido ao aumento do seu poder aquisitivo, aliado à inserção da geração distribuída por meio da energia fotovoltaica e eólica, tem apresentado grandes desafios às companhias de distribuição no que diz respeito a obediência dos índices de qualidade da energia.

Nesse sentido, novas estratégias relacionadas à filosofia das redes elétricas inteligentes têm sido desenvolvidas e aplicadas mundo afora. Dentre elas, podemos citar:

- Controle de tensão/reactivo inteligente na distribuição.
- Utilização de armazenadores de energia.
- Flexibilização por meio de plantas de potência virtual (do inglês *virtual power plant*).
- Integração pelo lado da demanda (do inglês *demand side integration*).
- Medição inteligente.

Outro fator que pode ser considerado na mudança característica de operação das redes de distribuição são as novas possibilidades relacionadas ao mercado de energia devido à introdução da geração distribuída e ao avanço da tecnologia empregada em equipamentos de medição e transmissão de dados.

4.2 O IMPACTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

As redes de distribuição são tradicionalmente passivas, ou seja, projetadas para um fluxo de potência unidirecional desde a subestação até os consumidores finais, não

sendo concebidas para suportar a inserção de unidades de geração, ou geração distribuída. Nesse sentido, vários estudos têm indicado que essa integração pode acarretar problemas técnicos e operacionais para a rede. Tal fato aponta para a necessidade de se entender como se daria essa interconexão, atentando-se para a escolha da melhor barra de conexão, além de se determinar o modo de operação dos geradores a fim de minimizar os possíveis impactos para a qualidade da energia elétrica e estabilidade do sistema. Adicionalmente, maior atenção deve ser dispensada à natureza intermitente da geração de energia pelos sistemas fotovoltaicos e eólicos, pois estes dependem da irradiação solar e velocidade do vento, o que condiciona a confiabilidade no fornecimento de energia.

A instalação em larga escala das fontes fotovoltaicas requer meios mais confiáveis para interconexão com a rede de energia elétrica principal. Tem-se, então, o que passou a ser definido como “penetração fotovoltaica”.

A penetração fotovoltaica indica, em dados genéricos, a relação entre a quantidade de potência ativa injetada por geração fotovoltaica distribuída e o nível de demanda de potência ativa de uma determinada rede de distribuição de energia elétrica.

Diversos estudos, como Degefa *et al.* (2015) e Soares *et al.* (2015) tratam dos problemas associados a alta penetração da geração distribuída em sistemas de distribuição. Dentre os casos que vêm sendo analisados, destacam-se como consequências as variações de tensão, as variações de frequência e o aumento/redução de perdas técnicas.

O Brasil é um país de clima predominantemente tropical com um grande potencial energético para a geração de energia elétrica por meio da energia solar. Avaliando somente as regiões Centro-Oeste e Sudeste, em média, o período de insolação é de 7 a 8 horas diárias, com uma irradiação solar anual média de 16 a 18 (MJ/m².dia) (Aneel, 2005).

A geração de energia elétrica por placas fotovoltaicas, em determinados casos, é uma alternativa viável quando se analisam comunidades distantes e com difícil acesso a linhas e redes de distribuição de energia elétrica.

Pode-se citar, como destaque da utilização de energia no caso supracitado, o programa do Governo Federal “Luz para Todos”, que proveu acesso à energia elétrica a muitas famílias brasileiras por meio de sistemas fotovoltaicos (Cunha, 2013).

Em 2012, a Aneel aprovou a Resolução Normativa – RN 482/2012, que estabelece as condições gerais para o acesso da micro e minigeração aos sistemas de distribuição de energia elétrica em baixa tensão, advindas de fontes renováveis de energia (Cunha, 2013). Prevê-se dessa maneira um grande aumento na geração de energia elétrica por meio de placas fotovoltaicas e também o aumento da procura por essa tecnologia e desenvolvimento.

Os impactos da inserção de geradores distribuídos à rede de distribuição elétrica, contudo, necessitam ser mais bem estudados. Alguns efeitos poderão ser sentidos somente com o aumento do número de consumidores com geração própria.

Uma vez que em determinadas épocas do ano, por exemplo, no período seco no Brasil, há um aumento de demanda de potência ativa e do consumo de energia elétrica, na maioria das vezes em razão do aumento da utilização de condicionadores de ar, as concessionárias e permissionárias de energia elétrica poderão utilizar como recurso a energia elétrica fornecida pelas micro e minigerações.

Entretanto, o perfil de carga de consumidores residenciais se comporta de uma maneira específica (Jardini *et al.*, 2000). Durante o dia é o período em que a fotovoltaica é maior devido à insolação, e também em que maior parte dos consumidores está fora de suas residências, trabalhando ou exercendo suas atividades diárias, aproveitando esse período para obterem créditos com a energia gerada em vez de utilizá-la. Com isso, há um aumento considerável de potência na rede de distribuição, causando uma variação no nível de tensão da rede e caracterizando um aumento de tensão (Descheemaeker *et al.*, 2014). O inverso também ocorre, ou seja, o aumento da demanda da rede pelo fato de esses consumidores retornarem para suas residências e aumentarem a demanda de potência ativa nos horários de pico, ocasionando uma redução de tensão (Descheemaeker *et al.*, 2014).

Assim, a injeção de potência ativa nas redes ocasiona aumento de perdas técnicas, tornando-se imprescindível o estudo desses fatores, de forma a desenvolver meios que possam verificá-los e minimizá-los.

Neste capítulo, não trataremos da variação de frequência, por não considerarmos micro ou minigrids aqui, de tal forma que variações de frequência nos sistemas aqui considerados, por efeito da GD, não ocorrem.

4.2.1 Controle de tensão/reactivo inteligente na rede de distribuição

O nível de tensão de uma rede de distribuição de energia elétrica é um dos principais parâmetros a ser controlados para que seja possível manter uma boa qualidade na distribuição de energia aos consumidores.

Conceitualmente, é sabido que a sensibilidade na variação dos níveis de tensão está mais relacionada à potência reativa do que à potência ativa. Nesse sentido, os métodos de controle de tensão levam em consideração as variações da potência reativa de um sistema para o controle do nível de tensão do mesmo.

Tradicionalmente, dispositivos como transformadores com comutação de TAP e bancos de capacitores são controlados individualmente e estaticamente, e seus controles não são feitos de maneira coordenada. Esses dispositivos são utilizados com

controles locais e com ajustes fixos, de maneira que não são capazes de acompanhar as variações de cargas diárias (Pinheiro; Garcia, 2018).

O controle de tensão/reactivo (Volt/VAr) em redes de distribuição nos dias de hoje tem enfrentado novos desafios, conforme citado anteriormente, pela inserção de GD. A modernização das redes de distribuição se caracteriza pelo aumento e integração de equipamentos de automação, infraestrutura de comunicação e monitoração em duplo sentido, processamento e controle do sistema, além de que se considera um sistema de distribuição trifásico, desbalanceado e com geração distribuída (Momoh, 2012). A utilização de algoritmos de otimização, como os algoritmos genéticos, otimização por enxame de partículas, para a localização otimizada de bancos de capacitores para o controle Volt/VAr, é uma das áreas de estudos no âmbito das redes inteligentes.

Para além da modernização dos sistemas SCADA, que permitiu melhores comunicação, monitoramento e integração do sistema de distribuição aprimorando o ajuste dos dispositivos estáticos, nas últimas duas décadas o desenvolvimento de novas tecnologias inteligentes tem possibilitado um maior desenvolvimento de estratégias para o controle Volt/VAr. Dentre as ações aplicadas podem ser citadas a automação dos sistemas de distribuição, a introdução de sistemas de gerenciamento de distribuição (DMS, do inglês *distribution management system*) e de infraestrutura avançada de medição (AMI, do inglês *advanced metering infrastructure*).

O DMS é responsável por interconectar a automação avançada da rede por meio de monitoramento e aplicações de controle utilizando-se, para tanto, um DMS inteligente. Esse DMS pode operar diretamente no controle de equipamentos em campo ou mostrar ao operador opções de execução de tarefas (Pinheiro; Garcia, 2018). O DMS pode ser integrado com comunicação via SCADA.

Alguns requisitos necessários para o ajuste em tempo real dos equipamentos destinados ao controle Volt/VAr são (Pinheiro; Garcia, 2018):

- Central de controle DMS com suporte de sistema SCADA para o processamento de medidas em tempo real.
- Implementação de um fluxo de carga trifásico e desbalanceado para otimização e validação dos parâmetros calculados do sistema.
- Disponibilidade de dados recentes gravados ou de infraestrutura de comunicação avançada entre os dispositivos de campo controláveis.
- Dispositivos com acesso remoto.
- Moderno e eficiente sistema de comunicação.

Para além das tecnologias citadas, outra estratégia de controle dos parâmetros do sistema, e principalmente do controle Volt/VAr, é a chamada integração pelo

lado de demanda. Nessa estratégia de controle, a ideia é utilizar não só os dispositivos estáticos das companhias de distribuição, mas também determinados tipos de cargas presentes nas residências dos consumidores. Dentro da integração pelo lado da demanda, existem ainda duas estratégias: a resposta pelo lado da demanda e o gerenciamento pelo lado da demanda.

Por fim, outras duas ações podem ser tomadas para o controle Volt/VAr. A primeira diz respeito à instalação de bancos de baterias nos pontos em que se identificam as maiores degradações nos níveis de tensão da rede. Dado o elevado custo dessa solução, poucos são os sistemas no mundo que a utilizam. A segunda está relacionada ao controle da energia reativa gerada por meio das GD. Nessa estratégia, por meio dos inversores de frequência, ajustando-se o ângulo de disparo de seus semicondutores (tiristores geralmente), ajusta-se o fator de potência da geração e, com a diminuição da geração de potência ativa, gera-se mais potência reativa. No entanto, essa estratégia apresenta dois problemas. O primeiro está relacionado à energia gerada pelo consumidor. Este não quer gerar reativo, e sim ativo, para alimentar seus eletrodomésticos. O segundo encontra-se no fato da complexidade do controle que deve ser aplicado a todos os inversores de frequência dos sistemas de GD, ao mesmo tempo, para o ajuste do reativo necessário para a restauração da tensão em determinado ponto da rede. Como consequência, concessionárias no Brasil, como a Copel, têm limitado a geração distribuída injetada na rede pelos seus consumidores, para conseguir manter os níveis da tensão da rede dentro dos padrões estabelecidos por norma.

4.3 O PAPEL DOS ARMAZENADORES DE ENERGIA

Até meados da última década, o uso de sistemas armazenadores de energia, sejam eles baterias, capacitores eletrolíticos, reservas por bombeamento de água entre outros, é feito apenas em aplicações de reduzida escala, ou ainda em situações bastante específicas.

Porém, a crescente presença do uso de fontes limpas de energia, como a fotovoltaica e a eólica, cuja característica marcante é sua intermitência, e a necessidade de maior flexibilidade no uso da energia gerada tanto por essas fontes como pelo sistema como um todo, aliado ao crescente desenvolvimento tecnológico, têm criado um ambiente propício para a utilização de sistemas capazes de armazenar a energia para sua posterior utilização (Zhang *et al.*, 2017).

Não somente a busca por um maior fornecimento de energia tem ocorrido, mas também a crescente busca pelo acesso à energia de forma limpa e adaptável aos momentos de maior necessidade.

A preocupação pela chamada energia limpa pode ser percebida em função da reunião ocorrida em novembro de 2015, conhecida como COP-21, na qual foi assi-

nado o Acordo de Paris, no qual eram estabelecidos novos parâmetros e metas para redução da emissão de gases contribuintes ao efeito estufa (UNFCC, 2015).

Devido a essa preocupação, percebe-se a crescente utilização das fontes renováveis, com especial destaque às fontes solares e eólicas. Porém, tais fontes são conhecidas por sua intermitência, que muitas vezes não coincide com os picos de consumo de energia do sistema elétrico.

Em virtude dessa intermitência, houve o aumento nas buscas por artifícios que pudessem tornar possível a flexibilização do uso de tais recursos energéticos de modo a reduzir ou anular tal intermitência. Nesse contexto, ressurgiram as pesquisas por tecnologias capazes de armazenar energia elétrica, desde as mais conhecidas e maduras, como os bancos de baterias, até tecnologias mais modernas e arrojadas, como os supercapacitores e o armazenamento por supercondutores (Monteiro, 2017).

Cada uma dessas tecnologias possui seus aspectos positivos e negativos, desde características de funcionamento (tempo de descarga, capacidade de armazenamento entre outros), até seu valor para instalação por unidade de energia armazenada, que as tornarão mais ou menos interessantes em função da aplicação desejada; por isso, é importante compreender que as soluções envolvendo tais sistemas não pode ser considerada com algo do tipo *one size fits all* (U.S. DOE, 2013; Aneke; Wang, 2016).

A Tabela 4.2 ilustra algumas aplicações de sistemas armazenadores de energia já em funcionamento (U.S. DOE, 2013).

Tabela 4.2 Aplicações em escala global de armazenadores de energia

País	Aplicação	Projeto	Tecnologia e aplicação
Itália	75 MW	51 MW de potência para armazenamento autorizado em 2015. 24 MW adicionais financiados.	35 MW de baterias de NaS para descargas de longa duração. Capacidade de carga adicional será direcionada para problemas de regulação de frequência e confiabilidade.
Japão	30 MW	30 MW de instalações de armazenamento de íons de lítio aprovados.	Armazenamento primário de íons de lítio. Recentemente foi aprovada a regulação de armazenamento aumentando a potência de 31 para 55.
Coreia do Sul	154 MW	54 MW de baterias de íons de lítio. 100 MW de armazenamento de energia via ar comprimido (Caes).	Problemas de confiabilidade e UPS.
Alemanha	260 milhões de euros destinados a armazenamento em rede.	172 milhões de euros já foram direcionados a projetos já anunciados.	Hidrogênio, Caes e armazenamento geológico para regulação de frequência.

Fonte: traduzida de U.S. DOE, 2013.

4.3.1 Variações de frequência

A variação de frequência pode ser definida como desvios do valor da frequência em relação ao valor original de frequência (no Brasil, 60 Hz), em decorrência do balanço dinâmico de cargas existente durante a operação do sistema. Desvios significativos do valor original podem ocorrer em função de saídas de grandes blocos de cargas ou faltas nos sistemas de transmissão (sobrefrequências), ou saída de grandes blocos de geração (subfrequências), podendo acarretar problemas à rede elétrica, quando não sanados em tempo hábil.

Problemas envolvendo regulação de frequência podem assumir intervalos de tempo da ordem de alguns segundos, até poucos minutos. Como são problemas ocasionados por saída de grandes blocos de geração ou carga do sistema elétrico, são necessários sistemas de grande densidade de energia, porém com reduzida autonomia, por exemplo, *flywheels*, supercapacitores ou até mesmo bancos de baterias.

Algumas estações envolvendo armazenadores de energia para regulação de frequência já estão em funcionamento, como um sistema de 1 MW de armazenamento na Suíça (ABB, 2015), e também um sistema de armazenamento em trem, por meio de energia gravitacional (*advanced rail energy storage*) no estado de Nevada nos EUA (U.S. DOE, 2023) em construção, com previsão de operação total em 2019.

Um exemplo de sinal enviado ao controle de geração automática pode ser visto na Figura 4.1. *Regulation up* refere-se a um aumento da potência de saída do gerador para aumentar a frequência do sistema. *Regulation down* refere-se à diminuição da potência de saída do gerador para reduzir a frequência da rede (U.S. DOE, 2020).

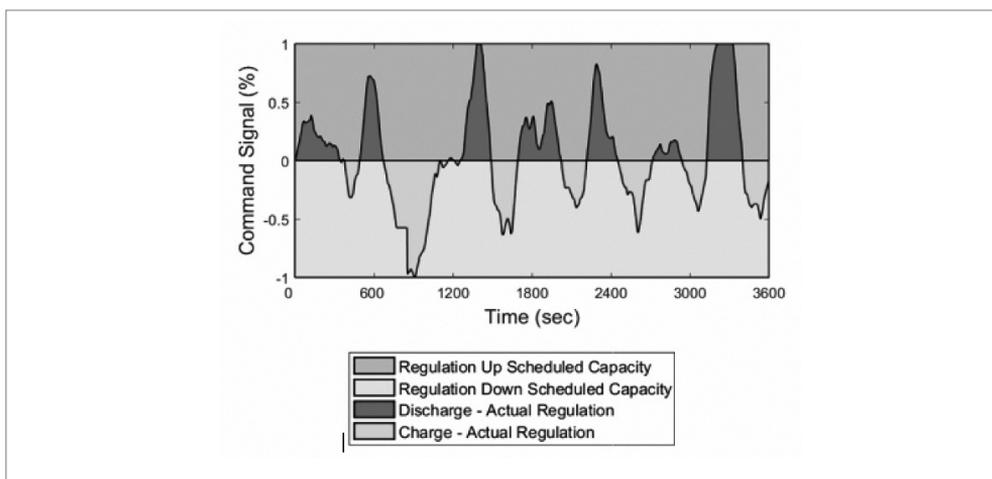


Figura 4.1 Representação do sinal de comando para regulação de frequência.

Fonte: U.S. DOE, 2020.

4.3.2 Minimização de intermitências das fontes renováveis conectadas à rede

Um dos grandes empecilhos relacionados ao aumento da integração das chamadas gerações distribuídas na rede elétrica está relacionado a uma característica intrínseca a muitas fontes renováveis de energia: sua sazonalidade, tanto relacionada às estações do ano quanto à sua própria variação ao longo do dia (Perez *et al.*, 2015).

Basicamente, a potência fornecida à rede pela geração distribuída é controlada por um sistema de conversores CC/CC bidirecionais, no sentido de quando o valor da potência fornecida pelo sistema de energia renovável for maior que o valor previamente estabelecido na malha de controle, a energia “excedente” é direcionada para a carga dos armazenadores de energia. Nos momentos em que essa potência fornecida for menor que o valor padrão, o sistema de armazenamento entra em paralelo com a geração distribuída a fim de suprir o déficit momentâneo.

4.3.3 Nivelamento de carga (*load leveling*) e achatamento de pico (*peak shaving*)

O nivelamento de cargas pode ser entendido como o armazenamento de energia ativa em momentos de pouca carga, ou ainda, para clientes em média tensão, armazenamento de potência ativa nos horários de menor tarifação, e sua posterior utilização nos horários de pico, ou de maior tarifação. Nessa manobra, a própria energia utilizada é advinda da rede, porém o uso do armazenador propicia drenagem dessa potência ativa da rede em momentos que não acarretarão solicitações que possam exceder a suportabilidade do sistema de geração e transmissão.

Quando a energia fornecida aos armazenadores de energia não é proveniente da própria rede, em geral advém de uma mini ou microgeração distribuída, sendo mais considerada a redução da demanda no horário de pico que aspectos econômicos (ABB, 2012). Um exemplo mais clássico envolvendo o *peak shaving* é a utilização de geradores a diesel no horário de pico, tendo em vistas análises para redução de demanda e valor pago.

Como vantagens dessa manobra, temos: redução das solicitações nos sistemas de geração e transmissão no horário de pico, possibilidade de adiamento de investimentos para expansão do sistema de transmissão ou na expansão da malha de geração. A Figura 4.2 ilustra essa estratégia.

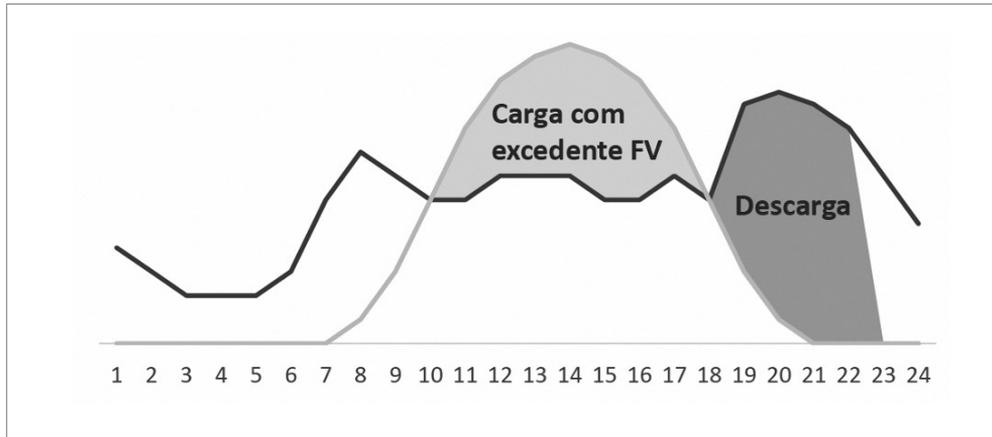


Figura 4.2 Nivelamento de carga e achatamento de pico.

Fonte: EPE, 2021.

4.3.4 Controle de variações de tensão

A variação de tensão é um dos problemas de qualidade de energia elétrica que pode abranger tanto oscilações de curta duração quanto em regime permanente. Nesse sentido, torna-se uma área de grande oportunidade de utilização dos sistemas armazenadores de energia, pela grande gama de tecnologias de possível uso, que possibilitam tempos de funcionamento de alguns segundos (como *flywheels* e supercapacitores), até algumas horas (bancos de baterias e sistemas de bombeamento de água).

É possível observar que a grande gama de tecnologias já existentes em nível de comercialização e em desenvolvimento propiciam aos sistemas de armazenamento de energia uma enorme gama de utilizações no setor elétrico, desde as mais simples e antigas aplicações até aquelas que exigem um controle mais robusto e complexo, como o advento das chamadas smart grids.

O uso dessas tecnologias apresenta uma tendência sem retorno, pela grande gama de tecnologias presentes que ocasionam uma grande versatilidade para soluções de problemas, ocupando um pequeno espaço, de forma não agressiva ao meio ambiente, e gerando uma importante característica que o homem tenta solucionar por décadas no setor elétrico: a flexibilização no uso da energia de modo a aliviar a geração já existente em horários de pico, postergando investimentos em novas centrais geradoras.

Como futuros desafios desse uso, pode-se elencar: o desenvolvimento de novas tecnologias a fim de baratear o custo de tais instalações e o aumento dos estudos de viabilidade técnica e econômica nas mais diversas aplicações na rede elétrica, tanto no nível de consumidor (baixa e média tensão) como no nível do gestor da rede (distribuição, subtransmissão e transmissão); e a conscientização de que o uso dos sistemas de armazenamento de energia não pode ser encarado como uma solução

do tipo *one size fits all*, pois cada tecnologia e cada problema abordados possuem particularidades que tornam um ou outro armazenador mais conveniente no aspecto de seu funcionamento e, principalmente, do aspecto financeiro.

A Figura 4.3 ilustra as faixas de utilização das diferentes tecnologias de armazenamento de energia em função da densidade de energia requerida e do tempo de duração de sua operação.

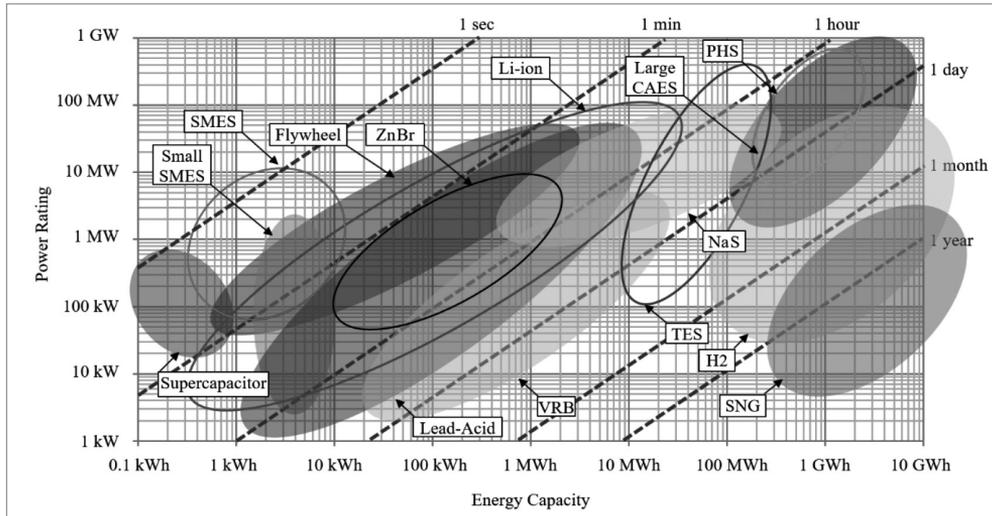


Figura 4.3 Faixas de aplicação recomendada para as diferentes tecnologias de armazenadores de energia.

Fonte: Santos *et al.*, 2020.

É possível observar na Figura 4.3 que as propriedades elétricas de cada tecnologia de armazenadores de energia propicia uma região ótima (do ponto de vista técnico e econômico) para utilização das tecnologias de armazenamento em função da potência ativa desejada, da energia fornecida e do tempo de utilização. Por exemplo, de acordo com a figura, supercapacitores são equipamentos de viabilidade econômica para aplicações de 10 kW até 1 MW de potência, porém com duração de descarga de 1 segundo até 1 minuto.

4.4 PLANTAS DE POTÊNCIA VIRTUAL

Com a geração de energia distribuída crescendo e com o aumento da quantidade de energia injetada na rede de distribuição, novas tecnologias e modelos de negócios têm ajudado no balanceamento de carga e suavização dos impactos referentes à sua variação ao longo do dia. Junto com o aumento do consumo de energia no mundo, novas tecnologias irão influenciar a maneira como geramos, distribuímos e consumimos a energia elétrica. Dentre essas tecnologias, a planta de potência virtual

(VPP) tem demonstrado grande potencial de crescimento na distribuição de energia (Bansal, 2017).

Um modelo de VPP agrega todas as plantas de geração de porte pequeno e médio e os opera em forma de recursos unificados e flexíveis destinados ao mercado de energia ou vende a energia agregada como fonte de reserva. Tecnicamente, a VPP agrega todas as unidades geradoras, incluindo consumidores e pequenas usinas, a uma única entidade que é, então, controlada de maneira centralizada.

Além do mais, a operação de uma VPP requer um sistema inteligente para que, de maneira remota e automática, conduza processos de despacho de energia e geração otimizada, programas de integração pelo lado da demanda e a utilização inteligente de armazenadores de energia para serviços auxiliares (Bansal, 2017).

A principal função de uma VPP está diretamente ligada ao mercado de energia e engloba as seguintes tarefas (Buchholz, 2014):

- Previsão, balanço e coordenação de todos os ativos agregados, como geradores, armazenadores de energia e cargas controláveis, incluindo as gerações eólica e fotovoltaica.
- Conclusão das programações do dia seguinte de todo o VPP e venda da energia programada no mercado de eletricidade.
- Monitoramento, em tempo real, da produção de eletricidade e estimação dos desvios programados.
- Tomada de decisão em um processo de otimização sobre o uso de recursos próprios (controle da geração de energia e/ou gerenciamento pelo lado da demanda (DSM, do inglês *demand side management*) para adequar as cargas controláveis) para a compensação das flutuações ou para o pagamento dos encargos pelo uso da energia de reserva externa fornecida pelo gerente da área de controle.

Um exemplo de uma típica VPP é mostrado na Figura 4.4.

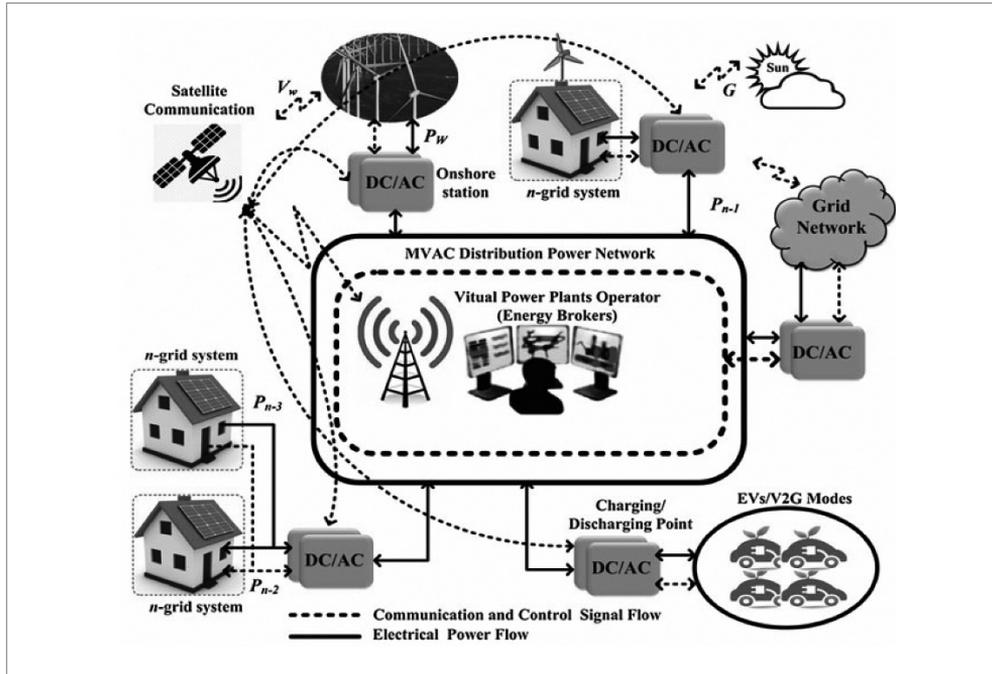


Figura 4.4 Exemplo de uma típica VPP.

Fonte: Bansal, 2017.

Com essas informações, uma VPP pode oferecer o mesmo comportamento que uma planta tradicional.

Normalmente, a energia gerada por fontes renováveis é vendida a somente uma companhia de eletricidade e no mercado futuro. Essas geradoras não podem participar de mercados adicionais, pois seus contratos são exclusivos. Em uma VPP, esses geradores têm a oportunidade de participar de vários mercados de energia e, dessa maneira, maximizar seus lucros. Isso é feito de maneira otimizada pela VPP. Para isso, a coordenação de uma VPP é baseada em ferramentas de otimização.

O estabelecimento de uma VPP requer a instalação de um centro de controle que deve ser conectado, por meio de redes de comunicação, com os detentores de negócios inseridos nela. A VPP necessita de acesso online a uma precisa previsão de tempo da região que controla e dos vários mercados ligados ao suprimento de energia.

4.5 INTEGRAÇÃO PELO LADO DA DEMANDA

As flutuações de energia causadas pela geração de energia elétrica por meio de fontes renováveis podem ser suavizadas pela adaptação da demanda de energia elétrica. Dessa maneira, a demanda deve ser integrada ao gerenciamento do sistema de potência. Isso permite a utilização otimizada de fontes renováveis assegurando que o balanço

do sistema seja mantido. A integração pelo lado da demanda (DSI, do inglês *demand side integration*) tem duas vertentes:

- DSR: a resposta pelo lado da demanda (DSR, do inglês *demand side response*) consiste no mesmo princípio do DSM, no entanto, os programas relacionados a essa estratégia de controle são baseados nos impactos causados na demanda, de acordo com o comportamento dos consumidores. Para isso, essa estratégia oferece programas baseados na alteração, estática ou dinâmica, das tarifas de energia elétrica ao longo de um período. Essa é considerada uma estratégia de ação “indireta”.
- DSM: o gerenciamento pelo lado da demanda (DSM, do inglês *demand side management*) tem por objetivo atuar diretamente no controle de cargas do consumidor, de maneira a equilibrar a demanda de energia elétrica com a energia gerada e injetada na rede. Essa é considerada uma estratégia de ação “direta”.

4.5.1 Indireta – Resposta pelo lado da demanda

Nessa estratégia de integração pelo lado da demanda, os programas aplicados são feitos por meio da alteração das tarifas de energia elétrica. Dessa maneira, busca-se incentivar os consumidores a aumentar ou diminuir o seu consumo de energia elétrica de acordo com as necessidades do sistema elétrico. De maneira geral, os programas pertencentes a essa estratégia aumentam o valor da tarifa quando é preciso reduzir a demanda, e reduzem o valor da tarifa quando não há exigências referentes ao controle de demanda por parte do sistema. Os programas são classificados como estáticos e dinâmicos.

4.5.1.1 Tempo de uso (TOU)

O primeiro programa de DSR que pode ser citado é o chamado “tempo de uso” (TOU, do inglês *time of use*). O TOU pode ser aplicado por meio de blocos de preço diário fora do horário de pico, nos horários de pico e intermediários. Nesse programa, os preços das tarifas são predeterminados e fixos para cada intervalo de tempo, e são proporcionais à energia elétrica disponível para esses mesmos intervalos. O TOU é considerado um programa estático, uma vez que a estrutura da tarifação é garantida e fixada previamente (Da Fonseca; Chvatal; Fernandes, 2021).

4.5.1.2 Preço em tempo real (RTP)

O programa de DSR denominado preço em tempo real (RTP, do inglês *real time pricing*) consiste em uma metodologia em que o consumidor é informado com antecedência sobre o valor do preço da eletricidade, de maneira que possa tomar decisões

racionais acerca do seu consumo de energia elétrica. Esse período pode ser de 1 dia ou de 1 hora antes da variação do preço da tarifa. O preço de venda da energia elétrica, nessa metodologia, flutua com base nos custos atuais da eletricidade. Esse programa é considerado dinâmico (Da Fonseca; Chvatal; Fernandes, 2021).

4.5.1.3 Preço de pico crítico (CPP)

Esse programa é utilizado para forçar os consumidores a diminuírem seu consumo de energia em períodos de pico de consumo específicos. Esses períodos são bem definidos pelas companhias de energia e o preço da tarifa é aumentado significativamente. Nesse programa, o consumidor é informado instantes antes das mudanças nos preços da energia elétrica (Da Fonseca; Chvatal; Fernandes, 2021).

4.5.2 Direta – Gerenciamento pelo lado da demanda

Nessa estratégia, a DSI é feita pela interferência direta, pela companhia de energia, em determinadas cargas dos consumidores. Geralmente, as cargas utilizadas para esse fim são cargas termostaticamente controláveis, como HVAC (do inglês *heating, ventilation and air conditioning*), freezers e condicionadores de ar. Essas cargas são priorizadas, pois é possível, ao mesmo tempo que se controlam as cargas, monitorar e manter níveis de operação dentro de uma faixa de temperatura apropriada para cada situação. Os programas que fazem parte dessa estratégia oferecem algum incentivo financeiro aos consumidores, uma vez que, a depender da necessidade da companhia elétrica, suas cargas serão controladas a qualquer momento.

4.5.2.1 Controle direto de carga (DLC)

O primeiro programa de DSM que podemos citar é o de controle direto de carga (DLC, do inglês *direct load control*). Esse programa consiste no controle de cargas dos consumidores por parte da companhia elétrica a fim de aliviar o sistema de distribuição nos períodos de pico de demanda. Uma vez que se interfere diretamente no funcionamento de equipamentos elétricos dos consumidores, estes são incentivados, por meio de retornos financeiros, a participarem desse tipo de programa.

4.5.2.2 Reserva de giro ou (SR)

A reserva de giro (SR, do inglês *spinning reserve*) consiste na utilização, por meio de controle direto, de cargas controláveis dos consumidores, como serviços auxiliares para o controle de frequência do sistema. Em particular, o controle de frequência de um sistema requer uma determinada quantidade de potência ativa para que seja possível reestabelecer o balanço entre carga e geração. Dessa maneira, pode-se utilizar

o DSM como alternativa a esse problema. Nesse programa, os consumidores devem aderir voluntariamente e, por isso, são incentivados por meio de retornos financeiros.

4.6 MEDIÇÃO INTELIGENTE

Os medidores de energia elétrica, em sua concepção original, foram desenvolvidos para que fosse possível calcular a energia ativa consumida (kWh – quilowatt-hora) em um período. Originalmente, esses medidores eram do tipo analógico, conversores eletromecânicos de energia, e permitiam apenas leituras feitas de maneira presencial, por meio de um funcionário da companhia de energia responsável pela distribuição. Dessa maneira, existia apenas um sentido de comunicação por meio desses medidores. Ou seja, eles apenas registravam e informavam por meio de seus painéis a energia acumulada no período. O cálculo do consumo mensal era feito por meio da diferença entre a leitura atual e a leitura do mês anterior.

Nos dias de hoje, com o desenvolvimento da eletrônica digital e da tecnologia empregada nas redes elétricas inteligentes, a necessidade de medidores de energia que, além de registrarem e calcularem o consumo de energia, necessitam monitorar e informar, de maneira remota, outros parâmetros obtidos dos consumidores finais, levaram ao desenvolvimento dos medidores inteligentes.

Se antes os medidores apenas disponibilizavam as leituras feitas de maneira presencial, agora esses medidores inteligentes e digitais enviam e recebem informações em curtos períodos, a cada meia hora, por exemplo, possibilitando ações mais rápidas e eficientes de consumidores e operadores do sistema, com vistas ao aumento da qualidade da energia entregue e da eficiência elétrica dos consumidores.

A integração pelo lado da demanda só é realizável por meio dos medidores inteligentes.

A Figura 4.5 ilustra as diferenças entre a medição convencional e a medição inteligente.

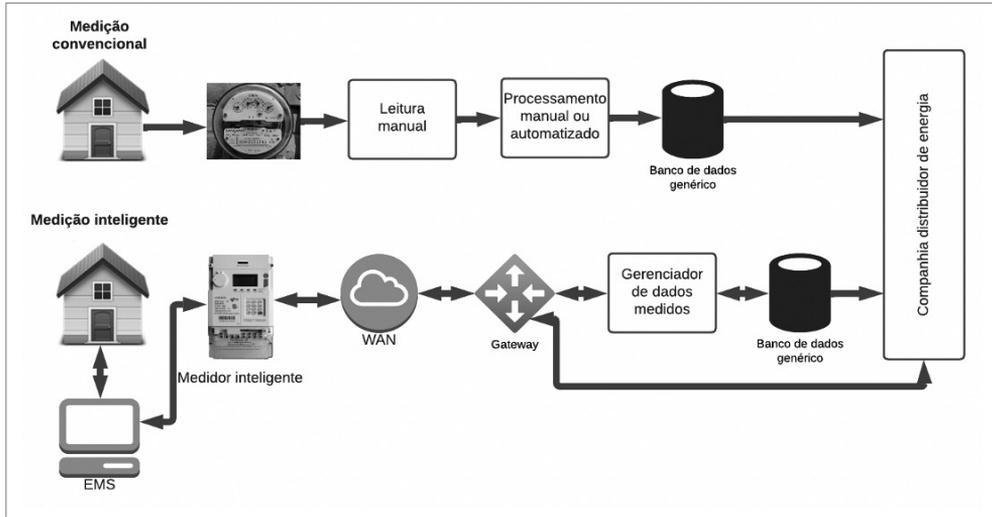


Figura 4.5 Comparação entre medição convencional e inteligente.

Fonte: adaptada de Ekanayake *et al.*, 2012.

De acordo com a Figura 4.5, é possível ver as diferenças entre a medição convencional e a inteligente. Medidores inteligentes têm sua comunicação feita em dois sentidos para um gateway¹ e o sistema de gerenciamento de energia (EMS, do inglês *energy management system*). O gateway permite a transferência de dados do medidor inteligente para a companhia responsável pela distribuição de energia elétrica (Ekanayake *et al.*, 2012).

Os benefícios da medição avançada estão listados na Tabela 4.3. Benefícios de curto prazo, particularmente para os fornecedores de energia e operadores de medições, podem ser obtidos por meio de leituras automáticas do medidor (AMR, do inglês *automatic meter reading*) e do gerenciamento automático do medidor (AMM, do inglês *automatic meter management*). Benefícios de longo prazo surgem de funções adicionais dos medidores inteligentes que resultam do uso de medidas inteligentes nas redes elétricas inteligentes (Ekanayake *et al.*, 2012).

1 O gateway possibilita a ponte entre os medidores inteligentes, o sistema de gerenciamento de dados e outros atores.

Tabela 4.3 Benefícios da medição avançada

	Benefícios para fornecedores de energia e operadores de rede	Todos os benefícios	Benefícios para o consumidor
Curto prazo	Diminuição dos custos dos medidores e leituras mais precisas. Limitação de perdas não técnicas devido à fácil detecção de fraudes e furtos de energia.	Melhores serviços para o consumidor. Programas de variação tarifária. Facilidade na integração de GD e cargas flexíveis.	Economia no consumo de energia pelo aumento da informação disponibilizada. Cobranças mais frequentes e precisas.
Longo prazo	Redução do pico de demanda por meio de programas DSI e consequente redução dos custos da energia no horário de ponta.	Maior confiabilidade no fornecimento da energia e redução de reclamações dos consumidores.	Simplificação no pagamento da energia gerada pelos consumidores.
	Melhoria no planejamento da geração e manutenção da rede.	Utilização de tecnologias da informação e comunicação para controle remoto de GD, bonificação para consumidores e baixos custos para seu consumo.	Pagamentos adicionais para benefícios de maiores sistemas.
	Suportabilidade para operação de sistemas em tempo real no nível da distribuição. Capacidade da venda de outros serviços (ex.: comunicação por vídeos e banda larga).	Facilidade da adoção de veículos elétricos e bombas de aquecimento para a minimização do aumento do pico de demanda.	Facilidade na adoção de um SEN para maior qualidade de vida enquanto diminui os custos de energia.

Fonte: traduzida de Ekanayake *et al.*, 2012.

Um exemplo de hardware de um medidor inteligente é mostrado na Figura 4.6.

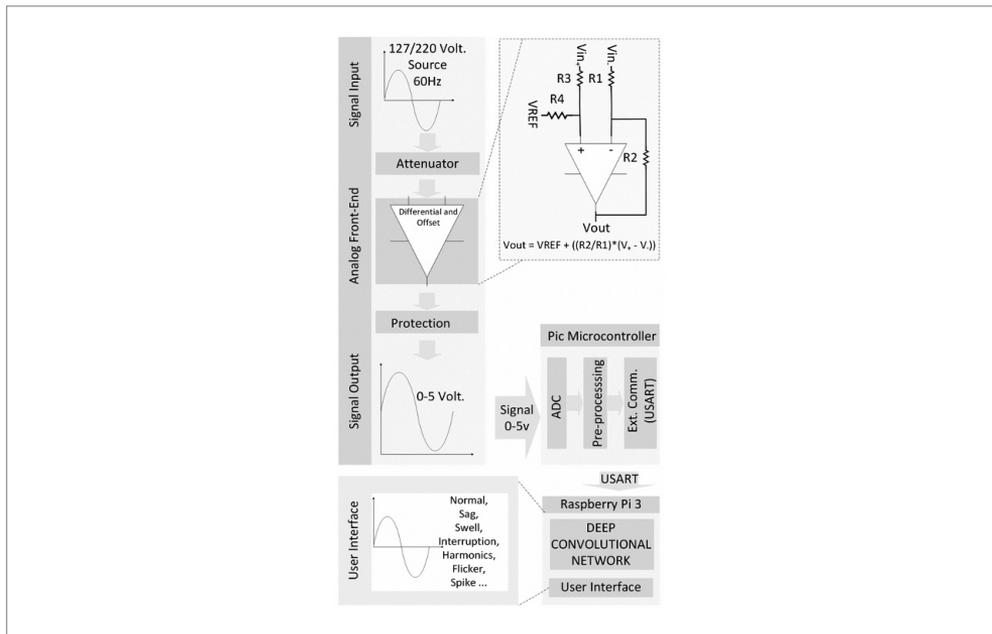


Figura 4.6 Hardware de um medidor inteligente.

Fonte: elaborada pelo autor.

O medidor da Figura 4.6 tem um circuito para a aquisição do sinal analógico da rede, resistores para a atenuação do sinal para valores compatíveis com o nível digital, um amplificador operacional no modo subtrator para sinal de *offset* e um amplificador operacional no modo subtrator para o *zero crossing* do sinal. A implementação do *zero crossing* serve para que o sincronismo do sinal analógico com o circuito de aquisição seja facilitado. Com o sinal já atenuado e seu acoplamento com o *offset*, o sinal é enviado para o canal ADC (do inglês *analog to digital*) do microcontrolador PIC 18F4550-1/P. Com o sinal já adquirido e tratado no PIC, por meio da porta UART (do inglês *universal asynchronous receiver/transmitter*) do minicomputador Raspberry Pi 3, o sinal é enviado, os cálculos necessários são realizados e os resultados obtidos. Esse exemplo se trata do hardware de um medidor inteligente para a detecção de distúrbios relacionados à qualidade da energia por meio de redes neurais convolucionais 2D.

4.7 RELAÇÃO ENTRE REDES INTELIGENTE E MERCADOS INTELIGENTES

Diante de todos os avanços na estrutura de telemetria e nas possibilidades que a tecnologia empregada nas redes elétricas inteligentes pode proporcionar, surgem novos atores ou *players* que se tornam parte do negócio que envolve a venda de energia elétrica.

A oferta de novos serviços relacionados à venda de energia elétrica aos consumidores finais pode requerer a cooperação entre operadores de sistemas de distribuição (DSO, do inglês *distribution system operators*) e vendedores de energia elétrica, no que diz respeito ao compartilhamento de informações. Por meio de sistemas AMI, esses atores podem trocar informações de leituras de consumo e/ou geração distribuída para a melhora da eficiência dos sistemas de distribuição e da qualidade da energia entregue aos consumidores. Esse é um exemplo de negócio do tipo B2B.²

Devido à crescente quantidade de prosumidores inseridos nos sistemas de distribuição, o fluxo de informações entre operadores dos sistemas de distribuição, transmissão e prosumidores torna-se imperativo para que os sistemas possam vir a ser operados de maneira segura e eficiente. Temos, então, modelos de negócios B2B, B2C³ e C2B.⁴

2 B2B significa *business-to-business* e é utilizado para se referir a negócios feito entre empresas.

3 B2C significa *business-to-consumers* e é utilizado para se referir a negócios feito entre empresas e consumidores.

4 C2B significa *consumer-to-business* e é utilizado para se referir a negócios feito entre consumidores e empresas.

No entanto, um dos problemas que podem ocorrer nessas relações de mercado se encontra nos equipamentos de medição e transmissão de dados entre os atores envolvidos no negócio. Uma série de equipamentos de infraestrutura com diversos softwares tem que se comunicar entre si. E para isso, a não padronização da sintaxe dos dados, das interfaces dos sistemas e das taxas de transmissão de dados, por exemplo, precisam ser resolvidas para que todos os sistemas possam enviar e receber dados de maneira que seus sistemas operacionais possam armazená-los, lê-los e interpretá-los. Surgem, então, empresas que prestam o serviço de compatibilizar os sistemas. No entanto, protocolos de padronizações relacionados à telecomunicação devem ser seguidos para que essa comunicação seja facilitada.

Outro tipo de negócio B2C que pode ser citado é o de empresas que oferecem aos prosumidores serviços referentes à integração pelo lado da demanda (ver Subseção 4.5).

A Figura 4.7 ilustra o fluxo de dados e de energia entre os principais atores envolvidos em um mercado de energia inteligente.

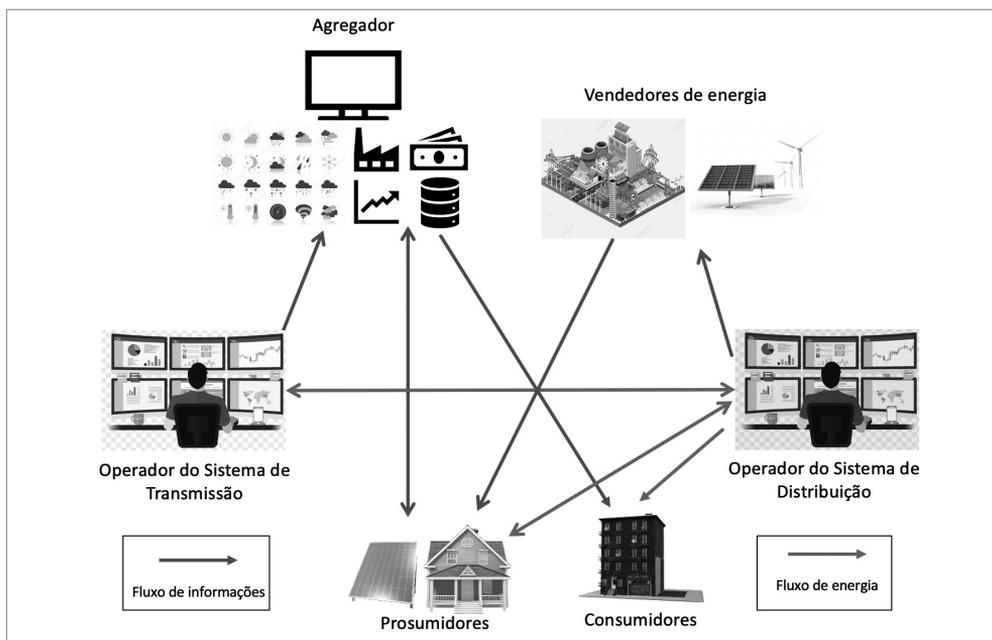


Figura 4.7 Fluxo de energia e informação em uma rede elétrica inteligente entre os *players* do mercado.

Fonte: adaptada de Babs; Makowski, 2008.

Como pode ser visto na Figura 4.7, o avanço da tecnologia empregada nas infraestruturas de medição e transmissão de dados, aliado ao surgimento dos prosumidores, possibilita um sistema de potência mais inteligente, eficiente e, conseqüentemente, sustentável do ponto de vista ambiental. Porém, novos desafios relacionados aos protocolos de comunicação e transmissão de dados surgem, devendo ser observados com precaução para que seja possível tornar os sistemas comunicáveis.

CAPÍTULO 5

Armazenadores de energia

5.1 INTRODUÇÃO

Com o avanço das tecnologias que circundam a geração distribuída, pode-se destacar que a geração de energia elétrica por meio de placas fotovoltaicas está em constante crescimento no Brasil e em diversos países do mundo, o acesso dos consumidores tais tecnologias tem aumentado e o aumento da chamada penetração fotovoltaica têm crescido consideravelmente nos últimos anos, trazendo novos problemas e desafios encontrados nas redes de distribuição de energia elétrica. Dentre esses problemas, pode-se citar a combinação entre potência ativa gerada por essas fontes renováveis e a demanda dos consumidores.

Uma vez que se pode vender às concessionárias de distribuição de energia elétrica o excesso de energia gerada por microgeradores, em determinados períodos do dia identifica-se um desbalanço de energia elétrica entre o que é gerado pelo consumidor e o que está sendo consumido por ele em seu sistema. Como exemplo, pode-se analisar o período do dia em que se tem os maiores níveis de geração fotovoltaica. Nesse período, durante os dias em que se trabalha na semana, para consumidores residenciais, há uma alta incidência de geração fotovoltaica e uma baixa solicitação de demanda, uma vez que os consumidores não se encontram em suas residências e somente os equipamentos como refrigeradores e outros ficam ligados no modo standby.

Há então um excesso de energia sendo gerada e essa porção que não está sendo utilizada pelos consumidores é injetada na rede de distribuição. Porém, para sistemas de distribuição com elevada penetração fotovoltaica, ou seja, alto índice de consumidores detentores desse tipo de geração, observa-se que nesses períodos ocorrem elevações nos níveis de tensão da rede devido à essa injeção de potência ativa e a baixa solicitação de demanda por parte dos consumidores.

O inverso ocorre no período do dia em que os consumidores se encontram em suas residências retornando do seu trabalho, geralmente entre 17:00 e 20:00 (chamado horário de ponta); observa-se uma elevação na demanda de energia elétrica e uma baixa geração advinda das placas fotovoltaicas, uma vez que, nesse período, a irradiação solar começa a diminuir.

Outro aspecto que pode ser avaliado do uso da geração fotovoltaica é a sua natureza intermitente, ou seja, só há energia disponível caso tenha sol; quando o tempo fica nublado, o fornecimento fica reduzido, devido à diminuição da incidência da radiação solar nas placas, o que pode vir a acarretar subtensões no sistema em que estão conectados.

Portanto, para cada período especificado anteriormente, é interessante que se mantenha sempre o mesmo nível de suprimento de energia, uma vez que sobretensões e subtensões são indesejáveis e sua sensibilidade está diretamente ligada ao fornecimento e ao consumo de energia elétrica dos consumidores existentes nesses sistemas distribuição de energia elétrica.

Considerando que, nos próximos 20 a 30 anos, todo o tipo de energia sustentável deverá ser baseado no uso racional de fontes tradicionais e num maior uso de fontes renováveis (Ibrahim; Ilinca; Perron, 2008), será necessário desenvolver técnicas para o controle dos níveis de operação dos sistemas de distribuição. Uma das maneiras de se fazer isso, atualmente, é utilizando dispositivos armazenadores de energia elétrica, facilitando assim o controle das variáveis presentes na inserção da geração distribuída.

Armazenadores de energia (AE) utilizam o processo de conversão de energia elétrica de um sistema de potência para uma forma de energia que possa ser armazenada (Chen, *et al.*, 2009).

5.2 APLICAÇÕES EM SISTEMAS DE POTÊNCIA

Como exemplos de utilização dessa técnica, pode-se destacar em primeiro lugar a proposta feita por Hill *et al.* (2012), que apresentam um estudo da operação e do controle de AE inseridos em redes de média tensão no Hawaii, Lanai. Nesse estudo, são analisados os impactos negativos da introdução da geração distribuída por meio de placas fotovoltaicas, bem como a melhora no geral da operação da rede de distribuição devido à implantação do AE.

Strickland e Bai (2014) propõem um dimensionamento visando ao reforço de uma rede de distribuição devido ao aumento de cargas, situada em Milton Keynes, na Inglaterra.

Koller *et al.* (2015) apresentam os resultados da aplicação de um sistema de AE de 1 MW conectado na rede existente em Zurique, Suíça. Foram feitas considerações teóricas e medições da operação desse sistema. Observou-se uma melhoria nas características de operação da rede de distribuição, levando em consideração o controle de frequência e o corte de pico de demanda. Esse estudo foi realizado em uma microrrede.

De acordo com Dell e Rand (2001), grandes sistemas de AE de chumbo-ácido (MWh) têm sido testados em países como Alemanha, Japão, Porto Rico e EUA.

O conceito de AE utilizados em meios de transportes também vem sendo estudado e aplicado nos últimos anos. A Southeastern Pennsylvania Transportation Authority's (Septa) tem como um de seus projetos o investimento nessa tecnologia, com a integração de tecnologias emergentes de smart grids com sua infraestrutura de trânsito de trens elétricos. Quando estes freiam, seus motores elétricos produzem energia (Gillespie; Johanson; Montvydas, 2014). Diferente dos veículos híbridos (que utilizam combustível e eletricidade), os trens não são projetados com AE. Sem capacidade de armazenamento, a energia gerada na frenagem só pode ser utilizada se outro trem está acelerando na mesma área. De outra maneira, a energia gerada é desperdiçada, sendo dissipada nos bancos de resistores existentes na parte de cima dos trens elétricos. Instalando-se bancos de AE em paralelo com os sistemas tradicionais, a Septa pode aproveitar parte dessa energia em corrente contínua gerada. O dispositivo pode armazenar essa energia provinda dos motores dos trens elétricos e disponibilizar ao sistema elétrico de potência quando necessário. Estima-se que essa iniciativa retorne mais de U\$ 250.000,00 por ano em benefícios para a Septa (Gillespie; Johanson; Montvydas, 2014).

O Departamento de Energia dos Estados Unidos da América (U.S. DOE) possui um banco de dados com centenas de aplicações, de diferentes tipos de sistemas de armazenamento de energia, em projetos ao redor do mundo. Além dos sistemas apresentados na Tabela 4.2, é possível acessar o banco de dados e verificar outros sistemas online.¹

5.3 CLASSIFICAÇÃO

Existem dois critérios para se classificar os sistemas de armazenamento de energia. O primeiro está relacionado ao seu tempo de funcionamento diário. Sistemas que

1 <https://sandia.gov/ess-ssl/gesdb/public/>

funcionam em curtos períodos do dia, de segundos a minutos, são chamados de sistemas de injeção de potência (U.S. DOE, 2020). A utilização de tais sistemas envolve o controle dos índices de qualidade da energia dos sistemas elétricos de potência. Sua aplicação é mostrada no Capítulo 4.

A segunda classificação são os chamados sistemas de injeção de energia. Esses sistemas são classificados de acordo com seus longos ciclos de carga e descarga, podendo durar várias horas. Esses tipos de sistemas requerem uma grande capacidade de armazenamento de energia (MWh) para que o sistema armazenador de energia possa descarregar por longos períodos e em sua máxima potência de descarga. A compra de energia elétrica, de mercados de energia, quando esta apresenta um preço baixo para posterior venda quando o preço se eleva (programas de tarifa variável, ver Capítulo 4), é um dos exemplos de utilização de sistemas de injeção de energia (U.S. DOE, 2020).

As aplicações de AE, por outro lado, podem ser classificadas de acordo com o seu ponto de acesso ao sistema. Quando estão localizados no lado do consumidor, são referidos com o termo “atrás do medidor” (BTM, do inglês *behind-the-meter*). Quando estão localizados em pontos do sistema para benefício das companhias de energia, são referidos como “à frente do medidor” (FTM, do inglês *front-the-meter*).

Um resumo das aplicações de AE em conjunto com os termos supracitados que os classificam é mostrado na Tabela 5.1 para melhor compreensão.

Tabela 5.1 Resumo das aplicações de armazenadores de energia

Aplicações	Injeção de potência ou energia?	FTM ou BMT?	Conectado na rede ou não?
Aplicações em geral			
Tarifa variável em mercados de energia	Energia	FTM	Conectado
Redução do impacto da injeção de energia, por fontes renováveis, no sistema elétrico	Energia	FTM e BTM	Conectado ou não
Serviços auxiliares			
Regulação de frequência	Potência	FTM	Conectado
Reserva operacional	Energia	FTM	Conectado
Resposta em frequência e inércia virtual	Potência	FTM	Conectado
Controle de tensão	Potência	FTM	Conectado
Suporte de rampa	Potência	FTM e BTM	Conectado
Funcionamento no escuro	Potência	FTM	Conectado
Utilização na transmissão			

Tabela 5.1 Resumo das aplicações de armazenadores de energia

Aplicações	Injeção de potência ou energia?	FTM ou BMT?	Conectado na rede ou não?
Adiamento no reforço de linhas de transmissão	Energia	FTM	Conectado
Alívio no congestionamento da transmissão	Energia	FTM	Conectado
Controle amortecido de estabilidade	Potência	FTM	Conectado
Utilização na distribuição			
Achatamento de pico e adiamento no reforço da rede	Energia	FTM e BTM	Conectado
Regulação de tensão	Potência	FTM e BTM	Conectado
Confiabilidade e resiliência	Energia e potência	FTM e BTM	Conectado
Utilização por consumidores finais			
Tempo de uso (DSM), gerenciamento do consumo de energia elétrica	Energia	BTM	Conectado
Qualidade da energia	Potência	BTM	Conectado
Sistema de backup	Energia	BTM	Conectado ou não

Fonte: traduzida de U.S. DOE, 2020.

As técnicas de armazenamento podem ser divididas em quatro categorias, de acordo com suas aplicações (Ibrahim; Ilinca; Perron, 2008):

1. Aplicações em baixa potência em áreas isoladas, para alimentar essencialmente transdutores e terminais de emergência.
2. Aplicações em média potência em áreas isoladas (sistemas elétricos individuais, suprimento de cidades).
3. Aplicações em redes com picos de potência.
4. Qualidade da energia elétrica.

As primeiras duas categorias são para sistemas de menor escala, nos quais a energia pode ser armazenada como energia cinética (*flywheel*), energia química, ar comprimido e em supercapacitores ou supercondutores (energia armazenada em forma de campo magnético). As outras duas categorias são para escalas maiores em que a energia pode ser armazenada como energia gravitacional (sistemas hidráulicos), energia química (acumuladores, baterias de fluxo) ou ar comprimido (utilizando armazenamento de gás líquido ou natural).

A descrição dos tipos de sistemas armazenadores de energia é feita no tópico seguinte.

5.4 PARÂMETROS E TIPOS DE SISTEMAS ARMAZENADORES DE ENERGIA ELÉTRICA

Nesta seção, são descritos os parâmetros, os sistemas de armazenamento de energia elétrica e suas particularidades.

O processo de funcionamento de um armazenador de energia se divide em dois estágios: carga e descarga. O processo de carga acontece quando o sistema de energia elétrica em que faz parte o AEE está com excedente de potência circulando na rede. O processo de descarga acontece quando há necessidade de aumentar a potência na rede. Esses dois processos serão citados constantemente nas subseções a seguir.

5.4.1 Parâmetros

Antes de introduzir os sistemas e suas tecnologias, é importante saber alguns dos parâmetros utilizados para analisar o funcionamento e avaliar o desempenho das tecnologias de armazenadores de energia.

5.4.1.1 Estado de carga

A bateria eletroquímica é um dos AEE mais atrativos, dada sua alta eficiência e baixa poluição. O estado de carga (SoC, do inglês *state of charge*) é utilizado para descrever sua capacidade restante, sendo um parâmetro muito importante para estratégia de controle (Chang, 2013). No geral, o SoC é definido como a média da capacidade de corrente $Q(t)$ pela capacidade nominal (Q_n). Baixos valores de SoC durante um longo período implicam perda de capacidade de armazenadores químicos, devido ao estresse mecânico nas massas ativas e também ao aumento do tamanho dos cristais de sulfato (Dufo-López; Lujano-Rojas; Bernal-Agustín, 2014). Valores típicos desejados de SoC devem estar entre os limites $20\% \leq \text{SoC} \leq 95\%$, para se manter a integridade da bateria (Chiasson; Vairamohan, 2005).

Diversos métodos diretos podem ser empregados para se obter o SoC: método da tensão medida; força eletromotiva (EMF, do inglês *electromotive force*); tensão de circuito aberto (OCV, do inglês *open circuit voltage*); método de impedância medida; e o método de contagem de Coulomb (Watrin; Blunier; Miraoui, 2012).

O método de contagem de Coulomb mede a corrente de descarga da bateria e a integra em relação ao tempo com o objetivo de estimar o SoC (Soon *et al.*, 2009). Esse método é feito para estimar o SoC(t), que é estimado da corrente de descarga $I(t)$, e de valores prévios de SoC ($\text{SoC}(t-1)$). Em (5.1), calcula-se o SoC por meio do método de contagem de Coulomb:

$$\text{SoC}(t) = \text{SoC}_{\text{init}} - \frac{1}{Q_n} \cdot \int_0^t i(t) \cdot dt \quad (5.1)$$

Outros métodos para se calcular o SoC podem ser vistos mais detalhadamente em Chang (2013) e Chiasson e Vairamohan (2005).

5.4.1.2 Profundidade de descarga

O armazenamento de energia é um processo lento e que necessita liberar energia rapidamente, de acordo com a demanda do sistema. A energia de saída no tempo, ou descarga, pode ser um fator limitante chamado média de energia transmitida. Essa média de entrega determina o tempo necessário para extrair a energia armazenada.

Quando um armazenador de energia está descarregando, sua profundidade de descarga (DoD, do inglês *depth of discharge*) pode ser expressa como a porcentagem da capacidade de energia que está sendo descarregada relativamente à sua capacidade nominal (5.2) (Soon *et al.*, 2009):

$$DoD = \frac{Q_{liberada}}{Q_{nominal}} \times 100\% \quad (5.2)$$

onde $Q_{liberada}$ é a capacidade de energia descarregada por qualquer quantidade de corrente.

5.4.1.3 Estado de vida útil

O estado de vida útil (SoH, do inglês *state of health*) reflete as condições gerais da bateria. Variações de estado de vida útil implicam capacidade e queda de energia. As mudanças na capacidade e na resistência dos valores nominais da célula nova induzem essa queda (Watrin; Blunier; Miraoui, 2012). O SoH pode ser calculado pela máxima energia disponível no momento pela capacidade nominal da bateria (5.3):

$$SoH = \frac{Q_{Max(t)}}{Q_{nominal}} \times 100\% \quad (5.3)$$

O estado de vida útil diminui à medida que a bateria é utilizada.

5.4.1.4 Eficiência de sistemas armazenadores

A eficiência de um sistema de armazenamento de energia é chamada de eficiência de *round-trip*, ou seja, ela é definida como a razão, em um ciclo de carga/descarga, entre a energia de saída pela energia de entrada (5.4):

$$\eta = \frac{E_{saída}}{E_{entrada}} \quad (5.4)$$

5.4.2 Tecnologias empregadas em sistemas de armazenamento de energia

De posse dessas informações, é possível descrever e analisar melhor as tecnologias empregadas em sistemas de armazenamento de energia.

5.4.2.1 Armazenador hidroelétrico bombeado

Diferente do que se pensa, existem diversas formas de se armazenar energia e posteriormente transformá-la em energia elétrica. Uma dessas tecnologias é a PHS (do inglês *pumped hydroelectric storage*), sistema de armazenamento de energia elétrica mais largamente empregado no mundo. Ele utiliza energia potencial da água, vide as hidroelétricas, para poder usar a energia elétrica quando convier ao sistema elétrico.

O arranjo consiste em dois reservatórios de água localizados em diferentes elevações (Figura 5.1). Uma unidade de bombeamento bombeia a água para o reservatório superior, utilizando para tal um motor elétrico, armazenando energia em forma de energia potencial hidráulica, durante os horários fora de pico, ou seja, horários em que a disponibilidade de energia elétrica na rede é maior do que a demanda dos consumidores. Esse processo corresponde ao carregamento do PHS (Chen *et al.*, 2009).

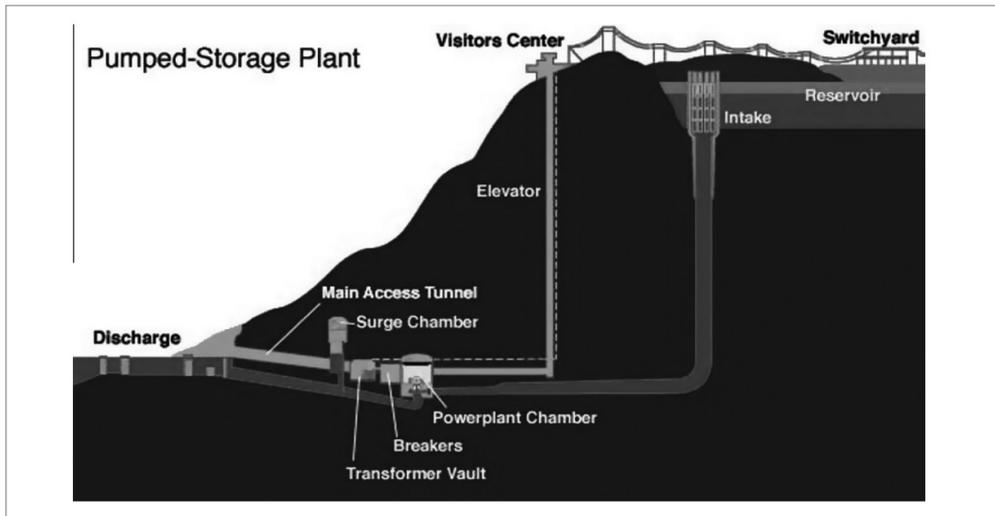


Figura 5.1 Arranjo de um sistema PHS.

Fonte: Chen *et al.*, 2009.

Como no processo anterior se faz uso de um motor elétrico – e sabe-se que se trata de uma máquina elétrica que funciona tanto como motor quanto gerador elétrico –, nos horários de ponta, quando a demanda de energia é maior do que a disponível na rede de distribuição, a água flui do reservatório superior para o inferior e o motor agora funciona como um gerador, entregando energia elétrica para o sistema elétrico em que está conectado (Grbovic, 2014).

A energia armazenada em um PHS pode ser calculada por (5.5):

$$W_{PHS} = V_0 \rho g H \quad (5.5)$$

sendo:

- V_0 (m³) – volume do reservatório superior;
- ρ (kg/m³) – densidade da água;
- g (m/s²) – aceleração da gravidade ($\cong 9,81$);
- H (m) – distância vertical entre o reservatório superior e a máquina elétrica.

A tecnologia PHS tem grande volume, longo período de armazenamento, elevada eficiência e relativamente baixo investimento por unidade de energia (Chen *et al.*, 2009). Devido à evaporação da água nos reservatórios e às perdas na conversão da energia, sistemas PHS têm uma eficiência de aproximadamente 82% (U.S. DOE, 2020). Sistemas desse tipo têm uma vida útil maior do que 40 anos (Kondoh *et al.*, 2000) e não se tem um número máximo de ciclos de carga e descarga, uma vez que não se utiliza de nenhum processo eletroquímico, dependendo apenas da vida útil da máquina elétrica envolvida no processo e dos níveis dos reservatórios de água (Chen *et al.*, 2009). Esses armazenadores têm capacidade de potência entre 100 e 5.000 MW e tempo de descarga de 1 a 24 horas.

Ambientalmente, essa tecnologia apresenta impacto negativo, uma vez que é necessário a poda de árvores e desmatamento para a construção dos reservatórios (Chen *et al.*, 2009).

5.4.2.2 Armazenador de energia a ar comprimido

Esta tecnologia Caes (do inglês *compressed air energy storage*) armazena a energia em forma de ar comprimido. O Caes é o único sistema comercialmente disponível, além do PHS, capaz de fornecer uma grande quantidade de energia armazenada.

O sistema consiste em um motor elétrico, um gerador elétrico e duas ou mais turbinas a gás (no caso do esquema da Figura 5.2, duas turbinas). O processo de armazenamento de energia consiste em armazenar o ar comprimido nos horários de

ponta, por meio do motor elétrico, em um reservatório de ar. Porém, são necessários grandes reservatórios para grandes armazenamentos e, dessa maneira, os melhores locais para se realizar esse processo são as cavernas. Para minimizar os custos, minas abandonadas são preferencialmente utilizadas, ou ainda minas de sal abandonadas. A vantagem de se armazenar o ar comprimido em minas de sal se deve ao fato de que, quando o ar está sendo armazenado, ele também está sob grande pressão e altas temperaturas; isso, misturado com o sal, cria um gás que se deposita nas eventuais fissuras da caverna selando-a quase que totalmente e aumentando a eficiência do sistema, uma vez que a quantidade de ar comprimido que vaza é reduzida. O processo de armazenamento de ar é o equivalente ao carregamento de uma bateria eletroquímica.

Durante os horários fora de ponta, baixa demanda e elevados níveis de geração, o ar comprimido é retirado do reservatório por meio de uma turbina a gás multiestágio. A turbina aciona o gerador elétrico que converte a energia mecânica em energia elétrica e alimenta o sistema elétrico via transformadores (Grbovic, 2014).

Um dos problemas desse sistema é o armazenamento do ar comprimido a elevadas temperaturas, uma vez que, durante o período em que fica armazenado, ele perde o calor que tinha quando do processo inicial reserva. As turbinas a gás são semelhantes a turbinas de avião e, para se ter a pressão necessária no processo apresentado na Figura 5.2, o ar comprimido foi misturado a algum combustível fóssil (querosene, no caso de turbinas a jato). Porém, isso eleva o custo do processo de armazenamento de energia.

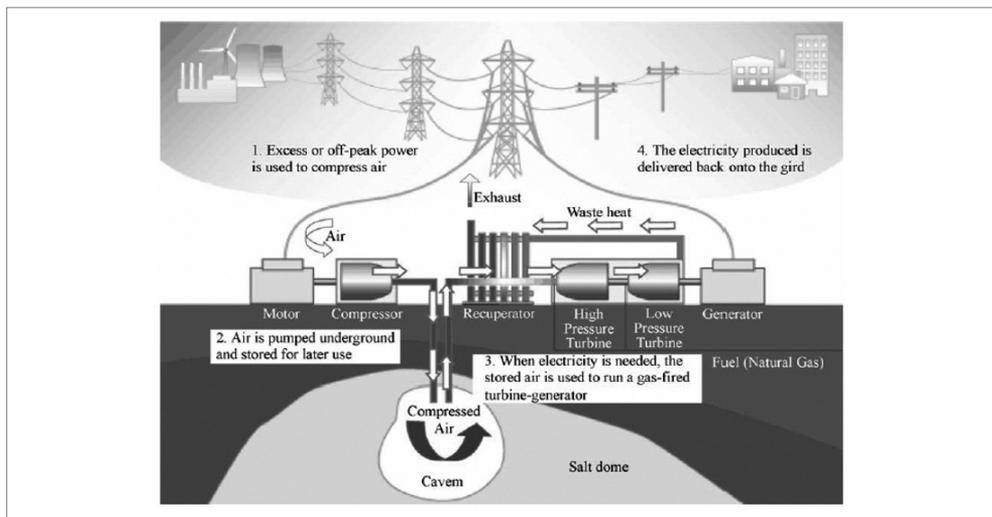


Figura 5.2 Arranjo de um sistema Caes.

Fonte: Chen *et al.*, 2009.

Para solucionar esse problema, são utilizadas rochas denominadas *pebble beds*, ou conglomerados de quartzo. Essas rochas têm a propriedade de alta absorção de calor e quando o ar aquecido passa por elas no estágio do armazenamento de energia, essas rochas absorvem esse calor; quando o processo de fornecimento de energia é iniciado, o ar comprimido já resfriado, devido ao tempo em que ficou armazenado, passa novamente por onde estão essas rochas e assim são aquecidos. Esse processo pode ser visualizado na Figura 5.3.

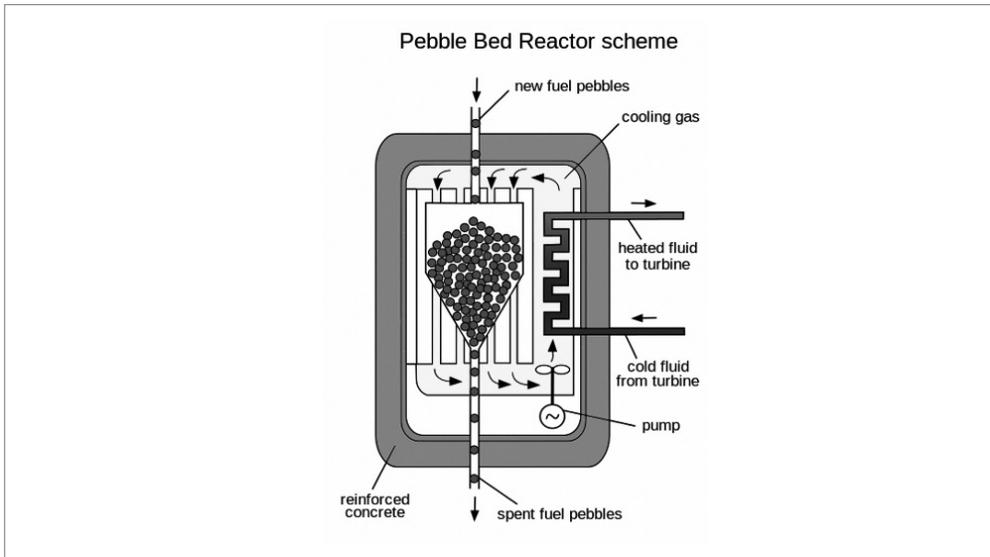


Figura 5.3 Reator para *pebble bed*.

Fonte: Revol, 2015.

A eficiência de um Caes varia entre 55 e 80%, devido à vazão do ar comprimido no reservatório. Sua vida útil varia entre 20 e 40 anos (U.S. DOE, 2020). Assim como a PHS, o Caes não passa por processos químicos, então não existe limite para ciclos de carga e descarga durante sua vida útil (Kondoh *et al.*, 2000).

A capacidade de potência média instalada do Caes pode variar entre 5 e 300 MW, e seu tempo de descarga pode variar de 1 a 24 horas (Chen *et al.*, 2009).

Ambientalmente, os sistemas Caes que utilizam minas de sal apresentam impactos negativos devido a emissões derivadas da combustão do gás criado no processo (Chen *et al.*, 2009).

5.4.2.3 Armazenador de energia de roda livre

O AEE de roda livre (do inglês *flywheel*) armazena energia em forma de energia cinética de um corpo girante. Essa tecnologia consiste em um rotor com grande inércia e

um conversor eletromecânico bidirecional, tal como uma máquina elétrica trifásica, que fica conectado ao mesmo eixo do rotor com alta inércia (Grbovic, 2014).

A energia cinética do *flywheel* é (5.6):

$$W_{FW} = \frac{1}{2} J_0 \omega_0^2 \quad (5.6)$$

sendo:

- J_0 é o momento de inércia de todo o sistema rotacional, incluindo os rotores da máquina elétrica e do próprio *flywheel*;
- ω_0 é a velocidade angular do *flywheel*.

A Figura 5.4 ilustra um sistema desse tipo (Chen *et al.*, 2009).

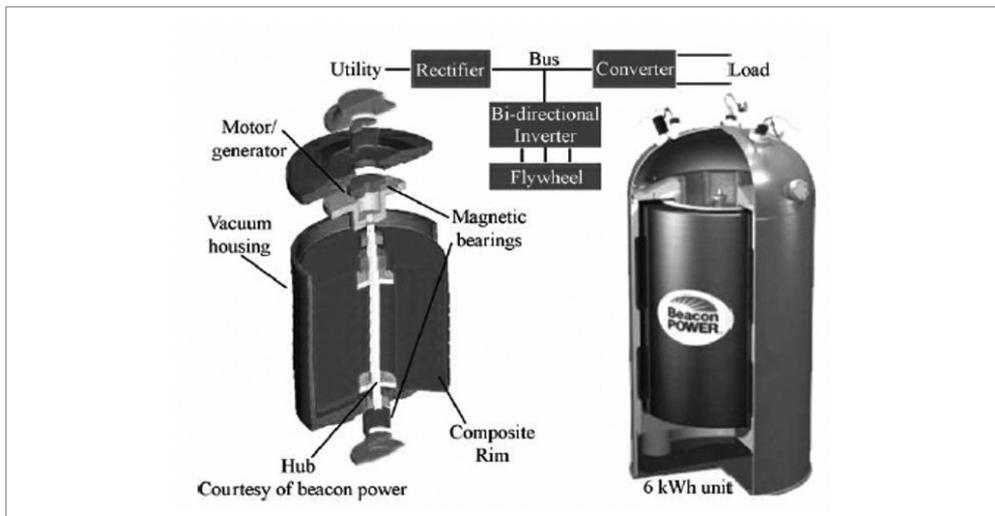


Figura 5.4 Sistema *flywheel*.

Fonte: Chen *et al.*, 2009.

Durante a carga, a máquina elétrica opera como motor e acelera o rotor do *flywheel*. Durante a descarga, o oposto ocorre, e o rotor do *flywheel* acoplado ao eixo da máquina elétrica a faz operar como gerador. Como se pode ver em (5.6), a energia cinética depende fortemente da velocidade do rotor do AEE. Dessa maneira, dois tipos de *flywheel* surgiram: de alta velocidade (cerca de 40.000 rpm) e de baixa velocidade (cerca de 7.000 rpm). Sistemas modernos alcançam uma eficiência superior a 80%.

Sua vida útil varia entre 10.000 e 100.000 ciclos (~20 anos), determinada pela fadiga, originada a depender do tipo de projeto do AEE (Ibrahim; Ilinca; Perron, 2008).

A capacidade de potência média instalada do *flywheel* de alta velocidade pode variar entre 1 e 10 MW e para o de baixa, de 0,1 a 10 MW. Seu tempo de descarga varia de milissegundos a 15 minutos (Chen *et al.*, 2009; U.S. DOE, 2020).

Ambientalmente, esse tipo de sistema quase não oferece risco algum, uma vez que não utiliza processos químicos para o seu funcionamento.

5.4.2.4 Armazenador de energia supercondutor magnético

O armazenador de energia supercondutor magnético (SMES, do inglês *super-conducting magnetic energy storage*) é um dispositivo que armazena energia na forma de campo magnético que é criado por uma corrente contínua em uma bobina supercondutora (BS) (Molina, 2012). O SMES é composto por uma bobina supercondutora e um conversor bidirecional.

Uma bobina supercondutora é um indutor linear com indutância L_0 , geralmente feito de nióbio-titânio (NbTi). A energia do SMES carregado pela corrente I_0 é (5.7):

$$W_{SMES} = \frac{1}{2} L_0 I_0^2 \quad (5.7)$$

De (5.7) é possível visualizar que grandes quantidades de energia requerem alta indutância e uma alta corrente. A resistência de um supercondutor é virtualmente zero. Devido a sua propriedade supercondutora magnética, uma indutância da ordem de dezenas de Henry pode ser facilmente alcançada, enquanto I_0 pode ser da ordem de milhares de ampères. Assim, uma capacidade de energia da ordem de dezenas de megajoules pode ser alcançada (Grbovic, 2014). A Figura 5.5 ilustra a estrutura básica de um SMES.

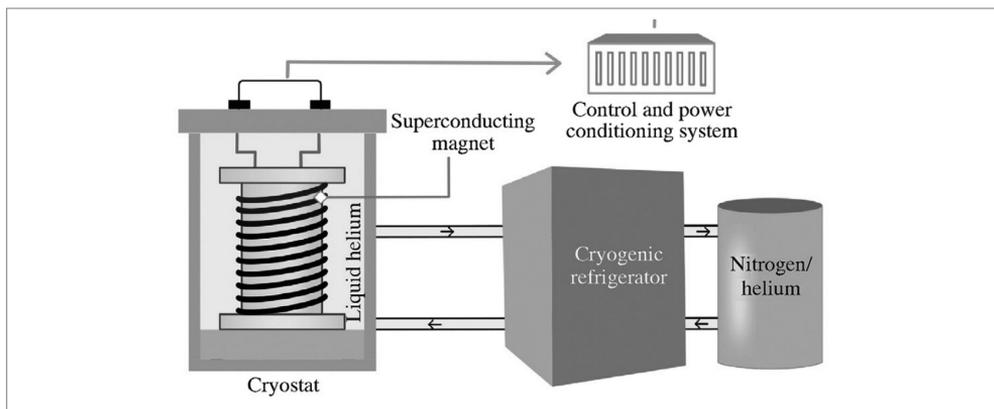


Figura 5.5 Estrutura de um sistema SMES.

Fonte: Matali; Dhinakaran; Mohamad, 2022.

O princípio básico de funcionamento consiste em, quando a BS está carregada, a corrente não decai e a energia magnética pode ser armazenada indefinidamente. Essa energia armazenada pode ser liberada de volta à rede elétrica simplesmente descarregando-se a BS (Molina, 2012).

Um das vantagens desse AEE é a boa eficiência instantânea de carga/descarga que chega a aproximadamente 95%. Além do mais, esses sistemas são capazes de descarregar praticamente toda a energia armazenada, ao contrário do que ocorre em baterias eletroquímicas. Eles são muito úteis para aplicações que exigem elevados ciclos de cargas/descarga. Sua vida útil varia entre 10.000 e 100.000 ciclos (+20 anos) (Ibrahim; Ilinca; Perron, 2008).

A capacidade de potência média instalada do SMES pode variar de 100 a 10 MW e seu tempo de descarga variar de milissegundos a 8 segundos (Chen *et al.*, 2009).

Ambientalmente, esse tipo de sistema pode se tornar negativo, uma vez que produz fortes campos eletromagnéticos para o armazenamento da energia.

5.4.2.5 Capacitores (supercapacitores)

A maneira mais direta de se armazenar energia elétrica é por meio de capacitores. De forma simples, um capacitor consiste em duas placas de metal separadas por um material dielétrico.

Os capacitores podem ser substituídos substancialmente mais rápidos do que baterias convencionais e serem submetidos a ciclos da ordem de dezenas de milhares de vezes e com elevada eficiência (Chen *et al.*, 2009).

Progressos recentes na tecnologia voltada a capacitores culminaram no surgimento dos supercapacitores. Esses dispositivos consistem em uma estrutura porosa de carbono ativado, para um ou ambos os eletrodos, que ficam imersos em uma solução eletrolítica (tipicamente hidróxido de potássio ou ácido sulfúrico) e um separador que previne o contato físico entre os eletrodos, porém permite a transferência de íons entre eles (Molina, 2012). Essa estrutura cria 2 capacitores, um para cada eletrodo, conectados em série (Grbovic, 2014), como ilustrado na Figura 5.6.

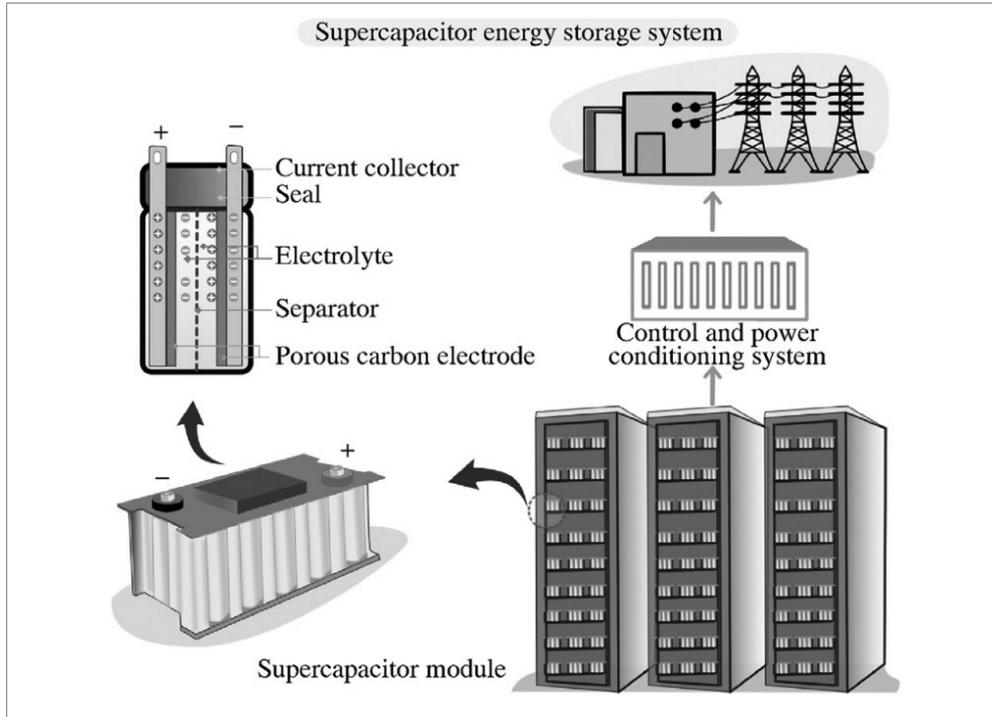


Figura 5.6 Supercapacitor.

Fonte: Matali; Dhinakaran; Mohamad, 2022.

A capacitância depende do tamanho dos íons e da superfície do eletrodo condutor. Uma vez que o diâmetro dos íons é da ordem de ângstroms,² enquanto a superfície é da ordem de milhares de metros quadrados, a capacitância é da ordem de milhares de Farads, o que é muito maior do que as capacitâncias de capacitores eletrolíticos comuns (Grbovic, 2014).

O supercapacitor é um capacitor não linear. A capacitância é controlada por meio da tensão de capacitância, definida como (5.8):

$$C(u) = C_0 + k_c u \quad (5.8)$$

sendo:

- C_0 a capacitância inicial, que representa a capacitância eletrostática do capacitor.

2 O ângström (Å) é uma unidade de medida de comprimento que se relaciona com o metro pela relação: $1 \text{ Å} = 10^{-10} \text{ m}$.

- k_c um coeficiente que representa os efeitos da camada difusa do supercapacitor.

Carregando o supercapacitor por meio de uma tensão U_0 , a energia do supercapacitor é (5.9):

$$W_E = \frac{1}{2} \left(C_0 + \frac{4}{3} k_c U_0 \right) U_0^2 \quad (5.9)$$

Sua vida útil varia entre 8 e 10 anos, com uma eficiência de 95% (Ibrahim; Ilinca; Perron, 2008).

A capacidade de potência média instalada dos supercapacitores pode variar entre 0 e 300 kW e seu tempo de descarga variar de milissegundos a 60 minutos (Chen *et al.*, 2009).

Ambientalmente, causa pouco impacto, por seu descarte quando da sua troca.

5.4.2.6 Baterias eletroquímicas

As baterias eletroquímicas, chamadas também de baterias secundárias, são a forma mais antiga de se armazenar energia em forma de energia química. Uma bateria é composta de uma ou mais células eletroquímicas e cada célula consiste em um eletrodo positivo (ânodo) líquido, pastoso ou sólido, junto com um eletrodo negativo (cátodo) (Chen *et al.*, 2009), imersos em um meio eletrólito (Grbovic, 2014). Durante a descarga, ocorrem reações eletroquímicas nos dois eletrodos gerando um fluxo de elétrons por meio de um circuito externo. As reações são reversíveis, permitindo a bateria de ser recarregada pela simples aplicação de uma tensão externa nos eletrodos.

Dependendo do material empregado no eletrodo e o eletrólito, pode-se distinguir diferentes tipos de baterias eletroquímicas, por exemplo:

- Baterias de chumbo-ácido.
- Baterias de íon-lítio.
- Baterias de níquel-cádmio.
- Baterias de ferro-níquel.
- Baterias de sódio-enxofre.
- Baterias de sódio-níquel clorídrico.

Nesta subseção, por serem mais conhecidas e encontradas em nosso dia a dia, trataremos somente das baterias de chumbo-ácido e de íon-lítio, com maior atenção a esta última.

5.4.2.6.1 Baterias de chumbo-ácido

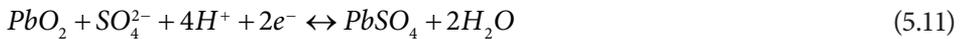
As baterias de chumbo-ácido (do inglês *lead-acid*), inventadas em 1859, são as mais antigas e difundidas baterias eletroquímicas. Esse tipo de bateria contém eletrodos de chumbo metálico e óxido e um eletrólito de cerca de 37% de ácido sulfúrico. No estágio de descarga, ambos os eletrodos se transformam em sulfato de chumbo, o eletrólito perde seu ácido sulfúrico dissolvido e se torna essencialmente água.

As reações químicas são:

Ânodo (5.10)



Cátodo (5.11)



Existem diversos tipos de baterias de chumbo-ácido, incluindo a bateria inundada que requer reposição de água destilada regularmente (Chen *et al.*, 2009).

Baterias de chumbo-ácido têm sido invariavelmente escolhidas para instalações de geração distribuída por meio de placas solares ou turbinas eólicas, devido a sua ampla disponibilidade de tamanho e custo (Dell; Rand, 2001).

Um sistema contendo bateria eletroquímica é ilustrado pela Figura 5.7.

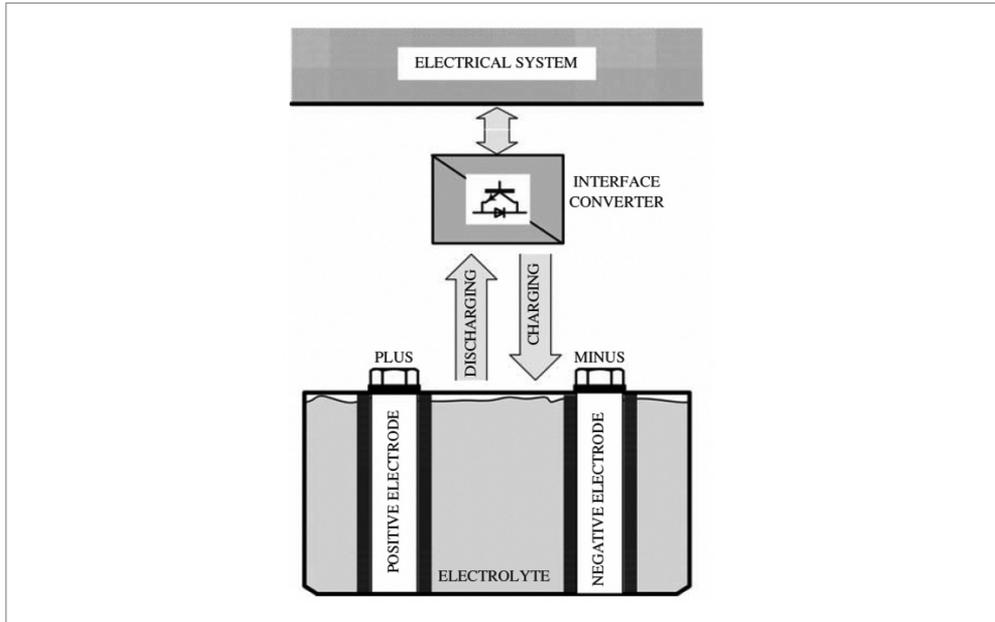


Figura 5.7 Sistema com bateria eletroquímica.

Fonte: Dell; Rand, 2001.

Sua vida útil é de, aproximadamente, 5 anos, com uma eficiência de 80% (U.S. DOE, 2020).

A capacidade de potência média instalada de baterias de chumbo-ácido pode variar entre 0 e 20 MW e seu tempo de descarga variar de segundos a horas (Chen *et al.*, 2009).

Ambientalmente, esse tipo de tecnologia causa impactos negativos, uma vez que utiliza um processo químico para o seu funcionamento, podendo resultar na liberação de resíduos tóxicos, caso não tenha um armazenamento correto para a sua utilização ou descarte.

5.4.2.6.2 Baterias de íon-lítio

Baterias de íon-lítio são as de baterias eletroquímicas mais empregadas no mercado. Essa tecnologia atualmente domina o mercado de baterias aplicadas em sistemas elétricos por possuírem características como:

- Alta densidade de energia.
- Alta potência.
- Elevada eficiência.
- Baixos níveis de autodescargas.

A bateria de íon-lítio é composta de materiais ativos (eletrodo negativo/eletrodo positivo), um eletrólito e uma membrana separadora que age como uma barreira entre os eletrodos positivos e negativos de maneira a evitar curtos-circuitos. Tipicamente, o eletrodo positivo é composto de óxido de metal de lítio e o eletrodo negativo é composto preferencialmente de grafite, devido a sua estabilidade após vários ciclos de expansão (durante a carga) e contração (durante a descarga), abundância e baixo custo. O negativo possui um coletor de corrente composto de cobre, e o eletrodo positivo, de alumínio.

Durante o processo de descarga da bateria, o eletrodo positivo é reduzido e o eletrodo negativo é oxidado. Nesse processo, íons de lítio são retirados do eletrodo negativo passando para o eletrodo positivo. No processo de carga da bateria, o processo é revertido, ou seja, íons de lítio são retirados do eletrodo positivo passando para o eletrodo negativo. Esse movimento do lítio é causado pela diferença de potencial entre os eletrodos durante a carga e a descarga. Os elétrons fluem por meio de um circuito externo gerando, assim, corrente elétrica. Ocorrem reações parasitas com o eletrólito durante os primeiros ciclos, o que cria uma camada de passivação na superfície do eletrodo negativo, a interfase do eletrólito sólido (SEI, do inglês *solid-electrolyte interphase*). Isso leva à perda irreversível do estoque de lítio, o que pode resultar em perda de capacidade da bateria em algumas tecnologias. No entanto, a capacidade nominal de uma célula de íons de lítio é sempre a capacidade líquida dos íons de lítio consumidos durante a formação inicial do SEI. Além disso, a camada de passivação atua como uma barreira e reduz a decomposição adicional do eletrólito durante o ciclo de vida da célula (U.S. DOE, 2020). A Figura 5.8 mostra esse tipo de bateria.

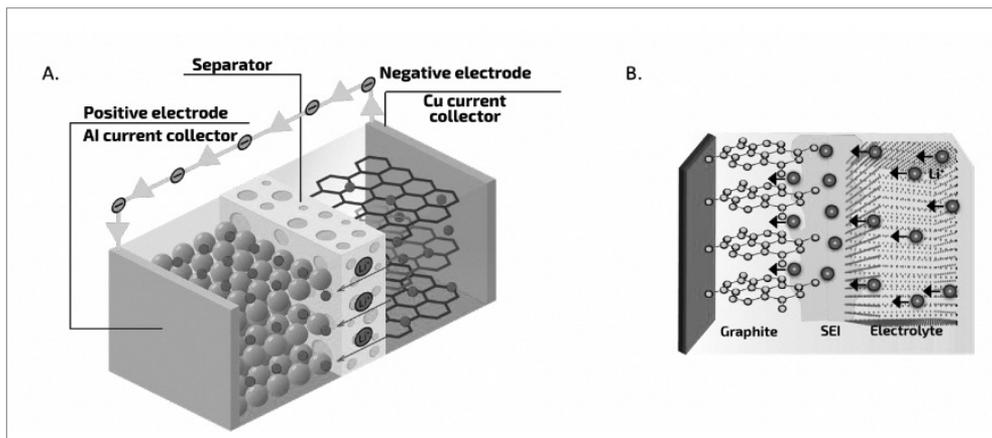
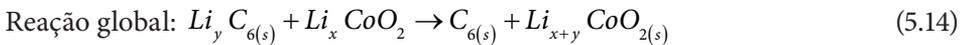
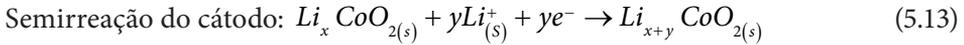
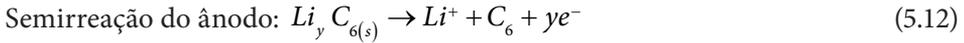


Figura 5.8 A) Bateria de Íon-Lítio durante a descarga. B) Formação da camada de passivação (SEI) no eletrodo negativo. Fonte: U.S. DOE, 2020.

As baterias de íon-lítio funcionam a partir da reação de oxirredução representada por 5.12 e 5.13:



Outro fato em relação a esse tipo de bateria eletroquímica é que, dependendo do tipo de aplicação, podem ser utilizadas baterias com células de alta densidade de energia (LiE) ou células de alta potência (LiP). Para aplicações que demandam descargas rápidas em alguns minutos, células com elevada potência são aplicadas. Para aplicações que requeiram descargas que durem algumas horas, células com alta densidade de energia são aplicadas (U.S. DOE, 2020).

5.4.2.7 Baterias de segunda vida

Com o avanço no desenvolvimento da tecnologia empregada em sistemas de geração fotovoltaicas e o aumento da competitividade de empresas que prestam serviços de dimensionamento e instalação, o acesso a esse tipo de geração por parte dos consumidores residenciais e comerciais tem aumentado. Nesse sentido, surge o conceito do prosumidor (produtor/consumidor de energia elétrica) para o consumidor que gera sua própria energia e injeta o excedente gerado nas redes de distribuição.

No entanto, com o aumento da penetração fotovoltaica nos sistemas de distribuição de energia elétrica, as companhias de distribuição de energia elétrica têm tido dificuldades para gerenciar os efeitos ocasionados por esse fenômeno. Dentre eles, pode-se citar a sobretensão causada pelo perfil da geração fotovoltaica combinado ao perfil de demanda em baixa tensão. Companhias de energia têm verificado a ocorrência de sobretensões ilhadas em seus sistemas de distribuição.

Dessa maneira, alternativas vêm sendo buscadas para que esses efeitos sejam mitigados. Uma das alternativas já conhecidas é referente à utilização de armazenadores de energia eletroquímicos de lítio-íon.

Adquirir baterias de lítio-íon para o desenvolvimento de banco de baterias para serem utilizados para serviços auxiliares no sistema elétrico pode ser economicamente inviável. Portanto, o reaproveitamento das baterias de veículos elétricos (VE)

descartadas pode ser economicamente atrativo e ambientalmente sustentável. Surge, então, a possibilidade da utilização das chamadas *second life batteries*.

O conceito de *second life batteries* se aplica a baterias de lítio-íon que atingiram 80% do seu estado de vida útil (SoH, do inglês *state of health*). Por padrão, baterias de veículos elétricos de lítio-íon que atingirem 80% do seu SoH tem que ser substituídas.

Os trabalhos mais recentes publicados demonstram a aplicabilidade e a eficiência da utilização dessas baterias de segunda vida em sistemas elétricos de potência (Lacap; Park; Beslow, 2021; Casals; Amante García; Canal, 2019; Silvestri; De Santis; Bella, 2022; Locorotondo *et al.*, 2020; Deng *et al.*, 2022; Soto *et al.*, 2021).

A realização do condicionamento de *second life batteries* de íon-lítio é cada vez mais pertinente e urgente devido, principalmente, ao aumento da penetração de veículos elétricos e híbridos no Brasil e no mundo. Assim, é necessário tratar uma das questões mais importantes que permeiam a sustentabilidade da mobilidade elétrica no mundo, isto é, o destino dado aos bancos de baterias. É sabido que as baterias são compostas por diversos componentes químicos. Por isso, tal preocupação relacionada à destinação das baterias usadas se torna ainda mais importante.

5.5 CUSTOS RELACIONADOS AOS ARMAZENADORES DE ENERGIA

Conforme mostrado nas subseções anteriores, são diversos os tipos de tecnologias empregadas no processo de armazenamento de energia. Dependendo do tipo de tecnologia a ser analisada, os custos dos sistemas irão variar de acordo com as suas capacidades de potência (kW) e de energia (kWh). Dessa maneira, uma faixa de preços dos sistemas é fornecida por U.S. DOE (2020).

Uma vez que as tecnologias de armazenadores de energia podem ser utilizadas em diversos níveis do sistema elétrico de potência (ver Tabela 5.1), o estudo supracitado considerou uma faixa de 0,01 MW até 100 MW de potência nominal dos sistemas analisados.

Em sua metodologia de estipulação de custos, os pesquisadores em U.S. DOE (2020) afirmam que é necessário considerar os custos envolvidos em relação aos equipamentos que são empregados nos diversos níveis que compõem a estrutura básica de um determinado sistema armazenador de energia. Para isso, utilizam uma arquitetura de estrutura padrão, sugerida pela empresa Mustang Prairie Energy. A Figura 5.9 ilustra o diagrama da arquitetura estrutural sugerida.

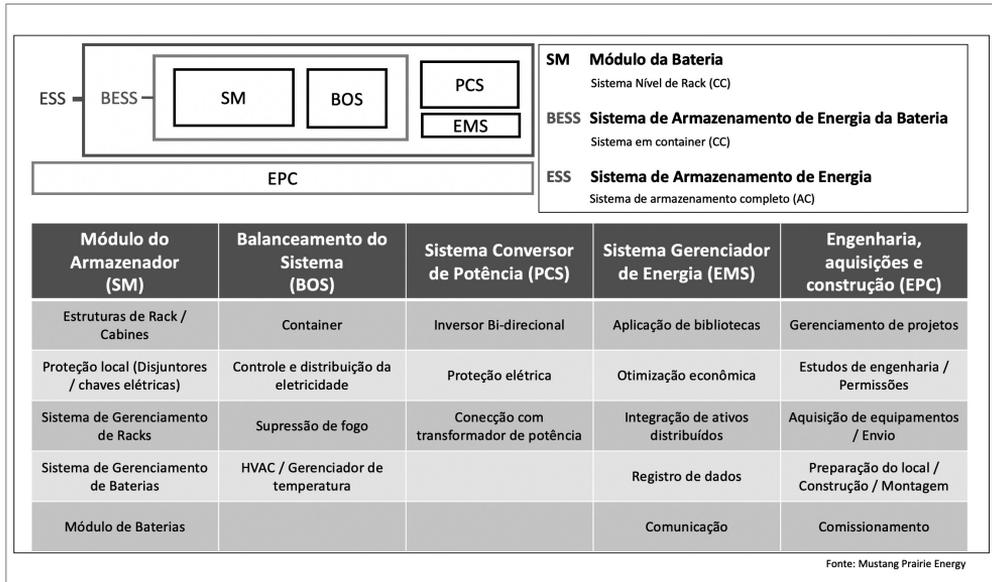


Figura 5.9 Diagrama do sistema de armazenamento de energia.

Fonte: traduzida de U.S. DOE, 2020.

As definições dos diferentes segmentos de um sistema de armazenamento de energia padrão são as que seguem (U.S. DOE, 2020):

- Módulo do armazenador (SM, do inglês *storage module*): conjunto de componentes inseridos em um módulo para a construção da capacidade de energia (kWh) de um sistema de armazenamento de energia. Por exemplo: um *rack* completo, consistindo de módulos de baterias, sistema de gerenciamento de baterias (BMS) e cabos elétricos associados.
- Balanceamento do sistema (BOS, do inglês *balance of system*): conjunto de equipamentos necessários para abrigar e combinar uma série de módulos de armazenadores de energia em um sistema CC completo. Por exemplo: contêineres, cabos elétricos, chaves elétricas, gerenciamento térmico, supressão de fogo, entre outros.
- Sistema armazenador de energia da bateria (BESS, do inglês *battery energy storage system*): sistema de armazenamento de energia em nível CC completo. Compreende um ou mais módulos de armazenadores acompanhados dos BOS, de maneira que uma unidade pode ser eletricamente conectada com outros componentes elétricos do sistema.
- Sistema conversor de potência (PCS, do inglês *power conversion system*): converte e gerencia o fluxo de potência (kW) entre os elos CC e AC do circuito de

potência. Os componentes desse sistema incluem inversores bidirecionais, proteções para isolação do sistema CC e cabos elétricos para conexões.

- Sistema de gerenciamento de energia (do inglês *energy managment system*): controla a operação do sistema de armazenamento de energia. Tipicamente, esse sistema inclui equipamentos de comunicação para conectar sistemas tipo SCADA e sistemas de gerenciamento de dados.
- Sistema armazenador de energia (do inglês *energy storage system*): lista completa de equipamentos de nível AC do sistema de armazenamento de energia. Compreende todos os equipamentos necessários, exceto o transformador de potência elevador de tensão.

De maneira a mostrar um resumo mais completo de tudo o que foi discutido na Seção 5.4, com a inclusão dos custos dos sistemas, a Tabela 5.2 mostra os dados compilados de U.S. DOE (2020) e Chen *et al.* (2009). Vale ressaltar que os dados relacionados aos custos dos sistemas foram extraídos da referência mais recente. Apenas as tecnologias com maior representatividade, ou seja, com maior quantidade em operação, foram analisadas.

A capacidade de potência do sistema de armazenamento impacta diretamente no seu custo final, uma vez que grandes sistemas têm tipicamente custos menores (tomando como base \$/kWh) em relação a sistemas menores. Por exemplo: para o sistema composto do armazenador LiP, observando-se a segunda e última coluna da Tabela 5.2, o custo de um sistema de 0,1 MW é de \$755,20/kWh, ao passo que o custo de um sistema de 100 MW é de \$466,30/kWh.

Tabela 5.2 Comparação das características técnicas e de custos de sistemas de armazenamento de energia

Sistemas	Potência e tempo de descarga		Duração do armazenamento		Vida útil (anos)	Eficiência do ciclo (carga/descarga)	Profundidade de descarga	Capacidade no fim da vida útil (% do original)	Operação e manutenção (O&M)	Custos (\$/kW)
	Potência considerada	Tempo de descarga	Autodescarga/dia	Duração adequada do armazenamento						
PHS	100 MW	1 – 24 h+	Muito baixa	Horas – meses	~ 40	82%	100%	100%	1%	1.633,20
Caes	100 MW	1 – 24 h+	Baixa	Horas – meses	~ 40	50 – 80%	100%	100%	1%	1.614,30
<i>Flywheel</i>	0,1 – 10 MW	Milissegundos – 4h	100%	Segundos – minutos	~ 20	80%	100%	100%	2%	880,00 – 1.250,00
Chumbo	0,01 – 1 MW	Segundos – horas	0,1 – 0,3%	Minutos – dias	~ 5	80%	50%	80%	3%	338,40 – 810,60
LiP	0,1 – 100 MW	Minutos – horas	0,1 – 0,3%	Minutos – dias	~ 10	80 – 85%	80 – 100%	70 – 80%	2%	466,30 – 755,20
LiE	0,01 – 100 MW	Minutos – horas	0,1 – 0,3%	Minutos – dias	~ 10	85 – 90%	80 – 100%	70 – 80%	2%	402,20 – 1.057,80

Fontes: U.S. DOE, 2020; Chen *et al.*, 2009.

CAPÍTULO 6

Avaliação do desempenho de algoritmos de treinamento de redes neurais artificiais e máquinas de vetores suporte para a previsão de geração fotovoltaica

6.1 INTRODUÇÃO

O Brasil é um país de clima predominantemente tropical com um grande potencial energético para a geração de energia elétrica por meio da energia solar. Avaliando somente as regiões Centro-Oeste e Sudeste, em média, o período de insolação é de 7 a 8 horas diárias, com uma irradiação solar anual média de 16 a 18 (MJ/m².dia) (Aneel, 2005).

A geração de energia elétrica via placas fotovoltaicas em determinados casos se torna uma alternativa viável quando se analisam comunidades distantes e de difícil acesso a linhas e redes de distribuição de energia elétrica (Shang; Srinivasan; Reindl, 2016).

Em 2012, a Aneel aprovou a Resolução Normativa – RN 482/2012 que estabeleceu as condições gerais para o acesso a micro e minigeração aos sistemas de distribuição de energia elétrica em baixa tensão, alimentados por fontes renováveis de energia (Junior *et al.*, 2015). Tem se visto, dessa maneira, um grande aumento na geração de energia elétrica via placas fotovoltaicas e o aumento na procura por essa tecnologia.

Dessa forma, o setor elétrico nacional tem experimentado uma expressiva elevação futura de geração de energia elétrica via placas fotovoltaicas.

Em determinadas épocas do ano, por exemplo, o período seco no Brasil, há uma elevação na demanda de energia elétrica, em virtude da intensa utilização de refrigeradores de ar. Uma alternativa técnica para restabelecer o equilíbrio carga-geração para as concessionárias e permissionárias de energia elétrica seria utilizar a energia fornecida pela micro e minigeração. Contudo, o perfil de carga dos consumidores residenciais se comporta de uma maneira bastante específica, conforme discutido no Capítulo 1. Durante o dia, período em que a geração de energia elétrica por PV é maior devido à insolação, os consumidores estão fora de suas residências. Assim, toda a energia elétrica produzida é injetada na rede, gerando um aumento considerável de potência ativa disponível na rede de distribuição originando, assim, uma variação no nível de tensão da rede, nesse caso um aumento de tensão (Descheemaeker *et al.*, 2014). O mesmo fenômeno ocorre de forma inversa ao anoitecer, ou seja, com a redução da produção e, conseqüentemente, da injeção de potência ativa na rede, pode-se ter um afundamento de tensão em pontos específicos do alimentador.

Assim, uma sobretensão ou uma subtensão ocasionada por micro e minigeradoras inseridas na rede de distribuição de energia elétrica pode acabar danificando e comprometendo o funcionamento de motores, equipamentos eletrônicos, eletrodomésticos e a própria estrutura da rede no que tange às capacidades de distribuição dos condutores elétricos presentes. Nesse sentido, estudos vêm sendo feitos para caracterizar (Salazar; Carrión, 2015), modelar (Conceição; Silva, 2015), simular (Netto, 2015) e planejar o comportamento e a operação de sistemas de distribuição com geração distribuída (Barin *et al.*, 2012).

Dessa maneira torna-se imprescindível o estudo desses fatores, de forma a desenvolver meios que possam prever e eventualmente evitar esses tipos de efeitos.

Introduzido por Vapnik *et al.*, o *support vector machine* (SVM) é um tipo de aprendizagem computacional derivada da teoria estatística de aprendizagem e da teoria da dimensão Vapnik-Chervonenkis (VC). Baseado no princípio da minimização estrutural de risco, o SVM tem um bom desempenho em generalização e tem sido utilizado em larga escala em diversas aplicações, como para a resolução de classificação, reconhecimento de padrões, caracterização de textos, regressão etc. (Qizhong, 2007; Han; Dang; Ren, 2012; Tsang; Yeung; Chan, 2003).

Neste capítulo, é apresentada uma análise de desempenho de algoritmos de treinamento utilizados em redes neurais artificiais, que considera a avaliação de impactos técnicos como o desempenho, o tempo de processamento e respostas desses algoritmos quando utilizados para previsão temporal utilizando-se grande quantidade de entrada de dados, com dados de temperatura da placa fotovoltaica e irradiação

solar variáveis no tempo e ao longo de um horizonte determinado. O objetivo é encontrar uma ferramenta que leve ao melhor desempenho da rede, minimizando ou maximizando cada aspecto técnico segundo o interesse de se obterem respostas de processamento mais rápidas e com menores erros, conduzindo a soluções mais reais e diversificadas para a tomada de decisões, conhecidas como soluções otimizadas. Dada a natureza combinatória desse problema, que requer uma ferramenta de otimização capaz de manipular múltiplos objetivos, os impactos técnicos serão avaliados simultaneamente utilizando uma metodologia baseada no conceito do NARX (do inglês *nonlinear autoregressive with external input*). São comparados 7 algoritmos de treinamento disponibilizados na *toolbox* do MatLab®: BFGS Quasi-Newton (BFG), Bayesian Regularization (BR), Conjugate Gradient with Powell/Beale Restarts (CGB), Polak-Ribière Conjugate Gradient (CGP), Resilient Backpropagation (RP), Scaled Conjugate Gradient (SCG) e Levenberg-Marquardt (LM).

Os diversos algoritmos de treinamento da rede neural são subsequentemente testados e o desempenho de cada um deles é testado e discutido e, posteriormente, o que obteve melhor desempenho é comparado com o desempenho da técnica denominada Máquinas de Vetores Suporte (SVM, do inglês *support vector machines*).

6.2 O FUNCIONAMENTO DA FOTOCÉLULA

Para que se compreenda e justifique a escolha das variáveis de entrada utilizadas para treinar os classificadores, esta seção discute sobre quais os fatores externos que afetam o desempenho do sistema de geração fotovoltaico.

6.2.1 O efeito da irradiação na fotocélula

A corrente emitida por uma fotocélula é diretamente relacionada à irradiação solar em sua superfície. A corrente de curto-circuito é linearmente proporcional a essa irradiação.

Já a tensão de circuito aberto se refere à tensão através do diodo interno da junção $p-n$ quando a fotocorrente gerada passa por ele. A dependência da tensão de circuito aberto à irradiação corresponde à dependência que a tensão da junção $p-n$ tem com a fotocorrente, de forma que quando a irradiação é baixa – sendo também a fotocorrente gerada – a tensão de circuito aberto é baixa.

A Figura 6.1 demonstra como é o formato da curva de corrente por tensão para diversas irradiações.

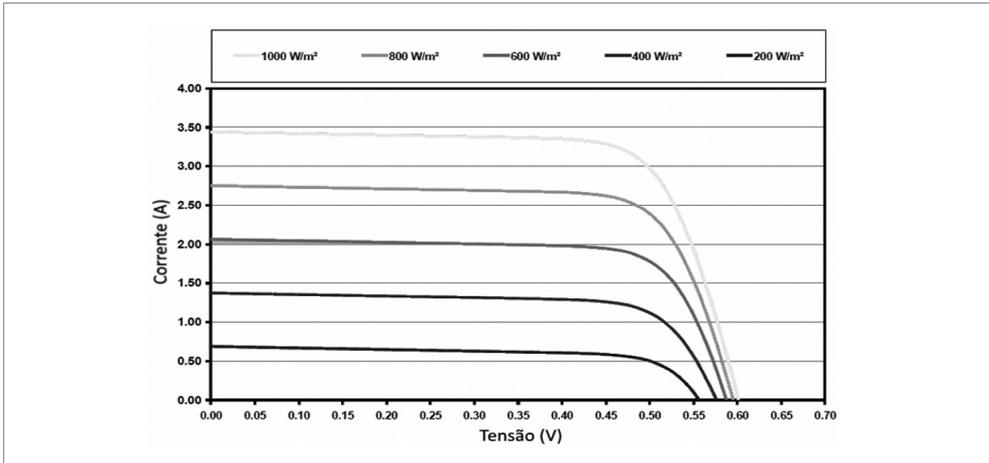


Figura 6.1 Curva corrente por tensão de uma fotocélula com diferentes irradiações.

Fonte: elaborada pelo autor.

6.2.2 O efeito da temperatura na fotocélula

Em semicondutores, a largura de banda de energia diminui com o aumento da temperatura. Em uma fotocélula, com a temperatura mais alta, mais fótons têm energia suficiente para criar pares $p-n$.

A tensão de circuito aberto é fortemente dependente da temperatura decrescendo substancialmente e fazendo com que a corrente de curto-circuito cresça levemente (Skoplaki; Boudouvis; Palyvos, 2008). A Figura 6.2 demonstra o efeito da temperatura em uma fotocélula.

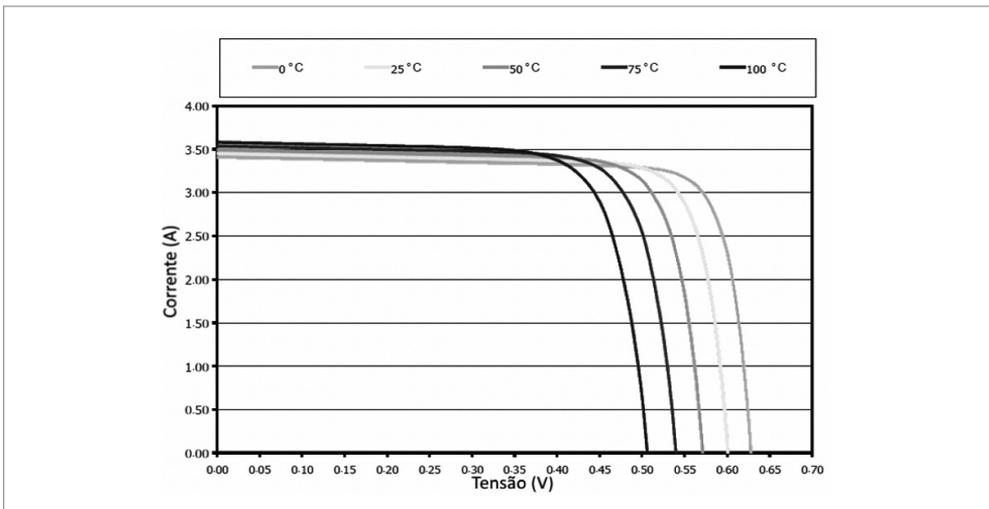


Figura 6.2 Curva de corrente por tensão de uma fotocélula com diferentes temperaturas.

Fonte: elaborada pelo autor.

6.3 REDES NEURAI ARTIFICIAIS

O funcionamento do cérebro humano vem sendo alvo de estudos científicos durante muitos anos e ainda fascina pesquisadores, pelo fato de ser um órgão extremamente complexo em seu funcionamento. A forma como o cérebro reconhece e identifica uma fisionomia ou um som é extremamente complexa. Porém, a compreensão do funcionamento de cérebro pode ser de grande valia para estudos computacionais quando estes são traduzidos em linguagens de programação.

Segundo Simon (1999), uma rede neural é um processador maciço paralelamente distribuído, constituído de unidades de processamento simples que têm a propensão natural para armazenar conhecimento experimental e torná-lo disponível para o uso. Ela se assemelha ao cérebro em dois aspectos:

- O conhecimento é adquirido pela rede a partir de seu ambiente por meio de um processo de aprendizagem.
- Forças de conexão entre neurônios, conhecidas como pesos sinápticos, são utilizadas para armazenar o conhecimento adquirido.

O processo de aprendizagem é realizado por meio de um algoritmo de aprendizagem cujo objetivo é mudar os pesos sinápticos de forma que a rede neural artificial se adapte e alcance o objetivo desejado (Simon, 2007).

Devido à sua disseminação e a seu desempenho para a resolução de problemas com o auxílio da computação, as redes neurais artificiais têm sido amplamente utilizadas, como em Alegre (2007), o qual utiliza uma rede neural para identificar uma pessoa por meio de sua voz. No que tange ao setor elétrico, as redes neurais artificiais foram aplicadas à previsão de carga em curto prazo em redes de distribuição (Ferro *et al.*, 2009), bem como para a previsão de eficiência de geração de energia elétrica por meio de placas fotovoltaicas (Rampinelli *et al.*, 2010) e como ferramenta auxiliar para a quantificação de variações de tensão de curta duração (Machado *et al.*, 2009).

6.4 DADOS SOLARES DA REGIÃO DE COLETA DOS DADOS

Foram coletados dados climáticos de irradiância (W/m^2), temperatura ambiental ($^{\circ}C$), potência medida (W), temperatura da placa solar ($^{\circ}C$) e as horas dos dias (h) para o mês de outubro de 2015 na cidade de Uberlândia-MG (Brasil). Esses dados serviram como dados de entrada para a preparação da rede.

Uberlândia se localiza no Estado de Minas Gerais na região conhecida como Triângulo Mineiro, próxima ao Estado de Goiás, caracterizando-se por ser um município com clima tropical com temperatura média anual de $21,5^{\circ}C$ e radiação média anual de $6 kWh/m^2/dia$. Nesse conjunto, a vegetação característica é o cerrado e suas

variáveis (UFU, 2016). A Figura 6.3 ilustra a radiação solar média diária anual na cidade de Uberlândia.

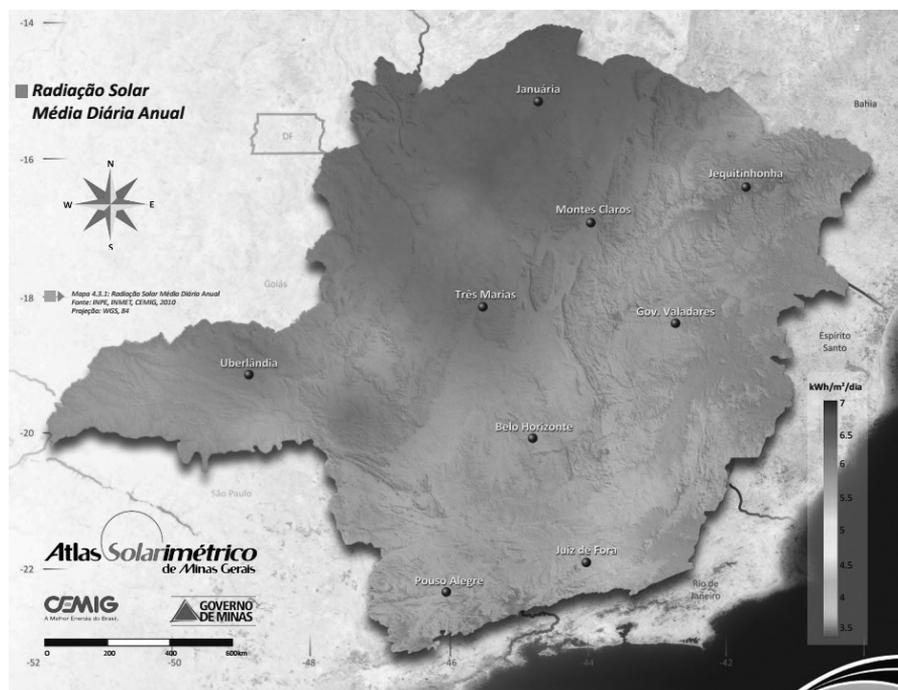


Figura 6.3 Atlas solarimétrico de Minas Gerais: radiação média diária anual.

Fonte: Cemig, 2012.

A Figura 6.4 mostra a potência gerada por uma placa fotovoltaica de acordo com os dados coletados em um período de 30 dias. Os dados de potência ativa gerada, de acordo com os dados de entrada citados anteriormente, serviram como dados de objetivo para a preparação da rede neural artificial.

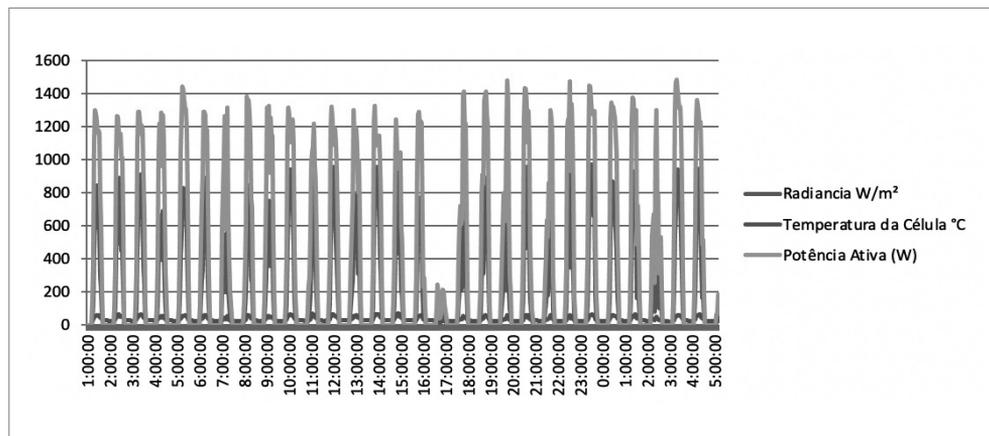


Figura 6.4 Irradiância, temperatura da célula e potência gerada.

Fonte: elaborada pelo autor.

Foram utilizadas 7 placas solares conectadas em série do tipo JT235PC de silício policristalino, de fabricação da empresa Jetion Solar (Jetion Solar, 2015), e suas características são mostradas na Tabela 6.1.

Tabela 6.1 Características elétricas da placa solar

Desempenho elétrico nas condições padrões de irradiância de 1.000 W/m ² , AM=1,5 e temperatura da célula de 25°C (STC)	
Potência máxima: $P_{m\acute{a}x}$ (W)	235 W (0/+5%)
Tensão de potência máxima: V_{mpp} (V)	30,5 V
Corrente de potência máxima: I_{mpp} (A)	7,71 A
Tensão de circuito aberto: V_{oc} (V)	37 V
Corrente de curto-circuito: I_{cc} (A)	8,4 A
Tensão máxima (V)	1000 V
Coefficiente de temperatura de V_{oc}	-0,4049%/°C
Coefficiente de temperatura de I_{cc}	0,0825%/°C
Desempenho elétrico a 800 W/m ² , NOCT 20°C, AM=1,5, velocidade do vento 1 m/s	
Potência máxima: $P_{m\acute{a}x}$ (W)	172 W
Tensão de potência máxima: V_{mpp} (V)	27,7 V
Corrente de potência máxima: I_{mpp} (A)	6,2 A
Tensão de circuito aberto: V_{oc} (V)	33,9 V
Corrente de curto-circuito: I_{cc} (A)	6,8 A

Fonte: Jetion Solar, 2015.

6.5 ESTRUTURA DA REDE NEURAL ARTIFICIAL

Para a preparação da rede neural artificial, foi utilizado o software MatLab. Esse software disponibiliza em sua *toolbox* modelos de redes neurais artificiais, das quais podemos citar: *fitting tools*; *pattern-recognition tool*; *clustering tool*; *time series tool*.

Para este capítulo, foi utilizada a ferramenta para a previsão temporal de dados *time series tool*.

A ferramenta escolhida ainda dá a opção de 3 tipos de soluções para problemas: a NARX; a NAR (do inglês *nonlinear auto-regressive*); e a *nonlinear input-output*. Foi escolhida a solução NARX.

A rede neural NARX pode ser expressa por (6.1):

$$y_{t+1} = f(x_t, x_{t-1}, \dots, x_{t-n}, y_t, y_{t-1}, \dots, y_{t-n},) \quad (6.1)$$

onde o próximo valor do sinal de saída, y_{t+1} , é regredido utilizando os valores anteriores medidos y_t e y_{t-1} , e sinais de entradas u_t e u_{t-1} , (isto é, temperatura ambiental, temperatura da célula, tempo e potência medida). A função f representa a rede neural, em que os pesos de cada conexão na rede são treinados pelos algoritmos de treinamentos.

A estrutura da rede neural NARX é ilustrada na Figura 6.5.

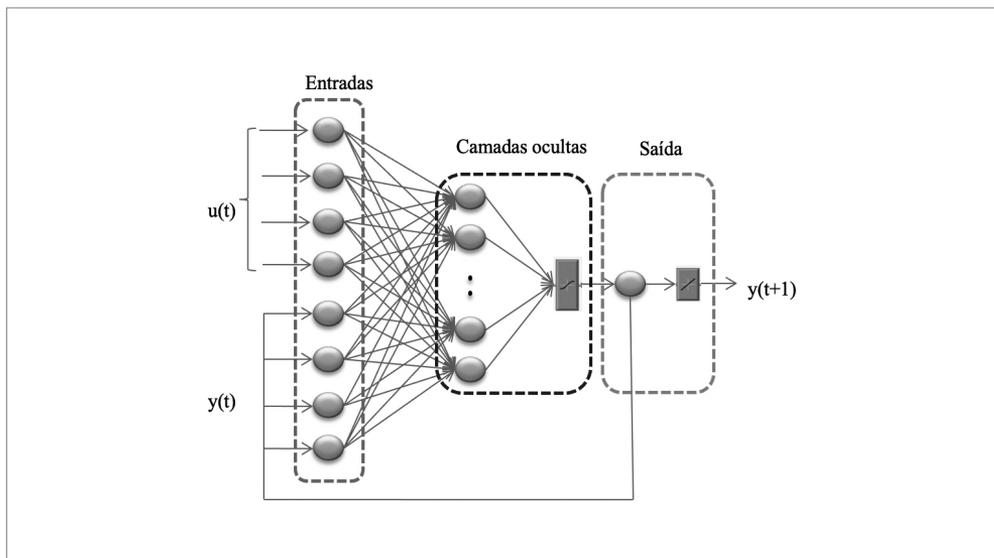


Figura 6.5 Estrutura da rede NARX.

Fonte: elaborada pelo autor.

Para cada sinal de entrada, p , está associado um peso, w , para fortalecer ou empobrecer o sinal de entrada. A RNA calcula o sinal de entrada de rede e usa um ativador de função (função de transferência) para calcular o sinal de saída, “o”, dada a entrada da rede. A força do sinal de saída é ainda influenciada por um valor limiar, b , também referida como *bias* (Andries, 2007; Shayeghi; Shayanfar; Malik, 2007). Essa relação pode ser expressa por (6.2) (Tapakis; Michaelides; Charlambides, 2016):

$$x_j = \sum_{i=1}^n w_{ij} p_i + b_j \quad (6.2)$$

Foram testadas as funções de transferência: Linear, Log-Sigmoid e Tang-Sigmoid. A que obteve o melhor desempenho para o problema apresentado foi a Tangent-Sigmoid. Devido à limitação e ao foco deste capítulo, essa análise não é apresentada.

O número de neurônios utilizados na camada oculta foi de 10 neurônios. Pode-se aumentar o número de neurônios acima de 20, uma vez que grandes quantidades de neurônios ocultos dão maior flexibilidade a rede neural, pois assim a rede terá mais parâmetros para otimizar. Porém, isso resulta em um tempo de execução maior da simulação da rede.

6.6 ALGORITMOS DE TREINAMENTO

A preparação da rede necessita de um algoritmo de treinamento para a aprendizagem da rede neural artificial. O aprendizado consiste no ajuste dos pesos e limiares da rede neural até que um certo critério seja satisfeito.

Neste trabalho, foram comparados 7 algoritmos de treinamento disponibilizados na *toolbox* do MatLab, os quais são: BFGS Quasi-Newton (BFG), Bayesian Regularization (BR), Conjugate Gradient with Powell/Beale Restarts (CGB), Polak-Ribière Conjugate Gradient (CGP), Resilient Backpropagation (RP), Scaled Conjugate Gradient (SCG) e Levenberg-Marquardt (LM). As descrições desses algoritmos podem ser encontradas em Forouzanfar *et al.*, 2010; Er; Liu, 2009; Li; Wang, 2009; Jang; Sun; Mizutani, 1997; Riedmiller; Braun, 1993; Lera; Pinzolas, 1998; e Mellit; Pavan, 2010, respectivamente.

6.7 SVM

Considere o problema da separação de uma série de vetores de treinamento pertencentes a duas diferentes classes $(x_i, x_j), \dots, (x_i, y_i)$, onde $x_i \in R^n$ é um vetor recurso e $y_i \in \{+1, -1\}$ é um rótulo de classe. De acordo com a teoria do SVM para classificação não linear, os dados originais são projetados em um determinado espaço de

alta funcionalidade dimensional H por um mapa não linear $\mathcal{O} : R^n \rightarrow H$, então o problema da classificação não linear é transformado em uma classificação linear no espaço H (Qizhong, 2007; Han; Dang; Ren, 2012; Tsang; Yeung; Chan, 2003). Introduzindo a função de Kernel $K(x_i, x_j) = \langle \mathcal{O}(x_i), \mathcal{O}(x_j) \rangle$, não é necessário saber explicitamente a expressão de $\mathcal{O}(\cdot)$. O correspondente problema de otimização de classificação não linear é dado por (6.3) e (6.4):

$$\text{Min} \frac{1}{2} \|w\|^2 + C \sum_{i=1}^l \xi_i \quad (6.3)$$

$$\text{Sujeito a } y_i [w \cdot \mathcal{O}(x) + b] \geq 1 - \xi_i \quad (6.4)$$

$$\xi_i \geq 0, \quad i = 1, 2, \dots, l$$

onde C é o parâmetro de regularização que controla a troca entre a maximização da margem e a minimização do termo de erro de treinamento, e ξ_i é o fator de folga que é utilizado para relaxar as restrições de margem rígidas e a constante de regularização $C > 0$ (Lei; Gao; Ding, 2010). De acordo com o método de otimização de Lagrange e do princípio dual, as Equações (6.5) e (6.6) podem ser escritas como:

$$\text{Max } w(\alpha) = \sum_{i=1}^l \alpha_i - \frac{1}{2} \sum_{i,j=1}^l \alpha_i \alpha_j y_i y_j K(x_i, x_j) \quad (6.5)$$

$$\text{Sujeito a } \sum_{i=1}^l \alpha_i y_i = 0 \quad (6.6)$$

$$\alpha_i \in [0, C], \quad i = 1, 2, \dots, l$$

De (6.5), pode-se obter a otimização do hiperplano com a margem máxima (6.7):

$$f(x) = \sum_{av} \alpha_i y_i K(x_i, x) + b \quad (6.7)$$

Portanto, a função decisão baseada no SVM para classificação não linear no espaço interno é (6.8):

$$d(x) = \text{sign} \left(\sum_{av} \alpha_i y_i K(x_i, x) + b \right) \quad (6.8)$$

Para este trabalho, foi utilizada a função radial de Kernel (6.9):

$$\exp(-\|x - x_i\|^2 / \sigma^2) \quad (6.9)$$

6.8 PREPARAÇÃO DA REDE E ÍNDICES DE DESEMPENHO

Tratados os dados de entrada e de saída da rede neural escolhida, foi feito o treinamento dessa rede por meio dos 7 algoritmos citados anteriormente. A capacidade da rede utilizada para o treinamento foi 75%. Para validação e teste, ambos, 15%. Ao todo, entre dados de entrada e de objetivo, foram utilizados 2.820 dados para a preparação e o treinamento da rede. Os testes foram feitos em um PC com 3.40 GHz Intel Core i7A Pentium® e 8 GB de memória RAM.

Com relação ao treinamento da rede neural, uma das alternativas para resolver o problema da parada do treinamento é a técnica da validação cruzada. Em vez de definir o número exato de iterações de ajuste de pesos no treinamento, divide-se aleatoriamente o conjunto de dados em 3 subconjuntos: treinamento, validação e testes. Com isso, a cada iteração a rede é treinada, já com os pesos ajustados, é testada com o subconjunto de validação e o erro da predição é calculado ao final da iteração. A motivação é ajustar os pesos com os dados do subconjunto de treinamento e calcular o erro com os dados do subconjunto de validação, fornecendo, assim, dados diferentes à rede. Assim, o erro da validação cruzada começa alto, decresce até certo ponto e depois aumenta. Enquanto o erro da validação está diminuindo, a rede está generalizando, quando o erro começa a aumentar, ao mesmo tempo que o erro do treinamento continua a diminuir, a rede começa a decorar as entradas, perdendo a capacidade de generalização. Nesse momento, a rede deve parar o treinamento. Um exemplo de validação cruzada é ilustrado na Figura 6.6.

Como ferramenta utilizada para a validação dos dados, utilizou-se a regressão linear. Trata-se de um processo estatístico que ajuda a deduzir a relação entre um determinado número de variáveis dependentes e variáveis independentes. Essa análise é útil em estudos de dependência funcional entre fatores de entrada e saída, implicando que cada variável de entrada (x_1, x_2, x_3, \dots) parcialmente determina o nível da variável de saída (y). Cada valor da variável independente x é associado com o valor da variável independente y . Uma explicação mais detalhada dessa ferramenta pode ser encontrada em Pulipaka; Mani; Kumar, 2016 e em İzgi *et al.*, 2012.

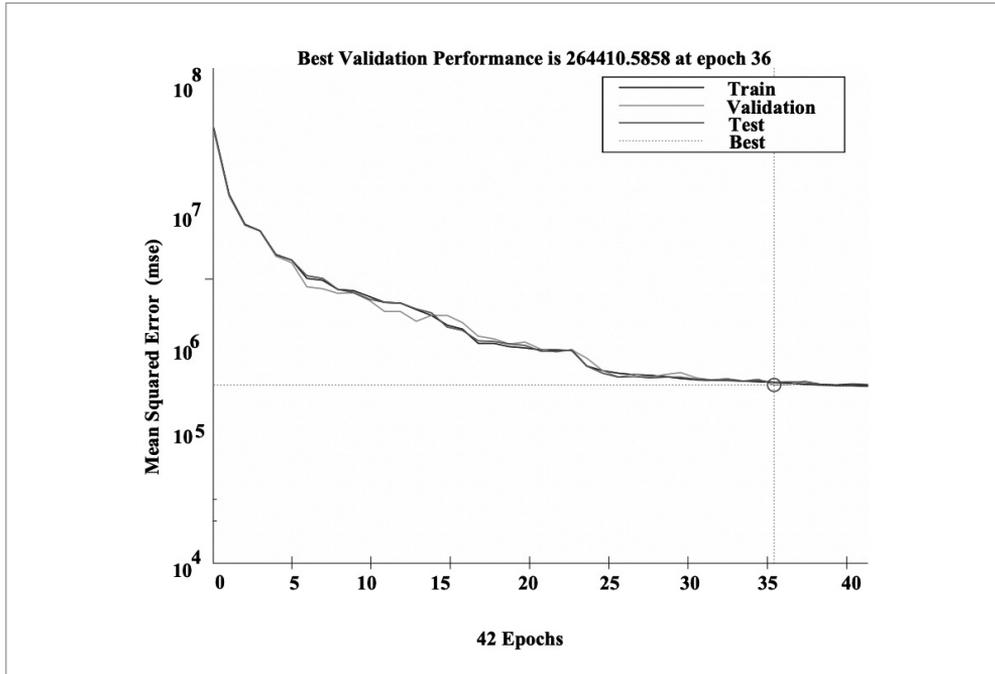


Figura 6.6 Exemplo de validação cruzada da rede neural para o algoritmo de treinamento SCG.
Fonte: elaborada pelo autor.

Outra ferramenta estatística utilizada para se obter o desempenho da rede neural em estudo é o erro médio percentual absoluto (Mape, do inglês *mean absolute percentage error*). O Mape é uma medida estatística da precisão de séries temporais, representando essa precisão em forma de porcentagem (Celik, 2011; Olatomiwa *et al.*, 2015; Bhardwaj *et al.*, 2013) e pode ser definida por (6.10):

$$MAPE(\%) = \left(\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{y-x}{x} \right) \times 100 \quad (6.10)$$

sendo x os dados de entrada e y os dados previstos pela rede neural.

Por fim, também como ferramenta estatística a ser utilizada para a análise do desempenho dos algoritmos de treinamento, é o erro médio quadrático (RMSE, do inglês *root mean square error*). O RMSE dá a informação do desempenho em curto prazo da correlação “ r ”, comparando a extensão do desvio do valor previsto a partir do valor real medido (Mentaschi *et al.*, 2013; Kaushika; Tomar; Kaushik, 2014; Bernecker *et al.*, 2014). A correlação “ r ” e RMSE são definidos por (6.11) e (6.12), respectivamente:

$$r = \frac{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y}_i) \cdot (x_i - \bar{x}_i)}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y}_i) \cdot \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x}_i)}} \quad (6.11)$$

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (y_i - x_i)^2}{n}} \quad (6.12)$$

sendo x e y os dados de entrada e previstos, respectivamente, \bar{x}_i e \bar{y}_i são os valores médios de x e y e, n é o número total de valores.

Quanto menores os valores do Mape e do RMSE, melhor é o desempenho da rede neural.

6.9 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Após inseridos os dados de entrada (irradiação solar, temperatura ambiental e temperatura das placas solares) e os dados de objetivo (potência ativa medida), foi feito o treinamento, e o primeiro resultado analisado foi o número de iterações necessárias para que a rede fosse treinada e validada de acordo com o algoritmo de treinamento que estava sendo utilizado. Um maior número de iterações para validação, treinamento e teste resulta em mais tempo que a rede gasta para ser preparada. O tempo de treinamento e preparação da rede está diretamente ligado aos algoritmos de treinamento, uma vez que são as reduções dos erros promovidas por eles que servem de critério para a validação cruzada.

A Figura 6.7 mostra que o desempenho de alguns algoritmos pode ser afetado de acordo com a precisão requerida da aproximação desejada. A figura ilustra o número de iterações (*epochs*) versus o erro médio quadrático. Pode-se ver que o erro do algoritmo LM decai muito mais com as iterações do que os outros algoritmos analisados.

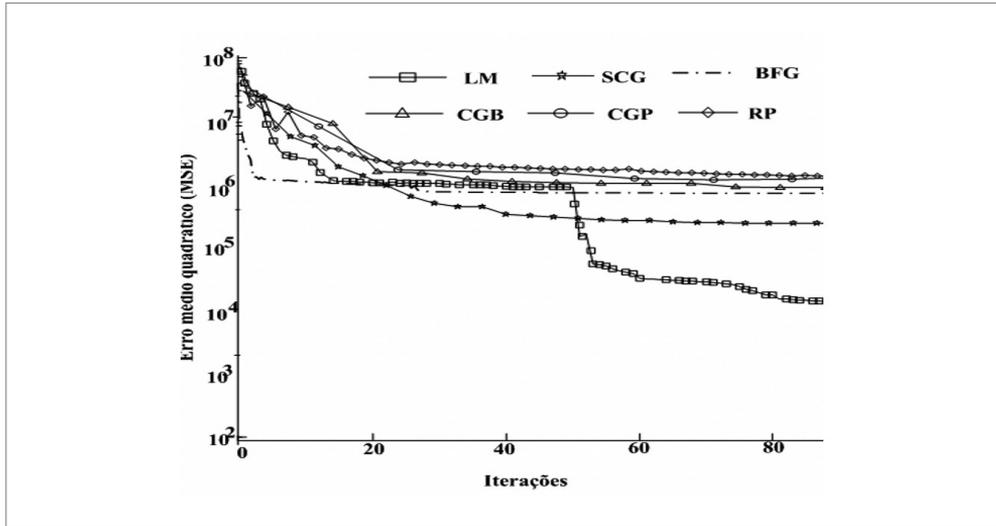
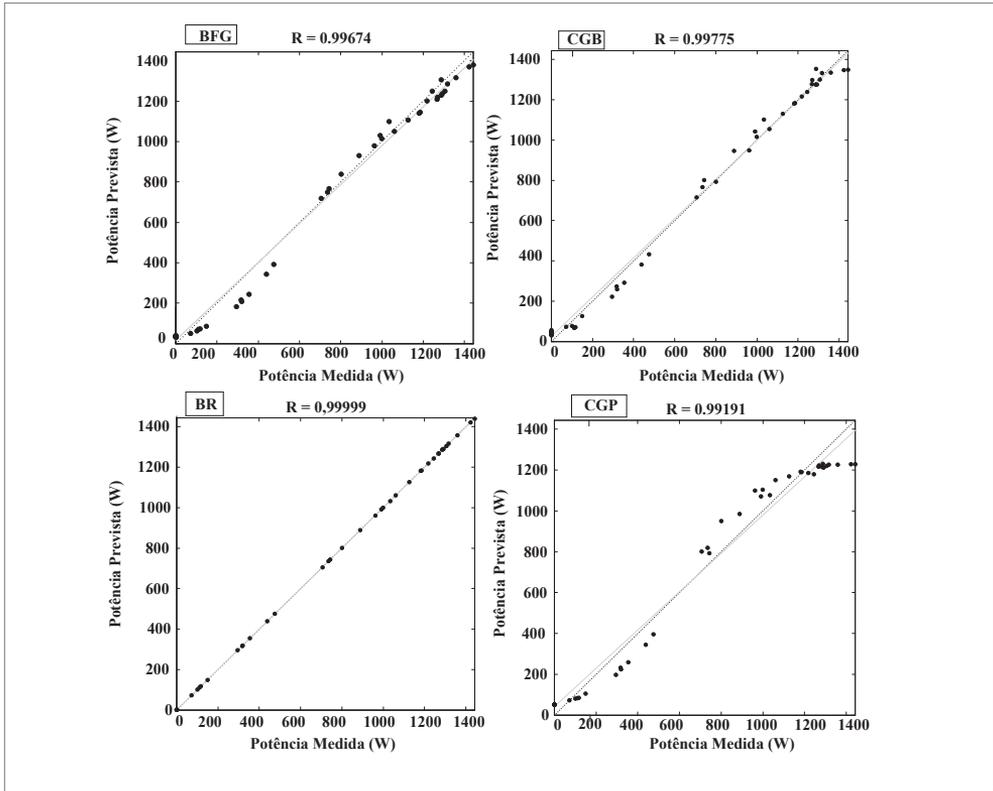


Figura 6.7 Desempenho dos algoritmos de treinamento.

Fonte: elaborada pelo autor.

O algoritmo BR, após 168 iterações, não foi validado, isopor isso, esse algoritmo não foi incluído na Figura 6.7. Por ordem de melhor desempenho para a validação cruzada dos algoritmos, o algoritmo que obteve o treino mais rápido foi o CGP, levando um total de 6 iterações para o treino, validação e teste; seguido do CGB com 21 iterações; SCG com 36 iterações, em terceiro lugar; o algoritmo RP necessitou de 75 iterações para o processo de treinamento; para o algoritmo LM, foram necessárias 134 iterações; o algoritmo BR necessitou de 168 iterações; e por último, com o tempo mais demorado, vem o algoritmo BFG, com 354 iterações para o processo.

O segundo índice a ser analisado é a regressão linear resultante entre os dados previstos e os medidos, de acordo com cada algoritmo de treinamento. Para isso, foi feita a previsão de potência gerada em um intervalo de 72 horas para valores de dados futuros, correspondentes aos dados de entrada utilizados para a preparação e o treinamento da rede. A Figura 6.8 ilustra as regressões obtidas.



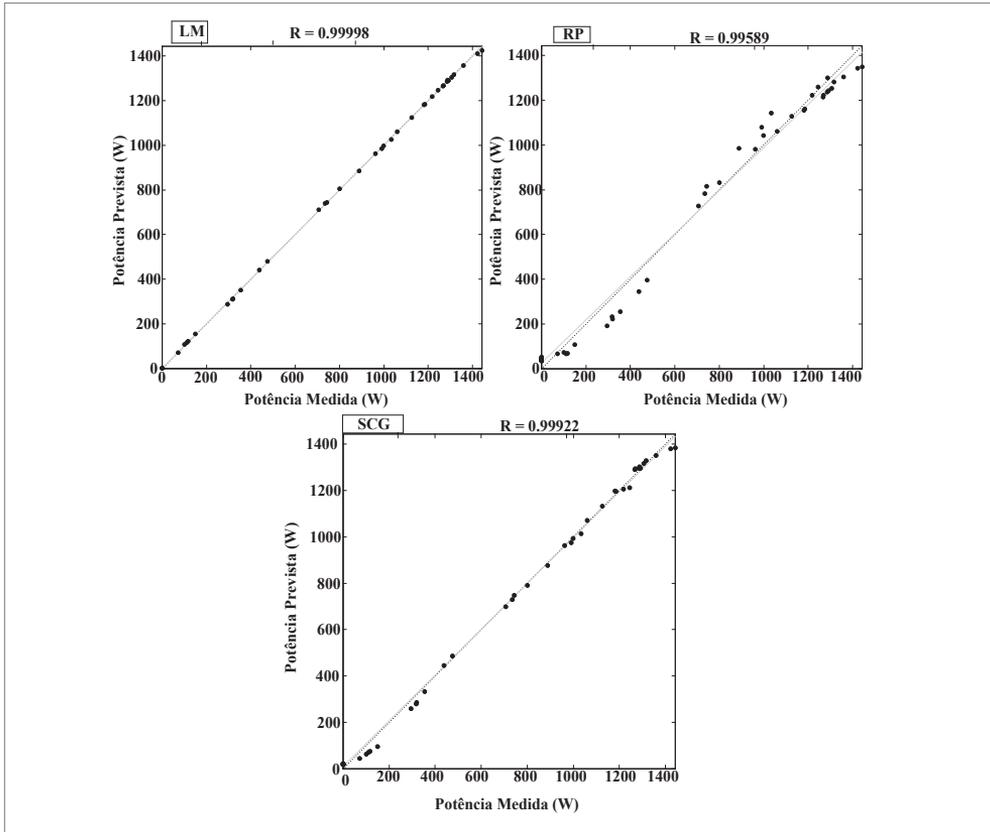


Figura 6.8 Regressão linear para os algoritmos de treinamento.

Fonte: elaborada pelo autor.

O algoritmo BR, apesar de não ter sido validado, apresentou a melhor regressão linear dentre todos os outros, com um valor de $r = 0,9999$; seguido do LM que apresentou uma regressão de $r = 0,9998$; o algoritmo SCG resultou em uma regressão de $r = 0,9992$; com uma regressão de $0,9977$, vem o algoritmo CGB; com a quinta melhor regressão, tem-se o algoritmo $0,9967$; em seguida vem o RP com uma regressão de $r = 0,9958$; e finalmente com a pior regressão linear dentre todos os algoritmos de treinamento avaliados, vem o algoritmo CGP com $r = 0,9919$.

Corroborando com o exposto anteriormente, as Figuras 6.9 a 6.15 ilustram a comparação entre os dados medidos e os dados previstos para os algoritmos BFG, BR, CGB, CGP, RP, SCG e LM, respectivamente.

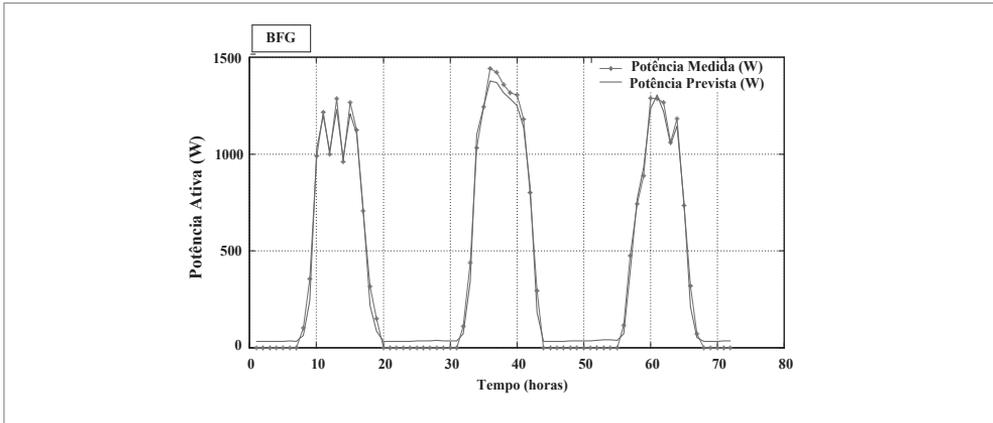


Figura 6.9 Potência medida (W) e potência prevista (W) em um intervalo de 72 horas para o algoritmo de treinamento BFG. Fonte: elaborada pelo autor.

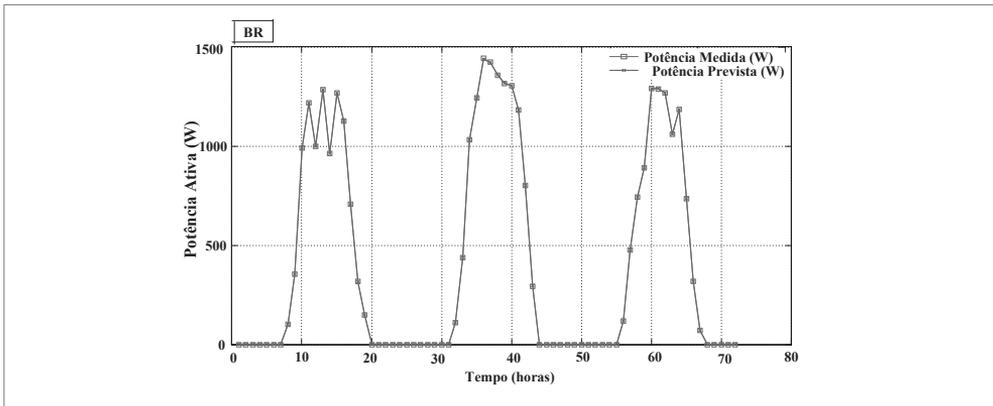


Figura 6.10 Potência medida (W) e potência prevista (W) em um intervalo de 72 horas para o algoritmo de treinamento BR. Fonte: elaborada pelo autor.

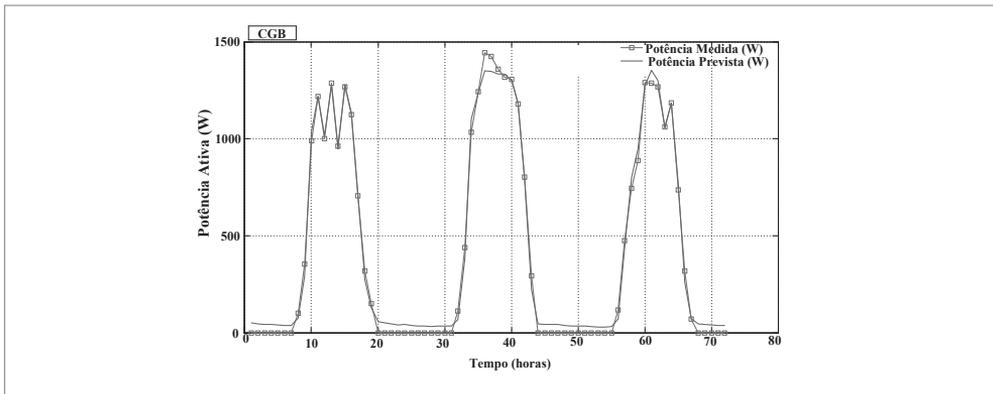


Figura 6.11 Potência medida (W) e potência prevista (W) em um intervalo de 72 horas para o algoritmo de treinamento CGB. Fonte: elaborada pelo autor.

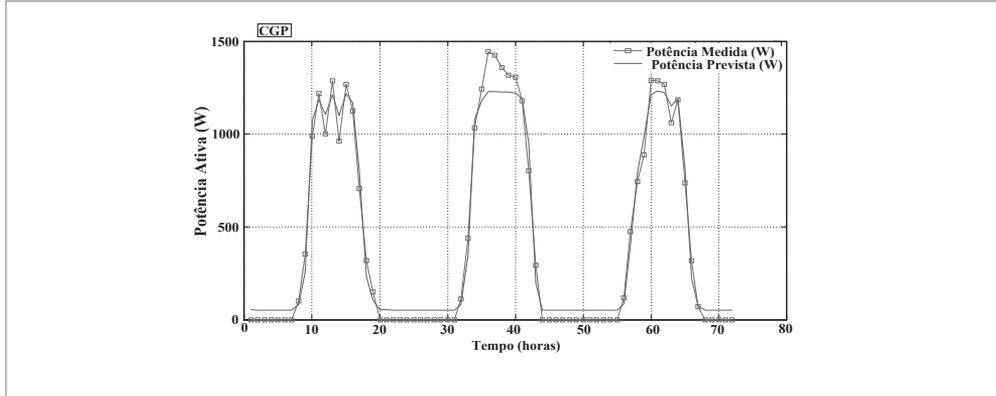


Figura 6.12 Potência medida (W) e potência prevista (W) em um intervalo de 72 horas para o algoritmo de treinamento CGP.
Fonte: elaborada pelo autor.

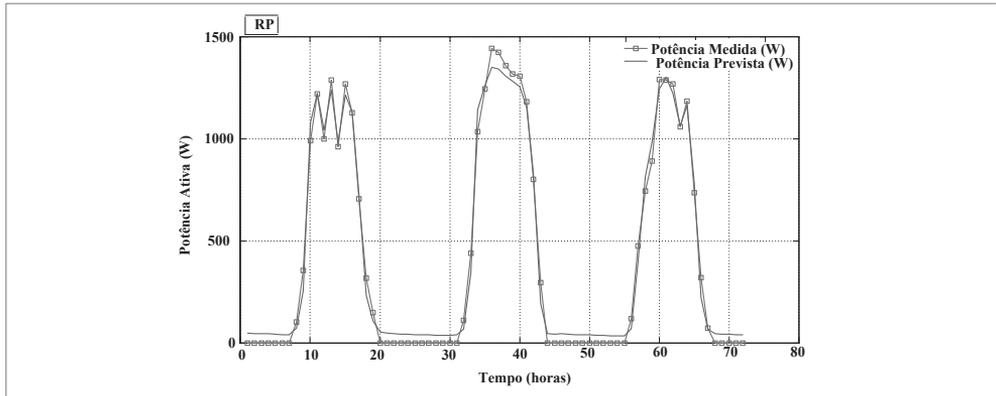


Figura 6.13 Potência medida (W) e potência prevista (W) em um intervalo de 72 horas para o algoritmo de treinamento RP.
Fonte: elaborada pelo autor.

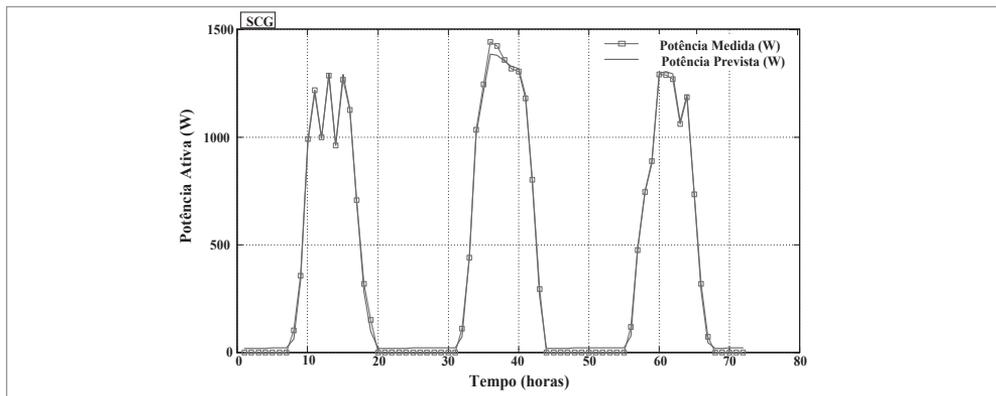


Figura 6.14 Potência medida (W) e potência prevista (W) em um intervalo de 72 horas para o algoritmo de treinamento SCG.
Fonte: elaborada pelo autor.

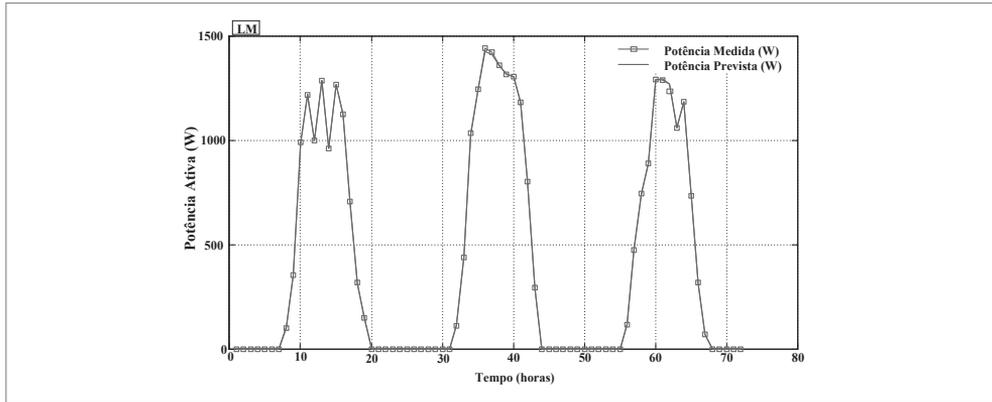


Figura 6.15 Potência medida (W) e potência prevista (W) em um intervalo de 72 horas para o algoritmo de treinamento LM
Fonte: elaborada pelo autor.

Como os últimos índices de desempenho a serem analisados, tem-se o Mape e o RMSE. O algoritmo de treinamento BR obteve os menores índices analisados, com um Mape de 0,02% e um RMSE de 0,11%. O LM apresentou um Mape de 0,31% e um RMSE de 0,74. Com um Mape de 5,28% e um RMSE de 6,13%, vem o CGB. Em seguida, com um Mape de 6,27% e um RMSE de 10,41%, encontra-se o algoritmo CGP. Para o algoritmo SCG, o Mape foi de 6,33% e o RMSE de 5,15%. O algoritmo de treinamento RP resultou um Mape de 7,85% e um RMSE de 8,76%. Analisando o algoritmo BFG, encontrou-se um Mape de 10,37% e um RMSE de 9,06%. É natural que os RMSE de alguns algoritmos sejam maiores do que os seus Mape, uma vez que no RMSE se tem uma soma quadrática, o que não subtrai os índices negativos da soma, ao contrário do que ocorre no Mape.

A Figura 6.16 ilustra os resultados dos Mape e RMSE obtidos.

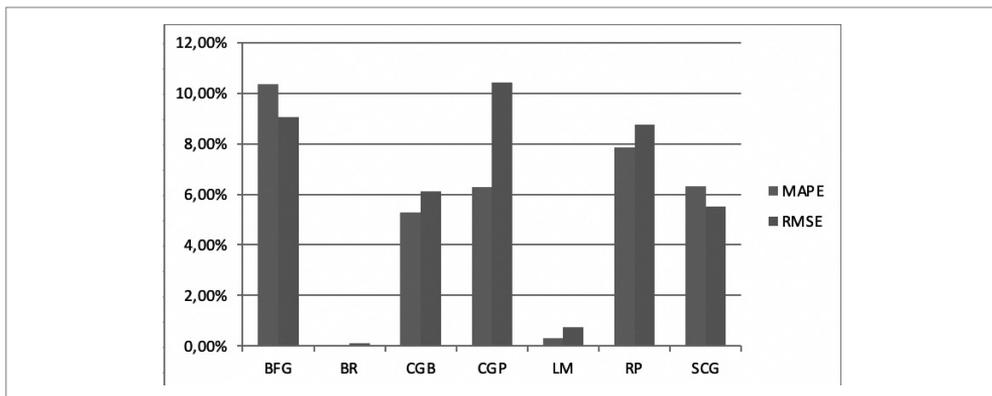


Figura 6.16 Mape e RMSE obtidos por algoritmo de treinamento.

Fonte: elaborada pelo autor.

A Tabela 6.2 traz um resumo dos dados que foram utilizados nesta análise.

Tabela 6.2 Resumo dos dados analisados de acordo com os algoritmos de treinamento

Algoritmos de treinamento	Iterações para validação da RNA	Regressão linear	Mape (%)	RMSE (%)
BFG	354	0,9967	10,37	9,06
BR	168	0,9999	0,02	0,11
CGB	21	0,9977	5,28	6,13
CGP	6	0,9919	6,27	10,41
LM	134	0,9999	0,31	0,74
RP	75	0,9958	7,85	8,76
SCG	36	0,9992	6,33	5,15

Fonte: elaborada pelo autor.

A Figura 6.17 ilustra o ranking dos algoritmos de treinamento analisados, de acordo com os desempenhos obtidos nas análises precedentes, com o objetivo de dar uma visão geral ao leitor.

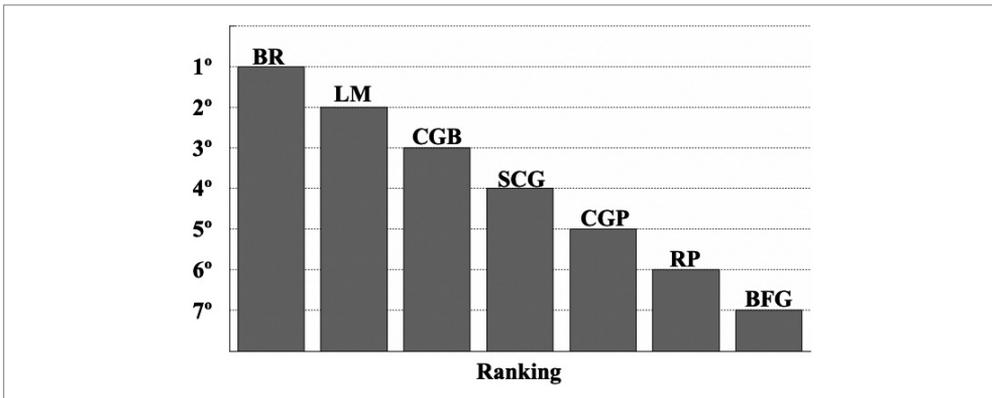


Figura 6.17 Ranking do desempenho dos algoritmos de treinamento.

Fonte: elaborada pelo autor.

De acordo com a Figura 6.17, o algoritmo que obteve, na média de todos os índices, o melhor desempenho para o problema exposto foi o BR, em segundo lugar o LM, em terceiro o CGB, em quarto o SCG, em quinto o CGP, em sexto o RP e em sétimo o BFG.

Realizadas as análises dos algoritmos de treinamento, apresentam-se agora os resultados da previsão temporal com o SVM. A Figura 6.18 ilustra a potência medida em (W) e a potência prevista em (W) pelo SVM.

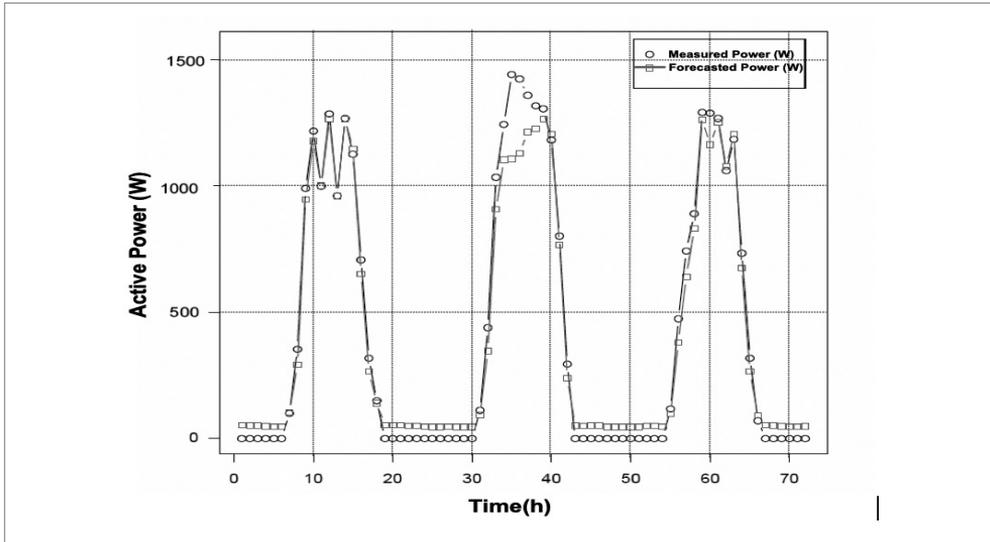


Figura 6.18 Potência medida (W) e potência prevista (W) em um intervalo de 72 horas para o SVM.

Fonte: elaborada pelo autor.

Os dados do SVM utilizado e o resultado de sua regressão linear são apresentados na Tabela 6.3.

Tabela 6.3 Dados do SVM utilizado para previsão temporal de dados

Tipo SVM	γ	ϵ	Coefficiente de regressão
Kernel radial	0,3333	0,1	0,9966

Fonte: elaborada pelo autor.

Para o SVM utilizado, obteve-se uma regressão linear de 0,9966, ou seja, uma regressão um pouco inferior às encontradas para os algoritmos de treinamento BR e LM. Pode-se ver pela Figura 6.18, comparativamente às Figuras 6.10 e 6.15, que a rede neural com os algoritmos supracitados obteve um melhor desempenho que o SVM.

Na Figura 6.19, pode-se ver o erro entre os dados previstos (em vermelho) e os dados medidos (em preto) para uma amostra de 700 dados, mesmo número de amostra de dados utilizados para o treinamento da RNA.

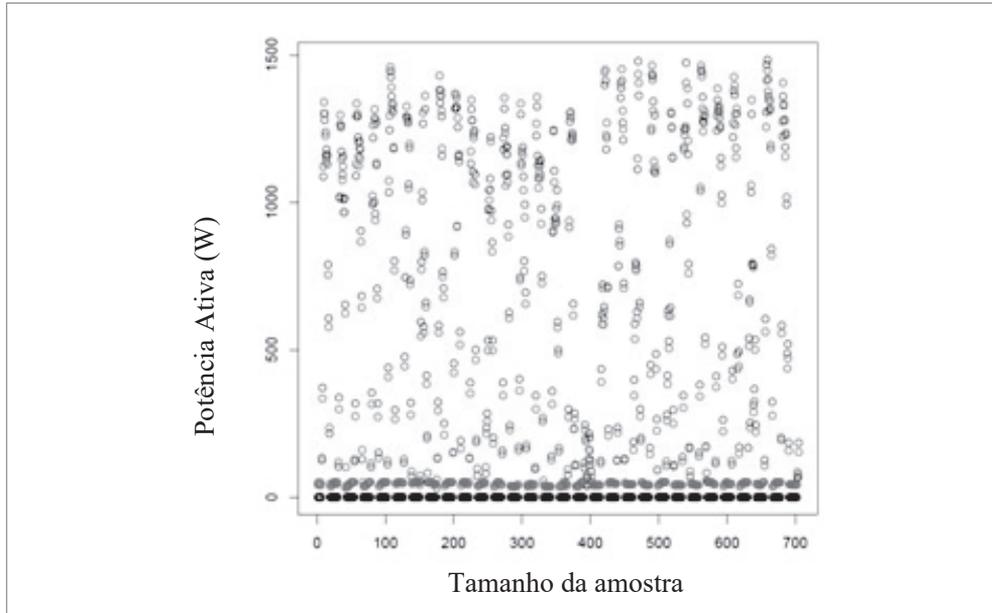


Figura 6.19 Dados previstos versus dados medidos.

Fonte: elaborada pelo autor.

6.10 CONCLUSÃO

Este estudo buscou comparar os algoritmos de treinamentos mais difundidos e utilizados para a previsão temporal de dados utilizando o software MatLab e, posteriormente, fazer uma comparação com um método de previsão de dados que vem sendo difundido.

Para uma quantidade de dados relativamente grande utilizadas na rede neural analisada neste capítulo, ao contrário do que se encontram em muitas publicações, o algoritmo de treinamento que obteve o melhor desempenho dentre todos os algoritmos analisados foi o Bayesian Regularization. Porém, apesar de ter obtido o segundo melhor desempenho, o algoritmo Levenberg-Marquardt necessitou de um tempo menor para treinar e preparar a rede neural. Os algoritmos derivados do algoritmo de treinamento Conjugate Gradient (CGB e SCG) também obtiveram resultados satisfatórios.

Comparando o desempenho dos dois melhores algoritmos de treinamento do RNA com o desempenho do SVM, obteve-se que, para a previsão de dados diversificados, a RNA respondeu melhor do que o SVM. Isso se deve ao fato de que a função Kernel tem uma limitação intrínseca quando amostras de dados com fortes ruídos ou não lineares são incluídos no conjunto de dados, e isso pode acarretar um mau desempenho do SVM.

Portanto, para o tipo de análise feita neste capítulo, recomenda-se o uso do algoritmo de treinamento denominado Bayesian Regularization ou o Levenberg-Marquardt.

CAPÍTULO 7

Reconfiguração otimizada de redes de distribuição levando-se em conta a geração fotovoltaica e os armazenadores de energia

7.1 INTRODUÇÃO

A conexão de GD fotovoltaicos (PV) a sistemas de energia não responde às variações elétricas do sistema da mesma forma que um gerador síncrono convencional. A fonte solar possui características únicas, como resposta de alta velocidade (baixa inércia) e alta taxa de variação para rampas de potência. Vários estudos, como os de Degefa *et al.* (2015), Golmohamadi e Keypour (2017) e Ismail (2016), tratam das preocupações associadas à alta penetração da geração distribuída nos sistemas de distribuição, tendo como consequências variações de tensão, variações de frequência e redução de perdas técnicas.

No que diz respeito à minimização de perdas técnicas de potência, uma solução base *particle swarm optimization* (PSO) é apresentada neste capítulo, mostrando eficiência e simplicidade na sua implementação (Soares *et al.*, 2015).

A minimização de perdas técnicas por meio da reconfiguração da rede de distribuição vem apresentando resultados promissores. Por exemplo, em Su, Chang e Chiou (2005), os autores introduziram um algoritmo de busca de colônias de formigas para resolver o problema de reconfiguração de rede otimizada para redução

de perdas técnicas. Esse algoritmo de colônia de formigas foi comparado a outros dois métodos: um algoritmo de otimização genética e um algoritmo de recozimento simulado. A comparação mostrou que a solução de colônia de formigas apresentou melhores resultados. Para mitigar distúrbios na qualidade de energia, Jazebi e Vahidi (2012) apresentaram uma solução para lidar com harmônicos, afundamentos de tensão e minimização de perdas de energia por reconfiguração da rede baseada em algoritmo de evolução diferencial. A rede reconfigurada demonstrou a eficácia da solução proposta, permitindo a melhoria dos indicadores de qualidade de energia e diminuição das perdas.

Em Pfitscher *et al.* (2013), um sistema inteligente de reconfiguração automática de uma rede de distribuição baseado na adaptação da central de ramais é utilizado para resolver problemas em tempo real, como redução de perdas, equilíbrio de carga e melhoria de indicadores de qualidade. Os autores testaram a metodologia proposta em uma grade real e os resultados mostraram melhora nos indicadores de desempenho da rede. Em Teimourzadeh e Zare (2014), os autores apresentam uma estratégia de reconfiguração de rede por meio do uso do algoritmo de busca de grupo binário. O objetivo de otimização foi a redução das perdas na rede. Segundo os autores, a simulação de diferentes casos de teste validou a solução proposta. A reconfiguração otimizada da rede de distribuição com algoritmos genéticos foi apresentada em Gupta, Swarnkar e Niazi (2014) para melhoria da qualidade e confiabilidade da energia. Henrique *et al.* (2013) propuseram um algoritmo evolutivo baseado em NSGA-II para resolver um problema multiobjetivo em uma reconfiguração de rede distribuída. As conclusões mostraram que o método proposto é capaz de lidar com as incertezas encontradas na análise.

Em Than e Viet (2014), uma reconfiguração otimizada da rede de distribuição para minimização de perdas técnicas e melhoria do perfil de tensão é obtida por meio do algoritmo de busca cuco. A simplicidade do algoritmo mostrou que ele pode ser um método eficiente para problemas de reconfiguração de redes de distribuição. Uma reconfiguração robusta para minimização de perdas ativas utilizando a técnica do cenário mais provável (MPS) é apresentada em Chittur, Tant e Radhakrishna (2015). Os autores utilizam o conceito de controle de horizonte recuado, concluindo que ambas as técnicas são adequadas para lidar com o problema de minimização apresentado. Em Fathabadi (2016), o problema de reconfiguração para minimização de perdas de potência é resolvido usando uma nova rede neural artificial (RNA) baseada em agrupamento dinâmico *fuzzy c-means*. Um tempo de processamento muito curto, estrutura simples e alta precisão são considerados os benefícios do método proposto. O poder da otimização por enxame de partículas binárias (BPSO) pode ser visto em Pegado *et al.* (2019). Os autores mostraram que esse algoritmo é uma ferramenta

poderosa para redução de perdas, realizando a reconfiguração da rede de distribuição, ao mesmo tempo que pode alcançar a otimização global.

Diferentemente dos trabalhos anteriores, nesse estudo foram utilizados sistemas de armazenamento de energia (EES) e inteligência artificial (IA) para reconfiguração otimizada de redes de distribuição de energia elétrica com penetração fotovoltaica. Para tanto, um alimentador de teste de modelo IEEE de 37 barramentos modificado é utilizado como cenário de aplicação. Tais modificações foram novos caminhos introduzidos no alimentador de teste original para que se possa ter rotas alternativas para o fluxo de potência.

As principais contribuições do presente estudo são:

- O desenvolvimento de um BPSO para a topologia otimizada de uma rede de distribuição, no que diz respeito à minimização das perdas técnicas de potência.
- A utilização de uma RNA para estimar a geração fotovoltaica e desempenho do ESS, para melhoria de desempenho da rede reconfigurada.
- A solução apresentada contribui para a redução de perdas técnicas por meio da reconfiguração otimizada de uma rede de distribuição, o que não era feito anteriormente, como o atual estado da arte e da literatura.

7.2 MATERIAIS E MÉTODOS

Esta seção traz as ferramentas e a metodologia utilizadas para alcançar os resultados apresentados neste trabalho.

7.2.1 PSO binário (BPSO)

O clássico *particle swarm optimization* (PSO) foi desenvolvido para funções de otimização contínuas, e não para funções de otimização discretas. Portanto, Eberhart e Shi (2004); Wu, Tsai e Hsu (2007); Pampara, Frankem e Engelbrecht (2005) e Bairoletti, Milani e Santucci (2017) propuseram uma versão binária para o PSO denominada *binary particle swarm optimization*.

Nos sistemas de distribuição de energia elétrica, a reconfiguração dos alimentadores é realizada por meio da abertura e fechamento de dispositivos de manobra. A mudança na posição dessas chaves pode reduzir as perdas nas linhas ou operar o sistema com maior segurança, como pela utilização de métodos de contingência. A estrutura resultante dessa comutação deve obedecer automaticamente à estrutura radial de um sistema de distribuição. Para tal configuração, o PSO pode ser utilizado para que sejam encontradas topologias ótimas para os sistemas em estudo.

O objetivo principal da reconfiguração do sistema de distribuição é minimizar as perdas técnicas totais nas linhas durante a sua operação normal. Esse problema pode ser formulado por (7.1):

$$L_{\text{losses}} = \sum_{i=1}^n I_i^2 \cdot R_i \quad (7.1)$$

onde L_{losses} são as perdas técnicas totais do sistema de distribuição, n é o número total de trechos de linha do sistema, I_i é o valor da corrente elétrica da i -ésima zona e R_i é a resistência do i -ésimo trecho de linha.

Para resolver esse problema, Wu, Tsai e Hsu (2007) propõem um BPSO modificado, que é o método utilizado neste estudo. Esse método define o operador de deslocamento (SO, do inglês *shift operator*) e o conjunto de operadores de deslocamento (SOS, do inglês *shift operator set*). O problema de reconfiguração de um sistema de distribuição pode ser tratado como uma otimização de permutação combinatória de '1' e '0', onde uma chave normalmente fechada (NC) corresponde a '1' e uma normalmente aberta (NO) a '0'.

7.2.1.1 Shift operator (SO)

Suponhamos que um sistema de distribuição possua uma determinada quantidade de chaves NF e NA. O status da combinação de chaves NC + NO é $[S_1, S_2, \dots, S_n]$ e será chamado de *sequence switch states* (SSS). Por exemplo, uma partícula ou indivíduo pode ser representado por uma sequência de zeros e uns. Nesse exemplo, uma partícula é um vetor binário com um conjunto de trechos de linha NC + NO. Para um sistema que contém em sua configuração 9 chaves, conforme mostrado na Figura 7.1, o SSS passa então a ser:

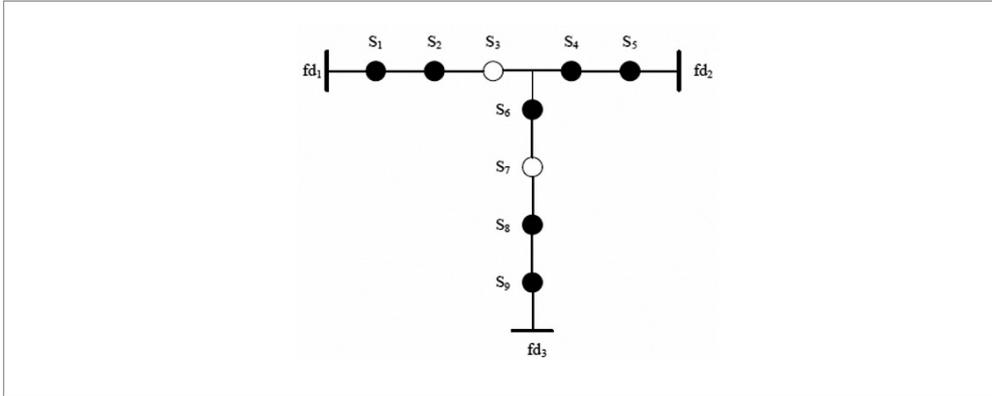


Figura 7.1 Configuração inicial do sistema utilizado como exemplo (fd – feeder).

Fonte: elaborada pelo autor.

$$SSS = x_i^k = \begin{matrix} [S_1, S_2, S_3, S_4, S_5, S_6, S_7, S_8, S_9] \\ [110111011] \end{matrix} \tag{7.2}$$

O SO é definido como um vetor de três dimensões, que armazena as seguintes informações:

- Qual bit de solução será deslocado.
- Em qual direção esse bit será deslocado (direita (R) ou esquerda (L)).
- Quantas posições o bit será deslocado de acordo com a direção atribuída.

A nova permutação SSS é definida por $SSS' = SSS \langle + \rangle SO$. O símbolo $\langle + \rangle$ indica que o operador shift foi aplicado ao vetor SSS.

Por exemplo, a Figura 7.2 ilustra a aplicação do SO no SSS, resultando no SSS', ou seja, o novo conjunto de zeros e uns para uma determinada partícula ou indivíduo após a aplicação do operador de deslocamento. Como se pode ver, o operador shift moveu o terceiro bit (0), uma posição para a direção direita (3, R, 1).

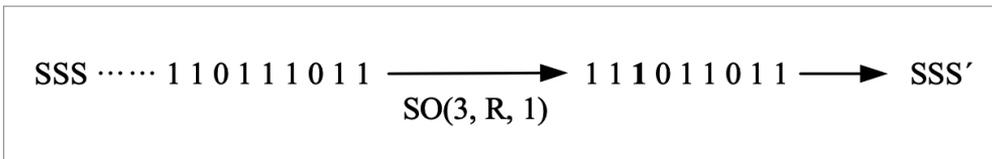


Figura 7.2 Aplicação do operador de turno SO.

Fonte: elaborada pelo autor.

7.2.1.2 Shift operator set (SOS)

O operador de deslocamento (SO) pode conter mais de uma operação, ou seja, um conjunto de operações pode ser realizado na mesma etapa. Um exemplo seria imaginar dois operadores SO_1 e SO_2 . Por meio da fusão entre os dois operadores, obtém-se o operador de deslocamento SOS resultante, tal que $SOS = \{SO_1, SO_2\} = SSS_1 \ominus SSS_2$, sendo SSS_1 e SSS_2 as duas partículas ou soluções (diferentes sequências de comutação NO e NC). O SOS é, de fato, encontrado comparando as posições dos interruptores, uma por uma. O operador \ominus é utilizado para indicar a geração dos operadores de turno SSS_1 e SSS_2 .

7.2.1.3 BPSO modificado

Com a definição dos operadores necessários dados pelo algoritmo modificado, o BPSO pode ser definido para resolver problemas de reconfiguração de topologias de sistemas de distribuição de energia elétrica aplicando (7.3) em (7.4).

$$x_i^{k+1} = x_i^k + V_i^{k+1} \quad (7.3)$$

onde

- x_i^{k+1} é a posição de uma partícula no instante $k+1$.
- x_i^k é a posição no instante k .
- V_i^{k+1} é a velocidade nova e ajustada que será aplicada à partícula.

$$V_i^{k+1} = (w \otimes V_i) \oplus (rand() \times (pbest \ominus x_i)) \oplus (rand() \times (gbest \ominus x_i)) \quad (7.4)$$

onde

- w é o operador de inércia.
- V_i é a velocidade no tempo k .
- $pbest$ é a melhor posição pessoal da partícula.
- $gbest$ é a melhor posição global entre todas as partículas.
- x_i é a posição real da partícula i .

A função do operador w é mantida nesse processo para ajustes nas áreas de busca. A abordagem do modelo BPSO adotada consiste em aumentar ou diminuir o passo a ser dado pelo operador de deslocamento a cada iteração. Assim, \otimes aplica o valor de w calculado ao tamanho do operador que consiste no passo de deslocamento.

A composição do coeficiente $rand()$ com o símbolo \times executa uma operação, para a qual a ação é escolher aleatoriamente um operador de deslocamento dentre os operadores agrupados em $(pbest \ominus x_{id})$ e $(gbest \ominus x_{id})$.

No exemplo anterior (Figura 7.2), conforme o SO resultante, o bit 3 foi deslocado para a direita, representado pela letra R , posição 1. Nessa operação, para que a radialidade do sistema fosse mantida, apenas 2 chaves poderiam permanecer abertas. Assim, a chave que corresponde a 3 (S_3) passou do estado NO (0) para o estado NC (1). Portanto, a nova configuração do sistema é apresentada na Figura 7.3.

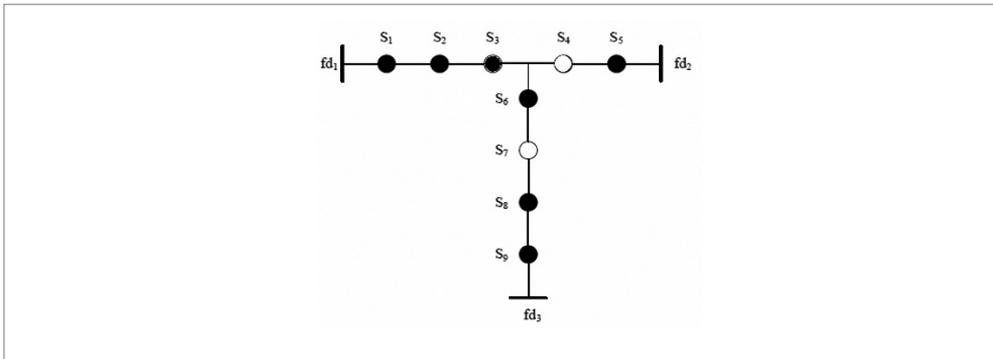


Figura 7.3 Configuração final do sistema após o SO aplicado.

Fonte: elaborada pelo autor.

O procedimento para implementação do algoritmo PSO segue os passos descritos em Wu, Tsai e Hsu (2007):

1. Escolha o tamanho da população (diferentes vetores binários que contêm combinações de chaves NO e NC), bem como o número máximo de iterações desejadas.
2. Inicie o SSS e os operadores de deslocamento SO aleatoriamente para aplicação às partículas.
3. Para cada partícula, avalie a função de aptidão de otimização desejada.
4. Compare a avaliação da etapa 2 com a $pbest$ de cada partícula. Se o valor atual for melhor que o valor anterior, atualize o atual $pbest$ como o novo $pbest$, incluindo o SSS e o valor da aptidão para $pbest$.
5. Compare a avaliação de cada um $pbest$ com o melhor valor de avaliação anterior da população. Se o valor real for melhor que o anterior $gbest$, atualize o valor de $gbest$, incluindo o SSS e o valor da $gbest$ aptidão.
6. Atualize o operador de turno SO e gere um novo estado de operação para os switches (SSS) e o valor de fitness para o $gbest$.

7. Repita o passo 3 até que um critério de parada seja satisfeito; isso geralmente significa um número máximo de iterações, de forma que esse número seja adequado para garantir uma função de aptidão de boa qualidade.

A Figura 7.4 apresenta o fluxograma do algoritmo utilizado.

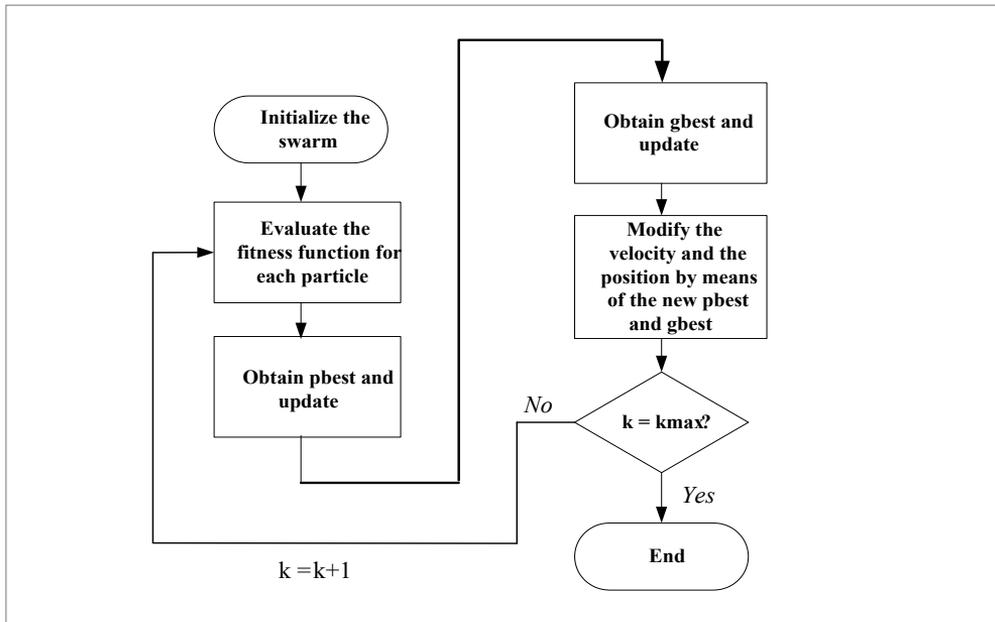


Figura 7.4 Fluxograma do BPSO.

Fonte: elaborada pelo autor.

7.2.2 Técnica para a verificação de barras isoladas no sistema de distribuição (SD)

Diversas topologias de sistema diferentes podem ser representadas por meio de diagramas compostos por um conjunto de pontos e linhas que se interligam. Por exemplo, os pontos podem ser os cantos de uma cidade e as linhas as ruas; também os pontos podem ser cidades e as linhas, rotas de voo percorridas pelos aviões; ou ainda, os pontos podem ser barramentos de um sistema elétrico e as linhas, suas linhas de transmissão ou distribuição. A abstração matemática de situações desse tipo dá origem ao conceito de gráfico.

O meio mais prático de representar a conectividade entre barramentos no SD é utilizar grafos em cadeia. Um sistema de distribuição de energia, dada a sua radialidade, pode ser representado por uma floresta de grafos. Nesta seção, é apresentada

uma introdução à teoria dos grafos, juntamente com um método simples para representar um sistema radial.

Tomando como exemplo o gráfico da Figura 7.5 e considerando cada vértice como uma barra e cada aresta como uma linha de um sistema de distribuição, o primeiro passo é obter o mapeamento das linhas relacionando seus terminais de barramento e suas origens. Para concluir, os números substituíram a nomenclatura dos vértices e arestas para facilitar a compreensão do método utilizado, o que resultou na Figura 7.5.

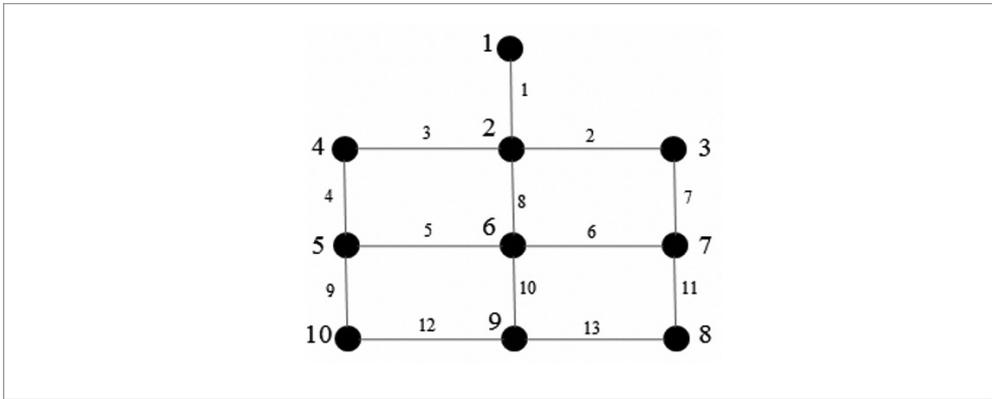


Figura 7.5 Representação de um sistema de matriz elétrica.

Fonte: elaborada pelo autor.

A Tabela 7.1 é usada para determinar a conectividade de cada barramento.

Tabela 7.1 Conectividade dos barramentos do sistema representado na Figura 7.5

Linha	Barra inicial	Barra final
1	1	2
2	2	3
3	2	4
4	4	5
5	5	6
6	6	7
7	3	7
8	2	6
9	5	10
10	6	9
11	7	8
12	10	9
13	9	8

Fonte: elaborada pelo autor.

A partir desse ponto, utiliza-se o conceito de matriz de adjacência e matriz laplaciana (Brooks; Barooah, 2016), e chamaremos o gráfico representado na Figura 7.5 de G .

Dado o gráfico $G = (V, E)$ com n vértices, a matriz de adjacência da matriz G é a matriz de ordem n dada por $A(G) = [a_{ij}]$, aqui $a_{ij} = 1$ se $v_i v_j \in E$, sendo E a energia do gráfico, e $a_{ij} = 0$ nas demais entradas.

A matriz laplaciana de G é a matriz de ordem n dada por $L(G) = [l_{ij}]$, onde $l_{ij} = -1$ se $v_i v_j \in E$, $l_{ij} = d(v_i)$ e $l_{ij} = 0$ nas entradas restantes. A matriz laplaciana e a matriz de adjacência estão relacionadas da seguinte maneira (7.5):

$$L = D - A \quad (7.5)$$

onde D é a matriz diagonal com os graus dos vértices. Para ilustrar essa teoria, é dado o seguinte exemplo.

A matriz a é formada de modo que suas linhas e colunas correspondam ao número de barras do sistema, obtendo-se assim uma matriz quadrada. Nesse caso específico, tem-se uma matriz de 10×10 . O valor -1 é atribuído para indicar a conectividade entre os barramentos. As barras que não possuem conectividade entre si recebem o valor 0 . Por exemplo, ao elemento $a_{2,3}$ da matriz a é atribuído o valor -1 , indicando a conectividade entre as barras 2 e 3 . Porém, em $a_{2,10}$, o valor 0 é atribuído, pois a barra 2 não possui conectividade com a barra 10 . Este processo é realizado em todas as barras e, por fim, os valores atribuídos a cada coluna da matriz a são somados e armazenados na diagonal principal que corresponde a cada barra. Para melhor compreensão desse conceito, outro exemplo é dado.

Se considerarmos que nenhuma reta está aberta, a matriz a teria a composição mostrada na Figura 7.6.

$$a = \begin{pmatrix}
 -1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 -1 & -4 & -1 & -1 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & -1 & -2 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & -1 & 0 & -2 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & -1 & -3 & -1 & 0 & 0 & 0 & -1 \\
 0 & -1 & -1 & 0 & -1 & -4 & -1 & 0 & -1 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & -3 & -1 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & -2 & -1 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & -1 & -3 & -1 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & -1 & -2
 \end{pmatrix}$$

Figura 7.6 Matriz a para o caso em que todas as linhas estão ativas.

Fonte: elaborada pelo autor.

Verifica-se que as somas dos valores armazenados nas colunas correspondentes a cada barra foram somadas e atribuídas à linha diagonal principal da matriz. Agora, considere que a linha 2 e a linha 6 do sistema representado na Figura 7.6 foram removidas da configuração. A matriz a mudará sua composição, conforme mostrado na Figura 7.7.

$$a = \begin{pmatrix}
 -1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 -1 & -3 & 0 & -1 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & -1 & 0 & -2 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & -1 & -3 & -1 & 0 & 0 & 0 & -1 \\
 0 & -1 & -1 & 0 & -1 & -3 & 0 & 0 & -1 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -2 & -1 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & -2 & -1 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & -1 & -3 & -1 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & -1 & -2
 \end{pmatrix}$$

Figura 7.7 Matriz a para o caso das linhas 2 e 6 como inativas ou abertas.

Fonte: elaborada pelo autor.

Utilizando a Figura 7.7, pode-se observar, nos elementos destacados, que os valores atribuídos às diagonais principais, que correspondem aos barramentos aos quais as linhas retiradas estavam conectadas, de fato, tiveram uma redução em seus valores. Dessa forma, o resultado do somatório nas diagonais correspondentes às barras 2, 3, 6 e 7 (Figura 7.5) é inferior ao da Figura 7.6.

A viabilidade consiste, portanto, em detectar quais configurações da matriz a são permitidas e quais não são, para que o sistema seja solucionável ou viável. Portanto, pode ser verificado pelos elementos da diagonal principal que apresentam o valor 0. Isso significaria que o barramento que corresponde àquela coluna está isolado. Assim, o sistema isolaria um barramento e, como tal, uma solução com este tipo de configuração não seria viável. Quanto maior a complexidade do sistema, maior será o número de análises e casos para observação, chegando, assim, à possibilidade de métodos iterativos.

7.2.3 Metodologia

Para validar o desempenho do algoritmo de otimização BPSO, foram realizados três estudos de caso e foi considerado o alimentador de teste da barra IEEE 37 modificado, conforme mostrado na Figura 7.8. A modificação é a adição de geradores distribuídos nas barras 710, 711 e 741. Os geradores distribuídos foram colocados nesses locais por estarem mais afastados da fonte principal (barra 799), o que lhes permite ter maior atuação em todo o sistema. Ressalta-se que as perdas do sistema sem a mudança de topologia e adição de sistema de armazenamento de energia foram de 0,03921 pu.

Para esse estudo, foi feita análise estática, ou seja, não foi considerada a demanda variável. Portanto, o fluxo de potência das cargas e as injeções de potência estão relacionados ao período em que ocorre a geração fotovoltaica máxima. Uma RNA estima a geração fotovoltaica e seus dados foram utilizados nos casos 2 e 3. Essas informações podem ser encontradas na próxima seção (7.2.3.1). Além disso, o fluxo de potência, o BPSO e os algoritmos de teste de viabilidade foram desenvolvidos em script MatLab.

Como o sistema é puramente radial e sem recursos distribuídos (geradores distribuídos), torna-se necessária a adição de rotas alternativas, criando assim um sistema com recurso. Além disso, o custo adicional resultante da adição de novas seções não deve ser tomado em consideração. Portanto, deve-se tratar o sistema como se já existisse da forma proposta e ilustrada na Figura 7.8.

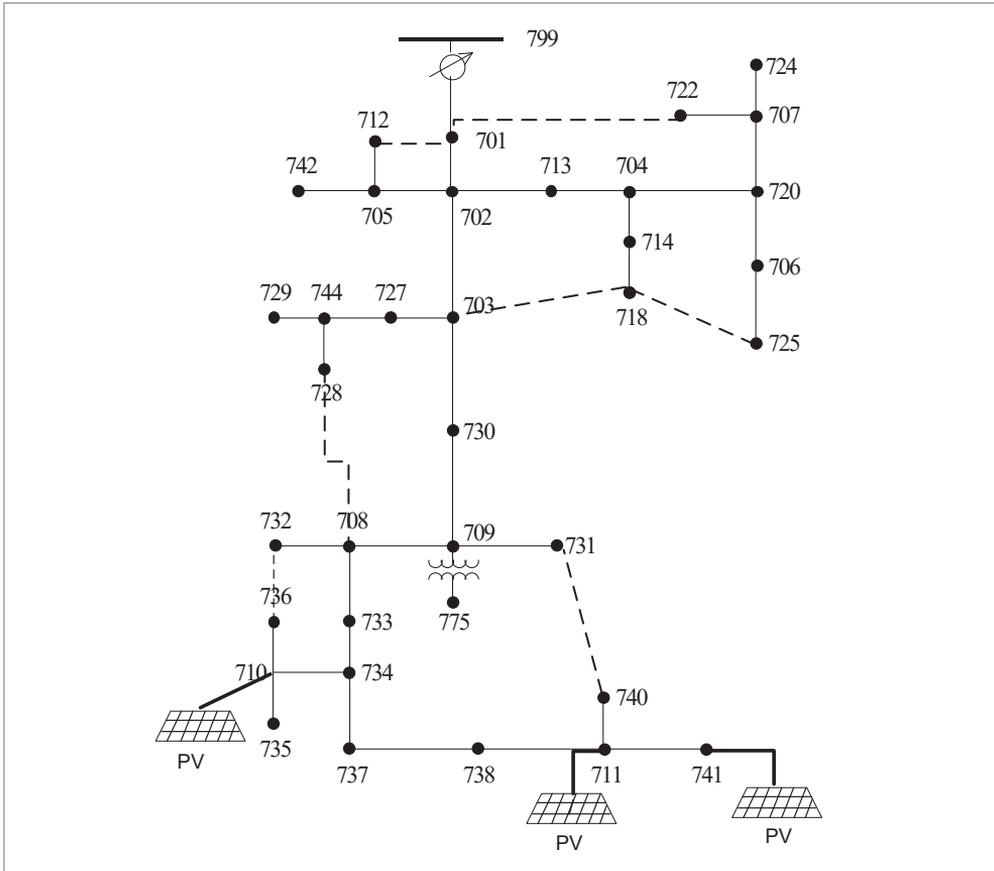


Figura 7.8 Sistema de barramento IEEE 37 modificado.

Fonte: elaborada pelo autor.

Observe na Figura 7.8 que as seguintes seções foram ativadas:

- 712-701.
- 701-722.
- 703-718.
- 718-725.
- 728-708.
- 732-736.
- 730-741.

Todas as seções adicionadas foram atribuídas com os mesmos parâmetros de linha das seções 701-702, pois a maior parte do fluxo de potência é originalmente encontrada nesta seção. Porém, a condição que não é suficiente para que uma topologia seja radial é encontrada em (7.6) (Civanlar *et al.*, 1988):

$$\text{Linhas} = \text{barras} - 1 \quad (7.6)$$

com

- Linhas – o número de linhas do sistema.
- Trechos – o número de trechos do sistema.

O número de chaves que podem ser abertas para a reconfiguração pode ser determinado por (7.7):

$$\text{IntERRUPTORES} = \text{Lines}_m - \text{Lines}_r \quad (7.7)$$

onde

- Lines_m é o número de linhas do sistema em *loop*.
- Lines_r é o número de linhas do sistema radial.

Portanto, para o caso em análise, um total de 5 chaves deverão estar abertas para reconfiguração, já que o sistema possui 42 trechos após as modificações.

O espaço de busca para o problema pode ser obtido pela análise combinatória, em que o número de combinações de elementos NB tomados de N a N é definido como (7.8) (Ubirajara; Nunes; Nunes, 2017):

$$C_{NB}^N = \frac{NB!}{N!(NB-N)!} \quad (7.8)$$

Conforme (7.8), o espaço de busca resulta em 850.668 possibilidades, justificando assim a utilização de um algoritmo de otimização para resolução desse problema.

A função de otimização objetivo é dada por (7.9):

$$\text{Min} \sum (R.I^2)^p \quad (7.9)$$

onde

- $(R.I^2)^\rho$ são perdas ativas nas fases a, b e c .
- ρ são as fases a, b e c .

O conjunto de restrições utilizadas para esse problema está relacionado ao cálculo do fluxo de potência pelo algoritmo de Newton-Raphson. Conforme discutido em Ismail (2016), essas restrições podem ser dadas por (7.10), (7.11) e (7.12).

Sujeito a:

$$V_{min}^\rho \leq V_{i,k}^\rho \leq V_{m\bar{x}}^\rho \quad (7.10)$$

$$PI_i^\rho - PD_i^\rho - \sum P_{i,k}^\rho = 0 \quad (7.11)$$

$$QI_i^\rho - QD_i^\rho - \sum Q_{i,k}^\rho = 0 \quad (7.12)$$

onde

- V_{min}^ρ é a magnitude da tensão mínima das três fases.
- $V_{m\bar{x}}^\rho$ é a magnitude máxima da tensão das três fases.
- PI_i^ρ é a potência ativa injetada no nó i para as três fases.
- PD_i^ρ é a potência ativa drenada para o nó i para as três fases.
- QI_i^ρ é a potência reativa injetada no nó i para as três fases.
- QD_i^ρ é a potência reativa drenada para o nó i para as três fases.
- $P_{i,k}^\rho$ é o fluxo de potência ativa que vai do nó i ao nó k das três fases.
- $Q_{i,k}^\rho$ é o fluxo de potência reativa que vai do nó i ao nó k para as três fases.

7.2.3.1 Previsão de geração de energia fotovoltaica

Uma RNA estimou a geração fotovoltaica conforme procedimento descrito em (Monteiro *et al* 2017). A estrutura da RNA é apresentada na Tabela 7.2. A previsão é realizada com base em dados meteorológicos coletados do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) da cidade de Uberlândia-MG. A Figura 7.9 mostra uma comparação entre os dados medidos e os dados estimados. Portanto, a geração de pico fotovoltaico resultante determinada pela RNA foi de 1.269 kW.

Tabela 7.2 Estrutura da RNA

Arquitetura	Técnica	Nº de camadas	Neurônio oculto	Tempo de atraso aproveitado	Função de ativação/camada oculta	Função de ativação/camada de saída
NARX	Bayesian Regularization (BR)	2	10	2	Tangente-Sigmoide	Linear

Fonte: elaborada pelo autor.

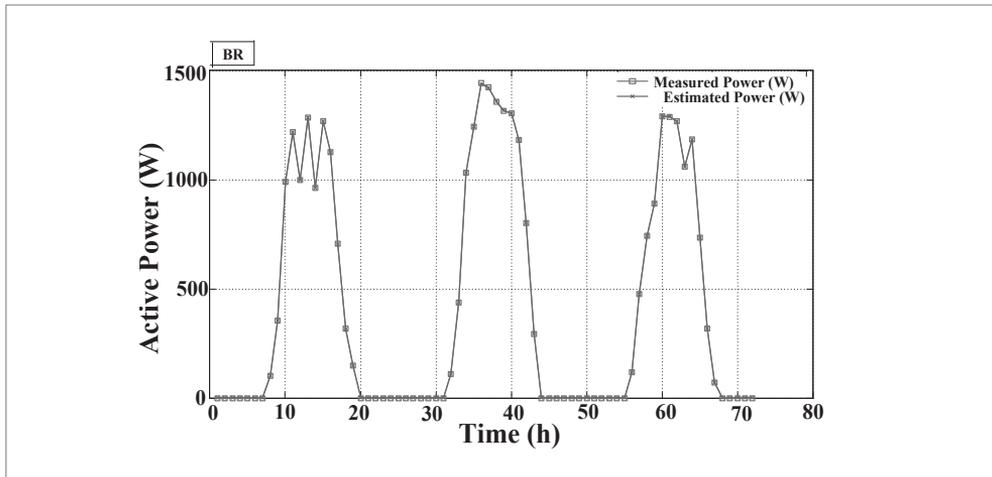


Figura 7.9 Potência medida (W) e potência estimada (W) para 72 horas.

Fonte: elaborada pelo autor.

Como pode ser observado na Figura 7.9, o horizonte de previsão é de 72 horas. Inicialmente, a RNA foi treinada para estimar a geração fotovoltaica dependendo apenas da quantidade de informações de irradiação, ambiente e temperatura dos painéis solares que o usuário possui. A título de exemplo, foi calculada uma previsão de 72 horas e apresentada na Figura 7.9.

Foi utilizado um sistema real para coletar os dados de treinamento da RNA e depois dimensionar o sistema fotovoltaico para simulá-lo no alimentador de teste de 37 barras. O inversor de potência utilizado no sistema real é o PHB3000-NS cuja potência nominal é de 3.000 W. A tensão mínima MPPT (*maximum power point tracking*) é de 80 V. Devido à sua baixa tensão CC, esse inversor é capaz de operar em condições de baixa irradiação gerando baixa potência de saída no lado CA.

7.2.3.2 Dimensionamento do armazenamento de energia elétrica (AEE)

Os métodos utilizados para determinar o tamanho do AEE foram mostrados em Monteiro *et al.* (2016). A partir das análises desenvolvidas na seção anterior, a demanda de pico do sistema foi definida como 2.457 kW e a geração de pico fotovoltaico em 1.269 kW. À semelhança de Dufo-López, Lujano-Rojas e Bernal-Agustín (2014), o AEE foi limitado a 10% da diferença entre os valores nominais da geração fotovoltaica e da procura máxima. Caso contrário, os valores dimensionados seriam difíceis de alcançar.

Para melhor compreensão, a Tabela 7.3 apresenta um resumo do sistema considerado.

Tabela 7.3 Parâmetros do sistema de potência

Quantidade	kW	kWh
Demanda de pico do sistema	2.457	-
Geração de pico fotovoltaico	1.269	-
Capacidade de armazenamento de energia	110	54.000

Fonte: elaborada pelo autor.

Os perfis de demanda e fotovoltaico (estimado) do sistema são mostrados na Figura 7.10.

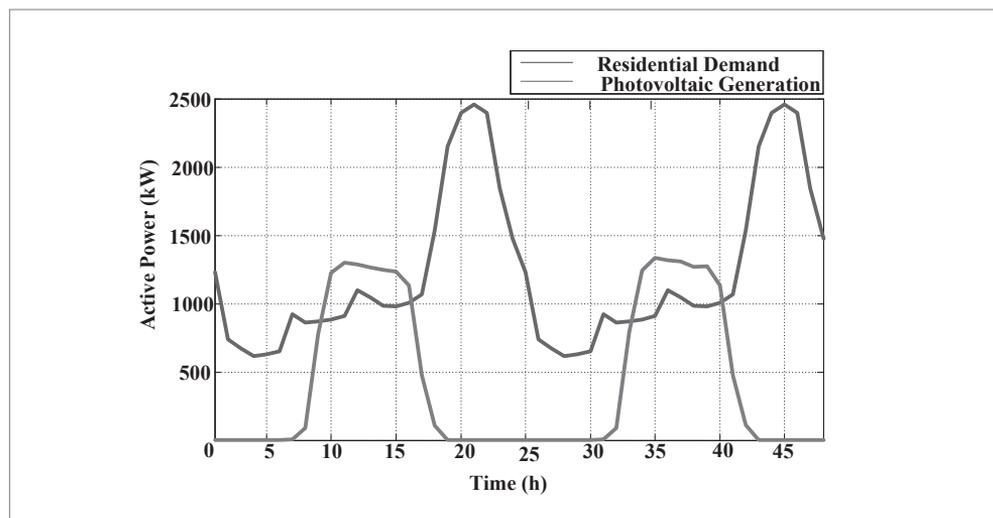


Figura 7.10 Demanda de energia versus geração fotovoltaica.

Fonte: elaborada pelo autor.

7.3 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Para demonstrar a eficácia do algoritmo BPSO, o processo de otimização foi feito para três situações diferentes:

- Caso I: o desempenho do BPSO foi avaliado com a carga nominal, sem considerar a GD.
- Caso II: o segundo caso leva em consideração a geração fotovoltaica máxima nas barras 710, 711, 741; e o nível de carga de demanda nominal.
- Caso III: o terceiro caso considera a situação de maior geração fotovoltaica (barras 710, 711 e 741) e a demanda real do sistema no horário diurno considerado (esse cenário é próximo de um caso real).

Primeiramente, com exceção do caso III, todos os casos foram simulados considerando a injeção de ESS na barra 738 e depois não considerando a injeção de ESS em todos os casos. Quanto à modelagem das baterias, no cálculo do fluxo de potência elas foram inseridas como carga com fator de potência unitário ao carregar, e como gerador, ou seja, injetando potência ativa, com fator de potência unitário ao descarregar.

Como não estava disponível a informação referente ao valor ótimo para essa otimização, optou-se por testar o número de partículas até atingir 100 partículas. Cada uma das quantidades de partículas foi testada com 100 iterações. O primeiro caso foi usado para essa tarefa. A Figura 7.11 apresenta os melhores resultados alcançados para as quantidades de partículas. O computador utilizado para essas simulações foi um iMac com processador Intel Core i7 de 4 GHz e 32 GB de RAM.

Ao analisar a Figura 7.11, verifica-se que o algoritmo converge. Nos testes com 60 partículas para 100 iterações, o algoritmo alcançou seu melhor resultado geral das quantidades restantes, com exceção da otimização com 80 partículas, que obteve o mesmo resultado. Porém, para otimizar, deve-se levar em consideração que quanto mais partículas forem utilizadas, maior será o tempo computacional gasto. Assim, recomenda-se que, para esse caso, sejam utilizadas 60 partículas para 100 iterações. Dessa forma, essas quantidades foram utilizadas também para os outros três casos.

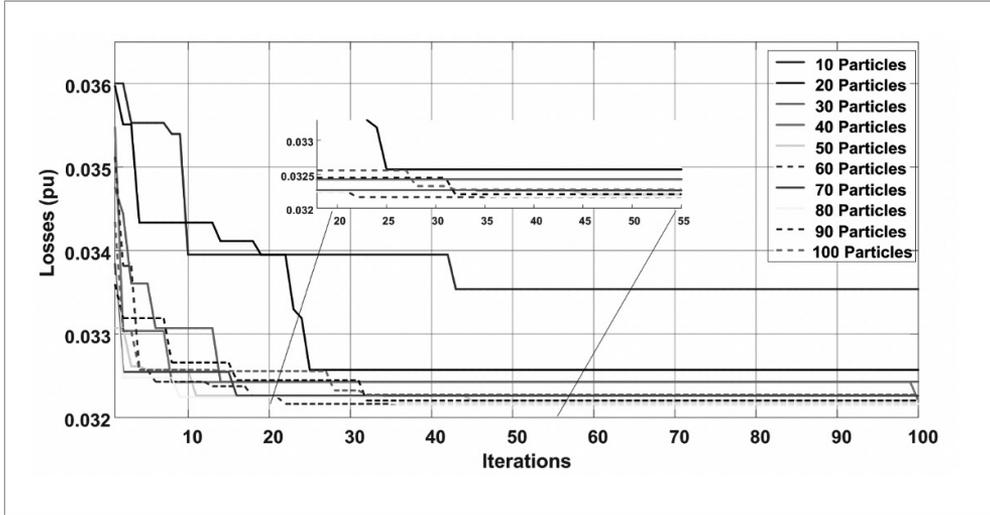


Figura 7.11 Convergência BPSO.

Fonte: elaborada pelo autor.

Pela Tabela 7.4, apresentada a seguir, nota-se que o algoritmo converge no valor de 0,032 pu, pois a média dos 10 resultados obtidos nas simulações para cada quantidade de partículas apresenta essa convergência.

Tabela 7.4 Partículas diversas, trechos abertos e perdas em pu - $S_{base} = 1 \text{ MVA}$

Número de partículas	Topologia	Perdas (pu)	Média
10	5, 10, 19, 21, 28	0,03354	0,032775
20	10, 11, 12, 21, 42	0,03257	0,03245
30	5, 10, 11, 12, 20	0,03243	0,032515
40	5, 10, 11, 28, 42	0,0322	0,032235
50	5, 10, 11, 28, 42	0,0322	0,03223
60	5, 10, 12, 29, 42	0,03209	0,0322
70	5, 10, 15, 25, 28	0,03226	0,032345
80	5, 10, 15, 28, 37	0,03216	0,032205
90	5, 10, 11, 28, 42	0,0322	0,032235
100	10, 11, 25, 28, 37	0,03227	0,03222

Fonte: elaborada pelo autor.

A Tabela 7.5 apresenta a enumeração dada aos trechos de linha, enquanto a Tabela 7.4 mostra para cada quantidade de partículas, a sequência de trechos abertos que apresentaram os melhores resultados ao longo do processo de otimização. Na Tabela 7.5, as seções em *itálico* são as seções adicionais.

Tabela 7.5 Trechos e numeração atribuída

Trecho		Numeração atribuída	Trecho		Numeração atribuída
799	701	1	709	731	22
701	702	2	709	708	23
701	712	3	710	735	24
701	722	4	710	736	25
702	705	5	711	741	26
702	713	6	711	740	27
702	703	7	713	704	28
703	727	8	714	718	29
703	730	9	720	707	30
703	718	10	720	706	31
704	714	11	727	744	32
704	720	12	730	709	33
705	742	13	733	734	34
705	712	14	734	737	35
706	725	15	734	710	36
718	725	16	737	738	37
707	724	17	738	711	38
707	722	18	744	728	39
708	733	19	744	729	40
708	732	20	740	731	41
728	708	21	732	736	42

Fonte: elaborada pelo autor.

O segundo caso é uma situação em que o sistema está com maior nível de carga de demanda, maior geração fotovoltaica e AEE, conforme Tabela 7.3.

Para o terceiro caso, foi realizada uma simulação mais próxima de um caso real, e é aqui que a previsão da RNA se justifica. Para esse caso, conforme mostra a Figura 7.10, verifica-se que a maior penetração da GD ocorre no horário 14h, correspondendo a um nível de carga nominal 42,49% inferior ao observado em Monteiro *et al.* (2018). Porém, para efeito de comparação, foi considerado um nível de carga 50% menor. Como a geração da GD é superior à demanda de carga, neste estudo, não foi necessária a utilização do AEE.

Foram realizados quatro testes para avaliar a melhor posição do ESS no sistema, levando em consideração localizações concentradas e distribuídas. Para a topologia concentrada, no primeiro teste, o EES foi colocado no barramento 730. No segundo

teste, o ESS é colocado no barramento 738. Já para a topologia distribuída, o terceiro teste é realizado com a colocação do EES nos barramentos 701, 730, 738 e, na quarta prova, os trechos 724, 729 e 738 são escolhidos para receber o AEE. Segundo Monteiro *et al.* (2018), a melhor topologia foi encontrada no segundo caso, ou seja, as menores perdas sofridas pelo alimentador de teste tiveram o EES alojado na barra 738. A Tabela 7.7 mostra a comparação entre as perdas com e sem EES para a sequência de trechos abertos encontrados pela otimização BPSO com 60 partículas e 100 iterações.

A Figura 7.12 mostra o ESS operando durante 5 dias. Destaque que é considerado apenas o tempo em que o ESS está carregando ou descarregando, ou seja, foram retiradas as horas em que o ESS não é utilizado no modo carga-descarga. Assim, observe que nesse intervalo são realizados 5 ciclos de carga/descarga mostrando as perdas com e sem ESS. Cada ciclo representa um ciclo completo de carga-descarga por dia. Seguindo o processo descrito na Figura 7.2, um valor positivo (eixo esquerdo “y”) significa que o ESS está descarregando energia e um valor negativo significa que o ESS está no modo de carregamento. Por exemplo, entre 6 e 10 horas, mostra o ESS operando no modo de carregamento, ou seja, quando a demanda da rede está crescendo e atinge seu pico, e a geração fotovoltaica está diminuindo. Os valores no eixo “y” direito mostram o desempenho das perdas com e sem ESS.

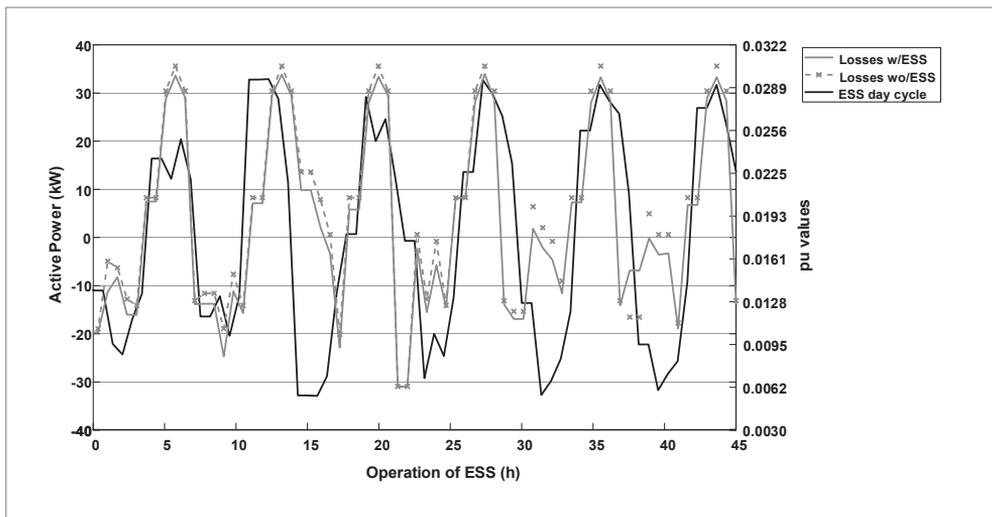


Figura 7.12 Ciclo diário do EES, perfil de perdas com e sem EES.

Fonte: elaborada pelo autor.

A Tabela 7.6 resume os resultados dos três estudos de caso.

Tabela 7.6 Desempenho do BPSO para todos os estudos de caso – Sbase = 1 MVA

Base	Parâmetros	Estudo de caso 1	Estudo de caso 2	Estudo de caso 3
Sem reconfiguração	Perdas (pu)	0,03921	0,03921	0,0085
Com reconfiguração	Perdas (pu)	0,03209	0,00924	0,00445
	Chaves	5, 10, 12, 29, 42	12, 28, 31, 39, 42	3, 4, 11, 12, 23
	Perdas com ESS (pu)	0,02879	0,00882	-
	Chaves	5, 6, 10, 20, 29	11, 12, 15, 39, 42	-

Fonte: elaborada pelo autor.

Os resultados da Tabela 7.6 mostram que uma redução considerada de perdas foi alcançada pelo algoritmo BPSO. Para o caso 1, em comparação com o caso base, foi alcançada uma redução de perdas de 18,15% e, ao considerar o AEE, a redução aumentou para 26,57%. O estudo de caso 2 resultou em uma redução elevada de 76,43% e 77,50% quando se considera a AEE. Por fim, o estudo de caso 3 obteve redução de 47,64% nas perdas.

Uma vez estimada a geração fotovoltaica em 72 horas, o algoritmo proposto poderá ser usado entre essas horas. Porém, para um resultado de erro menor, recomenda-se um uso de 24 horas, uma vez que as condições meteorológicas são muito voláteis.

Não é uma tarefa fácil comparar esses resultados com outros resultados da literatura. Entretanto, isso pode ser feito com sistemas com mais de 30 barras. Os resultados do algoritmo BPSO apresentados neste capítulo são comparados de acordo com os mesmos estudos de caso investigados pelos artigos referenciados na *última* coluna. Como se pode ver na Tabela 7.7, a abordagem testada teve uma resposta melhor do que outras abordagens. A comparação feita leva em consideração duas otimizações multi-intervalos (Souza *et al.*, 2016a; Souza *et al.*, 2016b).

Tabela 7.7 Comparação da literatura

Algoritmo	CLONALG	Copta-aiNet	Copt-aiNet / Opt-aiNet	IEPSO	BPSO sem armazenamento de energia	BPSO com armazenamento de energia
Barras	87	87	84	33	37	37
Caso comparado	1	1	1	1e3	1e3	1
Redução de perdas (%)	10,05	10,05	11,66	23,26 e 17,98	18,15 e 47,64	26,57
Referência	Souza <i>et al.</i> (2016a)	Souza <i>et al.</i> (2016b)	Souza; Romero; Franco (2015)	Napis <i>et al.</i> (2018)	Este trabalho	Este trabalho

Fonte: elaborada pelo autor.

7.4 CONCLUSÕES

O algoritmo BPSO demonstrou alta eficiência para a otimização de um sistema de distribuição de energia elétrica, aproximando-se da minimização de perdas. Existe um cenário de análise de big data, com 850.668 possibilidades topológicas, que dificulta a tarefa de encontrar uma boa topologia por meio de métodos iterativos de força bruta, e somente a IA pode lidar com tal problema.

A convergência do BPSO para esse caso retornou um valor de 0,032 pu, seguindo a média recuperada das simulações realizadas para o número de partículas e o número de iterações apresentadas. A melhor topologia encontrada precisou de 60 partículas e 100 iterações para ser descoberta. Três estudos de caso foram simulados para mostrar a vantagem do algoritmo BPSO.

Por fim, concluiu-se que, para processos de otimização, a utilização do BPSO na reconfiguração de sistemas de energia elétrica mostrou-se uma ferramenta viável e funcional.

CAPÍTULO 8

Monitoração não intrusiva de cargas elétricas utilizando classificadores de inteligência artificial de ponta: análise de desempenho de redes neurais artificiais e técnicas de aprendizagem profunda

8.1 INTRODUÇÃO

A conservação de energia elétrica nos dias de hoje é um desafio que pesquisadores têm tentado superar com a proposição de novos programas de conservação, novas tecnologias ou novos métodos para a minimização do consumo de energia elétrica. Dentro desse panorama, pode-se destacar o setor residencial brasileiro que, no ano de 2017, foi responsável por 28,86% do consumo de energia elétrica total do país (Procel, 2017). Essa é uma crescente preocupação, uma vez que os recursos de energia são limitados e o aumento do consumo do setor elétrico tem impactos diretos e negativos no meio ambiente, por exemplo as emissões de CO_2O_2 (Zoha *et al.*, 2012).

Uma significativa redução no consumo de energia elétrica pode ser obtida por meio de informações detalhadas enviadas aos consumidores sobre o seu próprio consumo. Isso pode ser comprovado pelo material coletado e publicado que levou em consideração mais de 60 estudos que obtiveram como respostas que a máxima

economia de energia elétrica poderia ser alcançada se fossem utilizados mecanismos que disponibilizassem ao consumidor o seu próprio consumo em tempo real, diferente das tradicionais contas mensais de energia elétrica (Ehrhardt-Martinez; Donnelly; Laitner, 2010).

As técnicas existentes que possibilitam esse acompanhamento em tempo real do consumo de energia elétrica são possíveis de serem aplicadas por meio dos denominados medidores inteligentes (*smart meters*), amplamente utilizados para análise de parâmetros elétricos em tempo real. Esses medidores, além de coletarem informações em tempo real, podem enviá-las por meio de tecnologias sem fio para centros de processamento de dados, além de serem capazes de receber informações e processá-las, ou seja, têm tecnologia de comunicação bidirecional (Buchholz, 2014).

Dentre as técnicas para o monitoramento em tempo real do consumo de energia elétrica, duas têm chamado maior atenção de pesquisadores e desenvolvedores: o monitoramento intrusivo de carga (ILM, do inglês *intrusive load monitoring*) e o monitoramento não intrusivo de carga (NILM, do inglês *non-intrusive load monitoring*).

O monitoramento intrusivo de cargas necessita de um número de medidores tal qual a quantidade de cargas a serem monitoradas. A vantagem dessa técnica é ter, sem erros, o consumo individual de cada equipamento elétrico a ser monitorado. Porém, tem como desvantagem o alto custo devido à quantidade de medidores ou pontos de medidas a serem utilizados. Já a técnica de desagregação por monitoramento não intrusivo necessita de somente 1 ponto de medição e, com técnicas de desagregação de cargas, consegue separar e classificar quais cargas estão sendo utilizadas naquele instante. O NILM pode ser realizado uma vez que as cargas elétricas, eletrodomésticos por exemplos, têm o que se denomina assinatura de carga (Zeifman; Roth, 2011). Essa assinatura de carga as difere, como mostra a Figura 8.1.

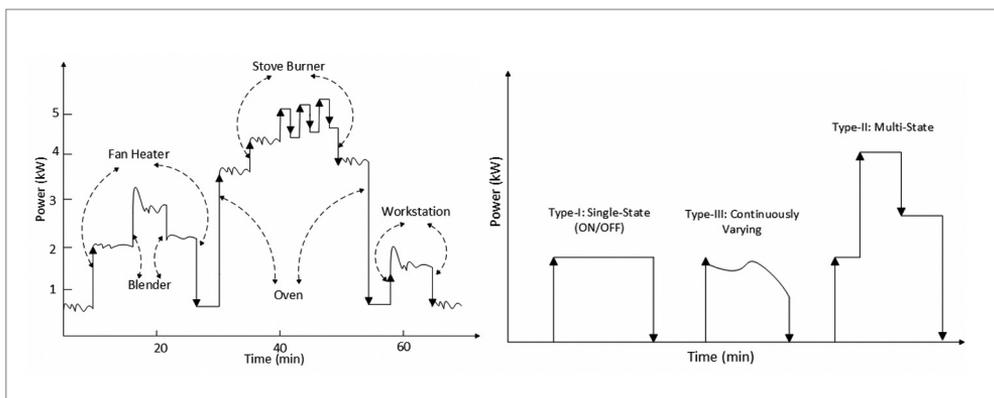


Figura 8.1 Desagregação de carga pelo método não intrusivo.

Fonte: Zoha et al., 2012.

Dessa maneira, as cargas são divididas em 4 grupos (Hoyo-Montaño *et al.*, 2016):

- Tipo I: estado único: ligado / desligado. Exemplos: lâmpadas, torradeiras etc.
- Tipo II: multiestados. Exemplos: máquinas de lavar, forno elétrico etc.
- Tipo III: continuamente variante. Exemplos: furadeiras e lâmpadas dimerizáveis.
- Tipo IV: cargas de consumo permanente. Exemplos: televisores em standby, aparelhos de DVD etc.

As cargas tipo I são mais simples de serem detectadas, porém, dependendo da sua potência nominal e do consumo de energia elétrica, pode ser que a técnica aplicada para a desagregação não consiga chegar a uma conclusão de qual equipamento elétrico está sendo utilizado. Devido à característica própria de cada equipamento elétrico (harmônicos de corrente, potência, características de uso, entre outras), pesquisadores têm encontrado dificuldades em desagregar cargas no nível de baixa potência devido às características próximas de funcionamentos que alguns equipamentos possuem, como ilustra a Figura 8.2.

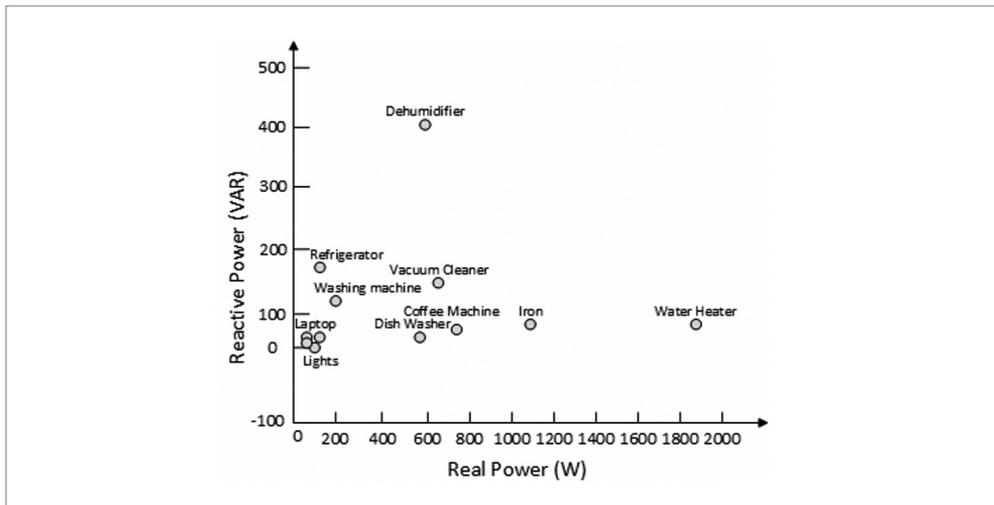


Figura 8.2 Características de potência nominal de diversos eletrodomésticos.

Fonte: elaborada pelo autor.

Dentre as técnicas utilizadas para a desagregação não intrusiva de cargas elétricas, podem ser citadas:

- Algoritmos genéticos.
- Redes neurais artificiais.

- Decomposição da forma de onda por série de Fourier.
- Valores de pico e RMS de tensão e corrente.
- Transformada rápida de Fourier.

Apesar dos avanços recentes (Zoha *et al.*, 2012), há uma série de problemas em aberto nesse campo. Para superar as limitações, este capítulo propõe um estudo comparativo de diversas ferramentas de inteligência artificial de ponta para a desagregação não intrusiva de cargas, a fim de se obter a melhor dentre as analisadas. Um comparativo dos melhores resultados encontrados com pesquisas atuais também é feito.

Dessa maneira, este capítulo tem como contribuições:

- A utilização do sinal de corrente elétrica do sistema em análise.
- Uma metodologia para identificar equipamentos elétricos residenciais por meio dos sinais de corrente e potência ativa.
- Um comparativo entre 3 técnicas de inteligência artificial de ponta para a classificação na desagregação de cargas elétricas residenciais pelo método de monitoramento não intrusivo.
- A apresentação de uma arquitetura de rede neural convolucional que resulta em maiores taxas de acurácia comparada a trabalhos já publicados.

8.2 CLASSIFICADORES

8.2.1 Rede neural densa

Para construir uma rede neural, é preciso conectar vários neurônios entre si, formando uma espécie de grafo. A forma como essas conexões são feitas determina o que é conhecido como arquitetura da rede.

Uma rede neural é composta de camadas, e cada camada é um conjunto de neurônios distribuídos em uma determinada ordem dentro da rede; cada camada pode ter uma quantidade diferente de neurônios. Em geral, considera-se como a primeira camada os dados de entrada, a última como a camada de saída e se existirem camadas intermediárias, entre a primeira e última, são denominadas camadas ocultas.

Nesta pesquisa, foi utilizada a arquitetura de rede conhecida como *multilayer perceptron* (MLP). Nesse tipo de rede, todos os neurônios de uma camada estão conectados com os neurônios da camada seguinte, como mostra a Figura 8.3.

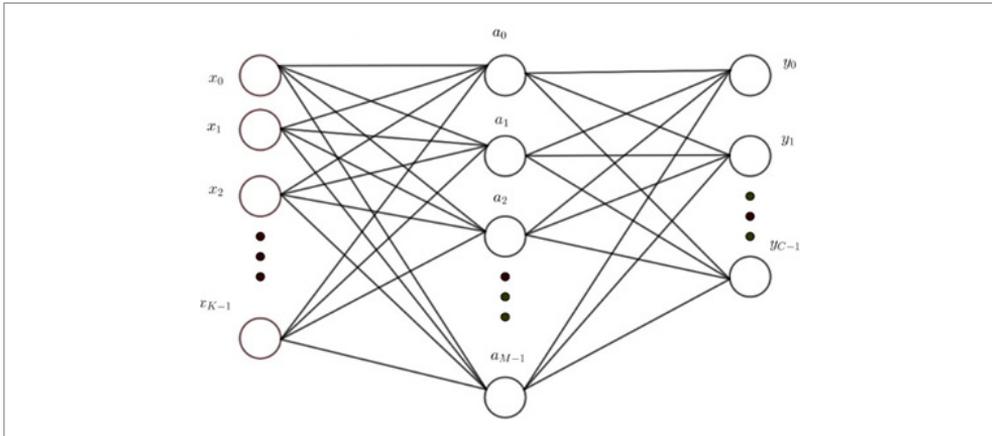


Figura 8.3 Exemplo de uma rede neural MLP.

Fonte: elaborada pelo autor.

Na Figura 8.3, x_k representa os dados de entrada, y_c os dados de saída e a_M os neurônios das camadas ocultas.

Essa arquitetura pode ser resumida de acordo com as seguintes camadas que a constituem:

- Uma camada de entrada contendo os 137 coeficientes positivos dos harmônicos da corrente. O sinal de corrente antes da transformada era representado por 275 valores.
- Três camadas densas ocultas ordenadas, cada uma com 128, 64 e 32 neurônios.
- Uma camada densa de saída, com 187 e 64 neurônios de saída para os circuitos geral Main 1 e 2, respectivamente.
- Camadas *dropout* entre cada camada densa, cuja função é reduzir o *overfitting* do modelo.

De maneira a se obter os melhores resultados para a classificação proposta por meio da rede neural densa, lançou-se mão da transformada discreta de Fourier, para que fossem extraídas características dos sinais de correntes utilizados e estas fossem usadas no treinamento da rede.

8.2.2 Rede LSTM (*long short-term memory network*)

A tradicional rede neural recorrente (RNN) tem dificuldade em aprender dependências de longo prazo. Para solucionar esse problema, a LSTM foi projetada. A rede neural LSTM consiste em unidades de LSTM as quais contêm três *gates* especiais, projetados para controlar o fluxo de informação dentro de cada bloco de memória

(Hochreiter; Schmidhuber, 1997). A estrutura da LSTM, denominada célula, pode ser vista na Figura 8.4.

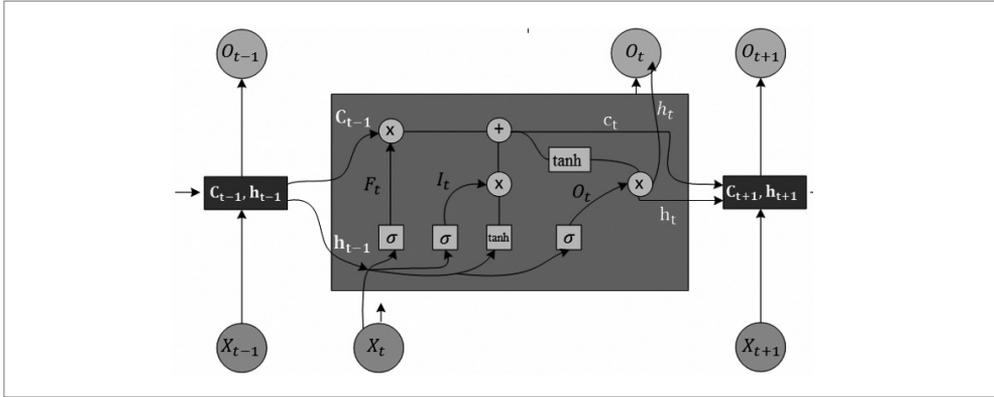


Figura 8.4 Estrutura da rede LSTM.

Fonte: elaborada pelo autor.

O primeiro *gate* é chamado de *forget gate*, F_t , o qual fornece um peso para o estado de esquecimento e tem a função de decidir o quanto de memória prévia pode ser jogada fora da célula de estado. Pode ser calculado da seguinte maneira:

$$F_t = \sigma(W_F \times [h_{t-1}, X_t] + b_F) \quad (8.1)$$

onde $\sigma(\cdot)$ é uma função elemento-*wise* não linear; usualmente chamada de função de ativação, W_F e b_F são os pesos e bias da matriz do *forget gate*, respectivamente; h_{t-1} é a saída da camada escondida no último momento e; X_t é a entrada no momento atual.

O próximo passo consiste em calcular o valor de entrada do *gate* I_t , o qual decide o quanto de informação nova será armazenada na célula estado. Esse passo tem duas partes: na primeira, a camada sigmoide do *gate* filtra alguma informação de h_{t-1} , X_t e C_{t-1} , depois uma camada *tanh* cria o valor dos novos valores candidatos S_t :

$$i_t = \sigma(W_i \times [h_{t-1}, X_t] + b_i) \quad (8.2)$$

$$S_t = \tanh(W_s \times [h_{t-1}, X_t] + b_s) \quad (8.3)$$

onde W_i , W_s , b_i e b_s são os correspondentes pesos e bias.

Assim, a célula estado C_t pode ser calculada como:

$$C_t = F_t \cdot C_{t-1} + i_t \cdot S_t \quad (8.4)$$

Finalmente, o *gate* de saída O_t é calculado para controlar o quanto de informação irá fluir para fora da célula (8.5). Depois, normaliza os valores da célula estado entre -1 e 1, por meio da camada tanh, e depois multiplica pela camada sigmoide de saída. A saída é definida como (8.6):

$$O_t = \sigma \left(W_i \times [h_{t-1}, X_t] + b_i \right) \quad (8.5)$$

$$h_t = O_t \cdot \tanh(C_t) \quad (8.6)$$

8.2.3 Rede neural convolucional (ConvNet)

Redes neurais convolucionais (ConvNet,) são muito similares a redes neurais convencionais, assim como a rede MLP. São constituídas de neurônios que possuem pesos (ou parâmetros) que “aprendem”. Cada neurônio recebe entradas e realiza um produto escalar, seguido opcionalmente por uma função de ativação não linear.

De modo particular, as camadas de uma ConvNet possuem neurônios organizados em três dimensões: largura, altura e profundidade (nesse caso, a profundidade refere-se à terceira dimensão de um volume de ativação, e não à profundidade da arquitetura da rede, determinada pelo número de camadas ocultas).

Uma rede com arquitetura convolucional é constituída de uma sequência de camadas, e cada camada transforma um volume de ativação em outro por meio de uma função diferenciável. As três principais camadas utilizadas na construção de uma arquitetura convolucional são: camada convolucional, camada de *pooling* e camada densa. A Figura 8.5 mostra um exemplo de arquitetura convolucional.

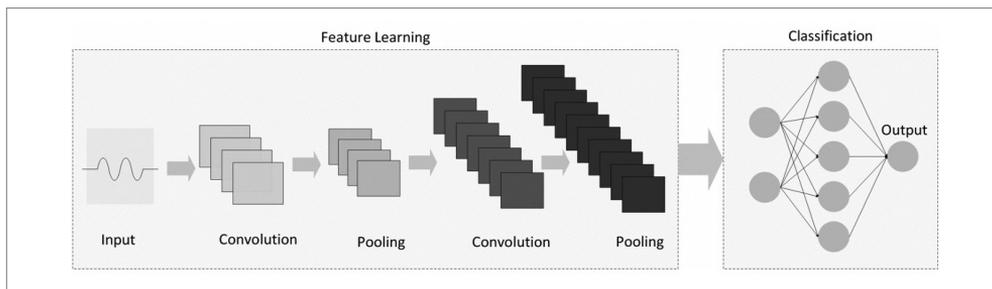


Figura 8.5 Exemplo de arquitetura convolucional.

Fonte: elaborada pelo autor.

A função de cada camada utilizada na arquitetura pode ser assim resumida:

- Camadas convolucionais: extraem as melhores características do sinal de corrente de maneira automatizada, sem a necessidade de realizar, por exemplo, a filtragem do sinal. A primeira camada possui 275, pois é a dimensão dos dados que representam a forma de onda da corrente.
- Camadas *pooling*: dimensionam e mapeiam os dados após a convolução, reduzindo a dimensão dos dados destacando informações importantes.
- Camadas *batch normalization*: melhoram a velocidade, o desempenho e a estabilidade de arquiteturas profundas (i.e., arquiteturas que possuem muitas camadas ocultas) durante o treinamento da rede. Possuem ainda a função de reduzir o *overfitting* nos dados de treinamento.
- Camada de saída densa: atribui uma classe ao sinal de entrada e depende do número de classes. Para os sinais de Main 1 e Main 2, são, respectivamente, 187 e 64 classes.

Para esse estudo, a arquitetura da ConvNet utilizada é mostrada na Figura 8.6.

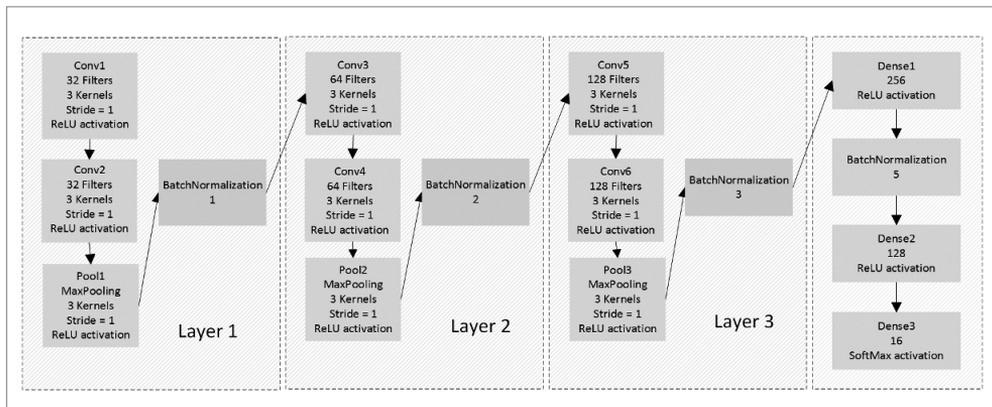


Figura 8.6 Arquitetura convolucional base.

Fonte: elaborada pelo autor.

8.3 BASE DE DADOS

Os dados utilizados no treinamento, validação e teste dos modelos pertencem a base de dados *reference energy disaggregation dataset* (REDD) (Kolter; Johnson, 2011). Essa base contém informações de consumo no nível de uma casa inteira e de circuito/aparelho. Na versão da base utilizada nessa pesquisa, existem informações referentes a seis casas. Para cada uma, foram armazenados os dados de potência aparente (VA) no nível de circuito geral da casa, amostrados em uma taxa de 1 Hz, e no nível de

circuito/aparelho a uma taxa de 0,33 Hz. Cada casa possui dois circuitos gerais, denominados Main 1 e Main 2. No entanto, para duas dessas seis casas, também foram capturados os sinais de tensão e corrente em nível do circuito geral da casa, ambos amostrados em uma taxa de 15 kHz.

Para a realização deste trabalho, foram utilizados os dados referentes às correntes dos equipamentos elétricos. Assim, utilizaram-se apenas informações de uma das duas casas, a casa número três, pois esta possuía maior quantidade de dados. Assim como para a potência, existem sinais de corrente para o Main 1 e para o Main 2.

Esses dados são amostrados a uma taxa de 15 KHz, então, como explicado por Kolter e Johnson (2011), utiliza-se uma compressão nos dados, no qual são armazenadas as formas de ondas, e dados que indicam o seu *time stamps*.

Conforme explicado no Capítulo 3, *time stamp* é um tipo de dado DATE capaz de armazenar informações de ano, mês, dia, hora, minuto e segundo. Desse modo, os arquivos *current1.dat* e *current2.dat* com as medições agregadas dos circuitos gerais (Mains) 1 e 2, possuem linhas cada uma com as seguintes informações:

- Um valor decimal de *time stamp* que permite parte fracionária.
- Um número inteiro, contador da duração de ciclos da forma de onda.
- 275 valores reais, indicando o valor da forma de onda (em ampères), que estão igualmente espaçados dentro do ciclo.

A Figura 8.7 apresenta o formato dos dados de medição de corrente disponíveis na base REDD.

```
1297340206.597013 135.000000 0.000000 3.623859 7.254136 10.949398 ...  
1297340208.844086 722.000000 0.000000 3.638527 7.249567 10.929027 ...
```

Figura 8.7 Exemplo de dados contidos em arquivo do REDD.

Fonte: Kolter, Johnson, 2011.

8.3.1 Pré-processamento dos dado

A aquisição de dados e a montagem de um banco com essas informações é uma tarefa complexa e que pode despende muito tempo; por isso, optou-se pela utilização de uma base já existente (REDD). Contudo, ainda assim foi necessário realizar um pré-processamento para que os dados pudessem de fato ser utilizados no treinamento dos classificadores.

Os valores de potência aparente e corrente de cada circuito medido não podem ser somadas diretamente, uma vez que cada circuito possui um fator de potência di-

ferente. Porém, as potências ativas (W) nominais dos equipamentos elétricos podem ser somadas diretamente, obtendo-se, assim, o nível de demanda ativa do circuito geral de acordo com esse somatório.

Foi nessa etapa do trabalho que foi feita a rotulação dos sinais de corrente obtidos pela medição dos circuitos gerais da casa, com base no período de operação de cada aparelho utilizando os respectivos sinais de potência ativa. De modo simplificado, essa etapa consistiu em atribuir um número inteiro para um determinado sinal de corrente, baseando-se na combinação de aparelhos ativos durante o período em que o sinal foi medido, de tal modo que, para cada combinação de aparelho encontrado na base, exista um número inteiro único que identifique essa combinação.

Essa etapa foi subdividida em 4 partes:

- Identificação de aparelhos conectados aos circuitos.
- Identificação do período ativo dos aparelhos.
- Numeração das combinações.
- Rotulação dos sinais.

Essas etapas são explicadas detalhadamente na Seção 8.4, a seguir.

8.4 METODOLOGIA PROPOSTA PARA A IDENTIFICAÇÃO DE EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS LIGADOS UTILIZANDO CORRENTE ELÉTRICA

Como explicado anteriormente, a casa utilizada possui dois arquivos com as medições de potência dos circuitos gerais (Main 1 e Main 2) com taxa de amostragem igual a 1 Hz e 20 arquivos contendo as medições individuais de potência de cada aparelho, cada um amostrado a uma taxa de 1,3 Hz. No entanto, nenhuma informação sobre quais aparelhos estão ligados nos circuitos Main 1 ou 2 é fornecida.

Para obter tal informação, foi necessário realizar todas as combinações de somas de potência ativa nominal possíveis utilizando os vinte sinais individuais e comparando-os aos dois sinais contidos nos circuitos Main 1 e 2. A combinação com o menor erro da diferença quadrática média entre determinada combinação e o sinal do circuito geral a ser determinado indica os aparelhos existentes nesse circuito. A Figura 8.8 mostra o gráfico gerado a partir da soma dos sinais identificados com o sinal de potência real medido do circuito Main 2.

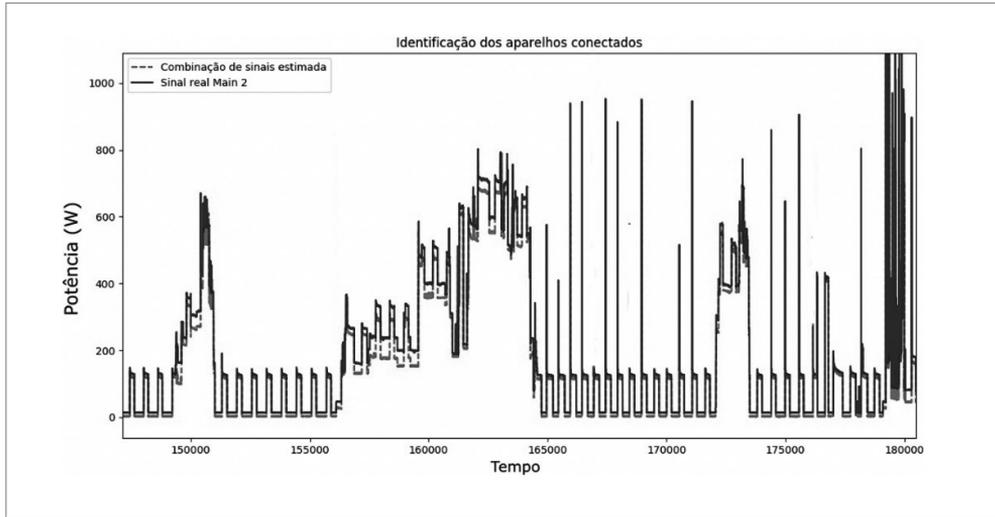


Figura 8.8 Identificação dos aparelhos em Main 2.

Fonte: elaborada pelo autor.

Como pode ser visualizado na Figura 8.8, as combinações estimadas não coincidem exatamente com os sinais reais. Isso se explica pelo fato de que, para as combinações, foram utilizados valores nominais de potência ativa dos equipamentos, porém, o banco de dados disponibiliza os valores de potência aparente. Uma vez que para cargas ou circuitos com fatores de potência diferentes de 1 a potência aparente nominal sempre será maior que a potência ativa nominal (para o caso de fatores de potência predominantemente indutivos), existe essa pequena diferença. Porém, essa diferença não é ruim para este caso, uma vez que as demandas de potência ativa e aparente possuem os mesmos perfis para as mesmas cargas, como mostra a Figura 8.8. O que se busca nessa etapa é somente identificar quais aparelhos estão ligados em determinado instante de tempo.

Resumindo esse processo:

- Realizou-se a subamostragem dos sinais de potência dos Main 1 e 2 para que fosse possível obter o mesmo número de amostras entre a potência aparente nominal total e a corrente nominal geral.
- Para cada circuito geral (Main), calculou-se o erro médio quadrático das combinações por (8.7).

$$\text{Min}_k \left\{ (P_k - \text{Main}_i) \right\}^{1/2} \quad (8.7)$$

onde

- k é um vetor de 20 posições que indica a presença dos respectivos aparelhos de cada circuito.
- P_k é a potência ativa total (kW) de todos os aparelhos selecionados aleatoriamente para o cálculo.
- $Main_i$ é a potência aparente total (kVA) do circuito geral analisado.

Ao final dessa etapa, a Tabela 8.1 pôde ser construída para sumarizar as informações referente aos circuitos individuais dos aparelhos. É importante esclarecer que a nomenclatura dos circuitos apresentados na Tabela é a mesma contida nos arquivos da base REDD da casa número 3.

Tabela 8.1 Informações referentes dos aparelhos identificados em cada circuito geral

Equipamento	Nome do circuito	Main	Equipamento	Nome do circuito	Main
2	Outlets_Unknown_2	1	12	Washer_Dryer_2	1
3	Lighting_1	2	13	Lighting_3	1
4	Electronics_1	1	14	Microwave	1
5	Refrigerator	2	15	Lighting_4	2
6	Disposal	1	16	Smoke detector	1
7	Dish_Washer_1	2	17	Lighting_5	2
8	Furnance	1	18	Bathroom	1
9	Lighting_2	2	19	Kitchen_Devices_1	1
10	Outlets_Unknown_3	1	20	Kitchen_Devices_2	1

Fonte: elaborada pelo autor.

8.4.1 Interpolação dos sinais individuais

Após determinar o circuito geral a que cada aparelho pertencia, foi necessário realizar a interpolação dos sinais individuais de potência para que fosse estimada a potência de cada aparelho nos *time stamps* que foram retirados na subamostragem dos sinais Main 1 e 2. Isso foi necessário por causa da diferença da frequência de amostragem entre os sinais de potência e corrente. Isso permitiu que houvesse mais amostras que pudessem ser utilizadas na rotulação das formas de onda das correntes.

Essa etapa consistiu na identificação dos *time stamps* em que cada aparelho estava ligado, com o intuito de não se fazer uma rotulação incorreta, identificando, por exemplo, um ruído como sinal ativo de um aparelho. Esse processo foi realizado da seguinte maneira:

1. Para cada sinal de potência, foi realizada a detecção das transições de borda do sinal (i.e., os *time stamps* no qual o sinal realiza a mudança do seu estado de operação) utilizando o algoritmo proposto por Duarte (2017).
2. Para cada sinal de potência, gerou-se um vetor com o mesmo tamanho, porém contendo apenas 0's e 1's, indicando se o aparelho estava ligado em determinado tempo.
3. Por fim, foram produzidos dois arquivos (um para cada Main), contendo uma matriz de tamanho $i \times j$, em que i indica quantidade de aparelhos conectados ao circuito geral e j , o número total de amostras, ou seja, essa matriz indica os *time stamps* nos quais os aparelhos de um determinado Main estão ligados.

8.4.2 Numeração das combinações

As matrizes obtidas foram utilizadas para gerar um número inteiro de acordo com a combinação de aparelhos ligados em um determinado instante. Por exemplo, supondo que a atividade anterior tenha gerado a seguinte matriz p , para o circuito Main 1:

$$p = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \\ 1 & 0 & 0 & 1 \end{pmatrix}$$

Cada elemento p_{ij} indica se o i -ésimo aparelho estava ligado (1) ou desligado (0), no j -ésimo *time stamp*. A numeração é gerada de acordo com a conversão de uma coluna j , onde a combinação dos números presentes representa um binário, para o seu respectivo valor decimal. Por exemplo, a primeira coluna possui o aparelho 1 e 4 ligados. Essa informação é representada de forma binária por 1001_2 . Assim, o código atribuído a essa combinação de aparelhos é 9, de modo que a matriz p pode ser reduzida a um vetor i contendo números inteiros no intervalo $[0, 2^K - 1]$, onde K é a quantidade de aparelhos ligados em determinado circuito. Dessa maneira, para a matriz a , tem-se o seguinte vetor i :

$$i = [9, 12, 12, 3]$$

Para que esse vetor fosse utilizado para treinar os classificadores, ele foi recodificado para que os códigos atribuídos fossem normalizados entre a quantidade de combinações não repetidas encontradas, nesse caso, 3. Para este caso específico, utiliza-se um vetor máscara (m) para se obter, em ordem crescente, a sequência das

combinações de 0 a 2, ou seja, 3 combinações. Assim, o vetor i , em um primeiro passo, é ordenado de forma crescente, seus códigos repetidos retirados e depois inserido no vetor máscara, obtendo-se $m = [3, 9, 12]$. No vetor máscara, é possível observar que os códigos 3, 9 e 12 ocupam as posições 0, 1 e 2, respectivamente. Assim, comparando as posições ocupadas pelos códigos no vetor m com as do vetor i , obtém-se o vetor auxiliar $i_m = [1, 2, 2, 0]$.

Ao final dessa etapa, o vetor i_m é gerado juntamente com o vetor de *time stamps* t_p correspondente, para posteriormente ser utilizado para rotular as formas de onda da corrente de determinado circuito geral Main.

8.4.3 Rotulação dos sinais de corrente

A última etapa, a rotulação dos sinais de corrente, consiste em identificar, de acordo com as combinações do passo anterior, os respectivos aparelhos ligados que solicitam determinada corrente do circuito geral.

No entanto, os *time stamps* dos dados de corrente, t_c , são diferentes dos dados de potência total, t_p , tendo os dados de corrente uma amostra a cada 9 ms e os de potência, a cada 1 s.

Dessa maneira, a estratégia utilizada para a identificação das combinações dos equipamentos elétricos armazenados em i_m e t_p no sinal de corrente nominal total dos Mains foi a seguinte:

- Buscar e encontrar em t_c , de ambos os Mains, o valor abaixo e mais próximo de *time stamp* referente ao *time stamp* t_p em que o sinal de corrente se encaixa no intervalo próximo ao do sinal de potência.
- Encontrada a combinação provável em 1, verificar se a soma das potências da combinação entre os equipamentos selecionados é igual à potência do Main em questão.
- Rotular a corrente com o código da combinação atribuído em i_m .

Para exemplificar melhor o passo 1, recorre-se à Figura 8.9, que traz 2 eixos de ordenadas e 2 eixos das abcissas. Os eixos das ordenadas se referem às grandezas elétricas e os eixos das abcissas, aos *time stamps* para cada grandeza. Dois *zooms* são fornecidos para a melhor visualização dos dados manipulados. Percebe-se que, no zoom superior, o seu primeiro *time stamp* ocorre em 3,5. Esse gráfico corresponde à amostragem de corrente. No zoom inferior, observa-se que o primeiro *time stamp* ocorre em 4. Esse gráfico corresponde à potência aparente do circuito geral.

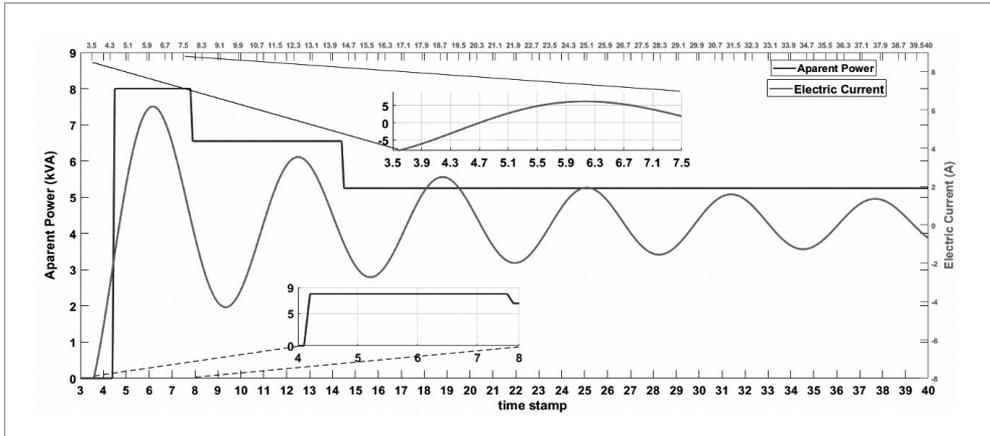


Figura 8.9 Relação de amostragem entre os dados de corrente e potência aparente.

Fonte: elaborada pelo autor.

Ao analisarmos o gráfico como um todo, excluindo-se os *zooms*, vemos que, por mais que o *time stamp* da corrente comece antes que o da potência, essa corrente se encaixa no próximo intervalo da mudança de estado da potência. Assim, rotula-se essa corrente de acordo com os passos descritos anteriormente, relacionando-a a esse sinal de potência nesse *time stamp*.

Para uma melhor compreensão da metodologia proposta, a Figura 8.10 mostra o fluxograma do processo explicado nesta seção. As etapas dos fluxogramas pertencentes a cada parte da metodologia estão indicadas, bem como qual sinal é manipulado em cada uma delas.

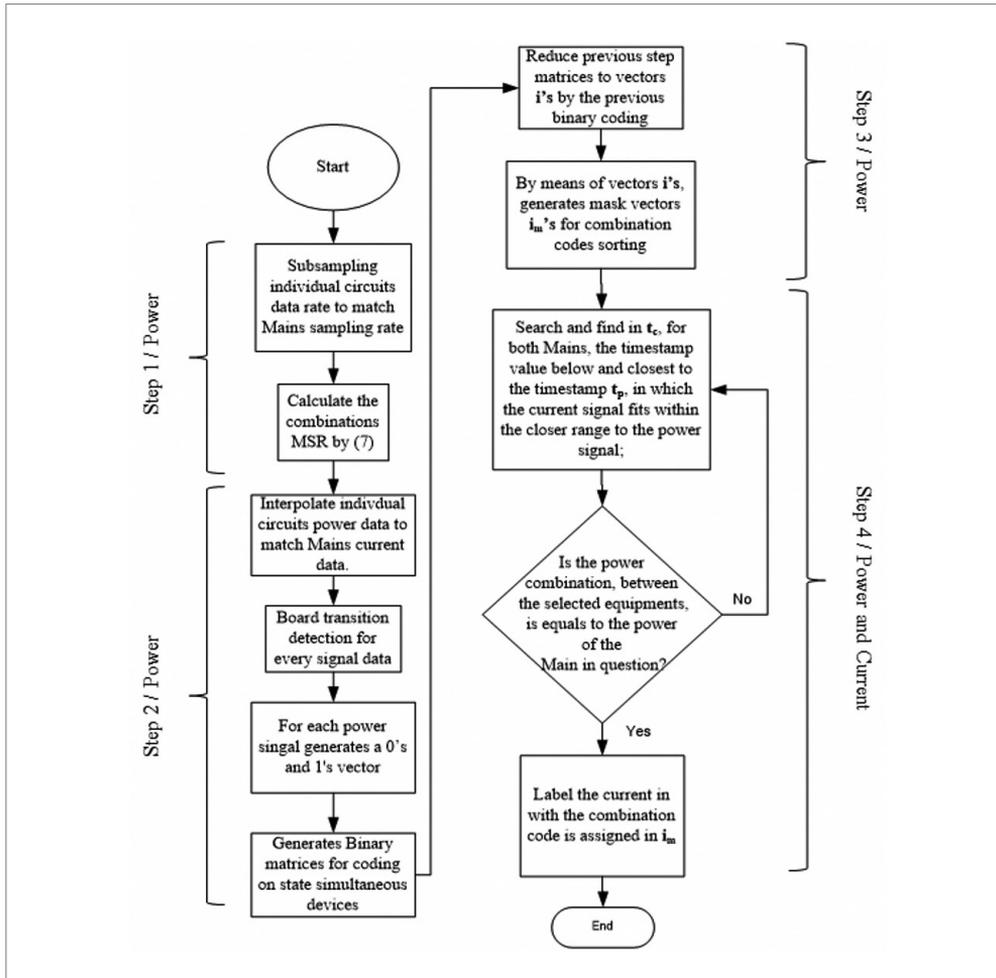


Figura 8.10 Fluxograma da metodologia de rotação proposta.

Fonte: elaborada pelo autor.

Ao final desse processo, obtiveram-se as entradas X como sendo as formas de onda da corrente, e os seus respectivos rótulos r , indicando a classe de cada entrada, possibilitando, assim, a aplicação dos classificadores. A quantidade de amostras rotuladas e o número de combinações dos aparelhos em cada circuito Main é sumariizado na Tabela 8.2.

Tabela 8.2 Informações referentes a quantidade de sinais de corrente rotulados

Descrição	Main 1	Main 2
Número de aparelhos conectados	12	8
Número de combinações dos aparelhos	187	64
Formas de onda de corrente rotuladas	858.420	853.040

Fonte: elaborada pelo autor.

8.5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Nesta seção, são discutidos as métricas para a análise dos resultados e os resultados obtidos.

8.5.1 Métricas para o NILM

Para que seja feita a avaliação da estratégia utilizada para o NILM, algumas métricas são comumente utilizadas por pesquisadores. Nesta pesquisa, foram consideradas quatro dessas métricas para que se fossem avaliados os classificadores utilizados aqui. As métricas são *Recall* (8.8), *Precision* (8.9), *Accuracy* (8.10) e *F1-Score* (8.11) (Liu *et al.*, 2019):

$$Recall(R) = \frac{TP}{TP + FN} \quad (8.8)$$

$$Precision(P) = \frac{TP}{TP + FP} \quad (8.9)$$

$$Accuracy(ACC.) = \frac{TP + FN}{P + N} \quad (8.10)$$

$$F1-Score = \frac{2 \times P \times R}{P + R} \quad (8.11)$$

onde *Recall* é a taxa de positivos verdadeiros ou sensibilidade; TP significa *true-positives* (previu corretamente que o equipamento estava ligado); FP são os falso-positivos (previu equipamento ligado, mas estava desligado); FN são os falsos-negativos (equipamentos ligados, mas previstos como desligados). *Precision* se refere aos valores positivos previstos. *Accuracy* é a proporção de resultados reais em todos os casos. *F1-Score* é a média harmônica entre *precision* e *recall*.

8.5.2 Análise comparativa

Primeiramente, 858.420 exemplos para o Main 1 e 853.040 exemplos para o Main 2 foram gerados. Na realização do treinamento, utilizou-se o método de validação cruzada 10-*fold*. Para o treinamento, 22,5% dos dados foram aleatoriamente selecionados para a validação, 67,5% para o treinamento e 10% para o teste. A Tabela 8.3 resume esses dados. A Tabela 8.4 traz as estruturas dos modelos utilizados resumidamente.

Tabela 8.3 Dados usados nesta pesquisa

	Main 1	Main 2
Conjunto para treinamento	579.433	575.802
Conjunto para validação	193.145	191.934
Conjunto para teste	85.842	85.304

Fonte: elaborada pelo autor.

Tabela 8.4 Estrutura dos classificadores para NILM

Nome da rede	Número de camadas (sem incluir BN e camadas dropout)	Tipo
MLP	Camadas: 2 Camada densa: 4 Função de ativação: ReLu	ANN
LSTM	Camada LSTM: 3 Número da unidade: 32 Função de ativação: tanh	RNN
ConvNet	Camada 1D convencional: 6 Camada densa: 3 Função de ativação: ReLu	CNN

Fonte: elaborada pelo autor.

Os testes foram feitos em um PC com um processador Intel®Core™i7, 3,40 GHz X 4, 16GB de RAM e placa de vídeo®NVIDIA GEFORCE GTX1080 8G GPU. Os valores de acurácia e perdas para o treinamento e para a validação são mostrados nas Figuras 8.11 e 8.12, respectivamente.

Em cada época, a acurácia dos modelos no conjunto de validação será detectada quando esta for melhorada. Assim, os modelos com os melhores desempenhos no conjunto de validação e treino são selecionados como o modelo final. Os modelos finais e suas propriedades são mostrados nas Tabelas 8.5 e 8.6.

Os desempenhos médios por Main são mostrados nas Tabelas 8.7 e 8.8. A Tabela 8.9 mostra o desempenho médio geral para a casa 3. Em todas as tabelas, os melhores resultados estão em negrito.

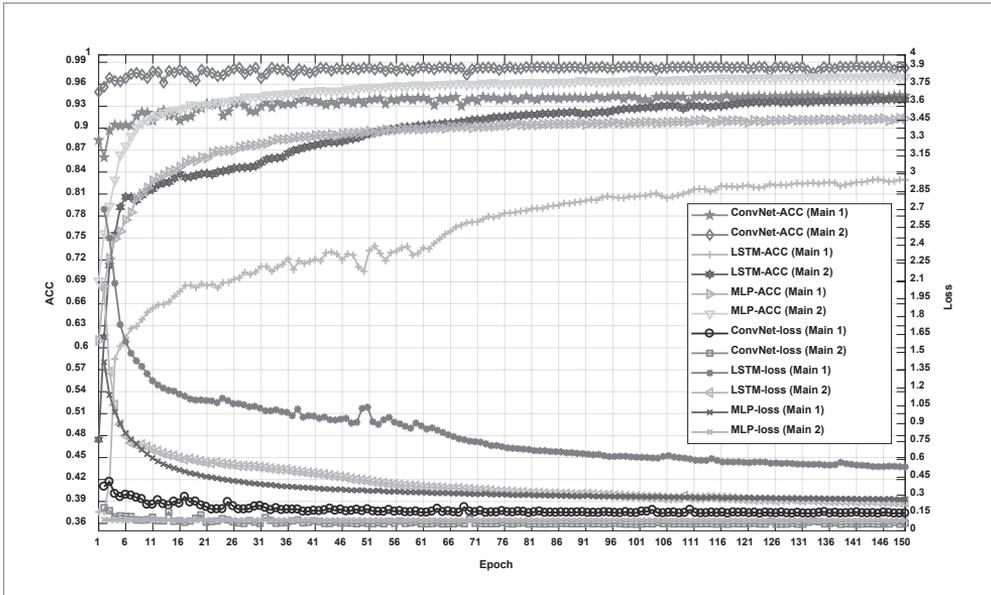


Figura 8.11 Valores de acurácia e perda durante o treinamento.
Fonte: elaborada pelo autor.

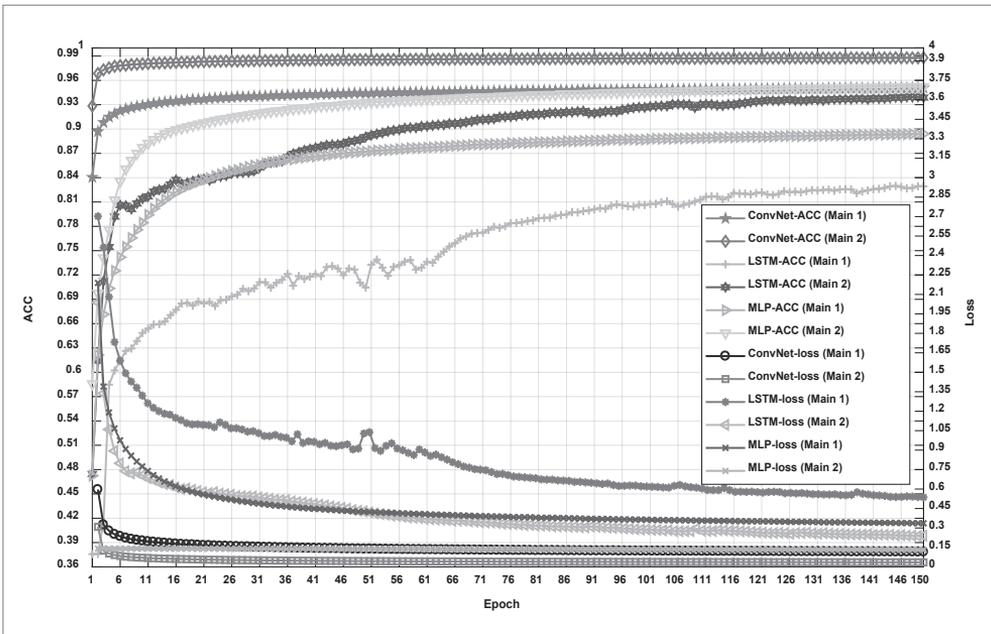


Figura 8.12 Valores de acurácia e perda durante a validação.
Fonte: elaborada pelo autor.

Tabela 8.5 Modelos treinados e seus desempenhos

Tipo de RNA	Maior perda no conjunto de treinamento		Melhor acurácia no conjunto de teste		Época	
	Main 1	Main 2	Main 1	Main 2	Main 1	Main 2
ConvNet	0,144	0,054	0,944	0,984	144	140
LSTM	0,526	0,235	0,834	0,940	142	138
MLP	0,263	0,086	0,913	0,970	149	149

Fonte: elaborada pelo autor.

Tabela 8.6 Modelos treinados e seus desempenhos

Tipo de RNA	Tempo de treinamento		Número de parâmetros		Tamanho do modelo	
	Main 1	Main 2	Main 1	Main 2	Main 1	Main 2
ConvNet	330 min	310 min	121.819	105.952	1,5 MB	1,4 MB
LSTM	1.590 min	1.560 min	19.227	15.168	271,8 kB	222,7 kB
MLP	55 min	48 min	34.171	30.112	443 kB	394,5 kB

Fonte: elaborada pelo autor.

Tabela 8.7 Desempenho médio para o Main 1

Main 1 – Média				
RNA	R	P	ACC	F1-Score
ConvNet	96,37%	96,55%	99,40%	96,46%
LSTM	76,51%	85,57%	96,67%	79,69%
MLP	94,58%	95,18%	99,18%	94,87%

Fonte: elaborada pelo autor.

Tabela 8.8 Desempenho médio para o Main 2

Main 2 – Média				
RNA	R	P	ACC	F1-Score
ConvNet	98,24%	98,32%	99,78%	98,28%
LSTM	81,27%	88,33%	98,14%	84,33%
MLP	97,69%	97,54%	99,63%	97,58%

Fonte: elaborada pelo autor.

Tabela 8.9 Desempenho geral para a casa 3

Média geral				
RNA	R	P	ACC	F1-Score
ConvNet	97,30%	97,43%	99,59%	97,37%
LSTM	78,89%	86,95%	97,40%	82,01%
MLP	96,13%	96,36%	99,40%	96,22%

Fonte: elaborada pelo autor.

Pode se observar que os indicadores do Main 1 foram piores comparados aos do Main 2 para todos os classificadores testados. Isso pode ser explicado pela baixa quantidade de dados de alguns circuitos para os treinamentos dos classificadores, que tiveram dificuldades em aprender e reconhecer esses dispositivos durante os testes e validações. Já para o circuito Main 2, a menor quantidade de equipamentos a serem identificados e a maior quantidade de informações deles foram pontos facilitadores para que os classificadores pudessem obter melhores índices de desempenho.

Dentre todos os classificadores, pode-se observar que a LSTM obteve os piores resultados de desempenho. A ConvNet foi a rede neural com os melhores desempenhos. Apesar da rede neural MLP obter desempenho muito próximo a da ConvNet, sua desvantagem se encontra na necessidade do uso de técnicas de extração de características dos sinais analisados previamente, para somente depois poder se treinar a rede MLP. Isso não ocorre na ConvNet, uma vez que, em sua própria estrutura, essas características são extraídas de maneira a melhorar o desempenho da rede. Apesar disso, por sua estrutura mais simples, a rede MLP obteve o menor tempo para o treinamento do que as demais.

Pode-se concluir, então, que dentre as técnicas analisadas para a classificação no NILM, a rede neural convolucional ConvNet foi a que obteve os melhores índices de desempenho e se apresenta com uma ótima escolha para o NILM.

8.5.3 Análise comparativa com outros estudos

Como pôde ser visto pela Tabela 8.10, a rede convolucional ConvNet apresenta melhores desempenhos do que outros métodos publicados recentemente. Essa comparação é feita somente com pesquisas que investigaram o NILM para a casa 3 do banco de dados REDD. As pequenas diferenças que podem ser encontradas se devem, por exemplo, ao fato de alguns autores utilizarem apenas valores referentes a somente um dia, três dias ou apenas alguns dos equipamentos encontrados nos bancos de dados, enquanto os classificadores testados aqui utilizaram todos os equipamentos. Porém, pode-se observar que a acurácia da ConvNet foi superior a todos os casos encontrados na literatura. Além do mais, se analisarmos apenas os equipamentos pertencentes ao circuito Main 2, os indicadores de desempenho são superiores a todos os encontrados em outras pesquisas.

Tabela 8.10 Comparação com outros estudos

	Classificador	Parâmetro manipulado	Técnica de extração de características	R (%)	P (%)	ACC (%)	F1-Score (%)
Liu <i>et al.</i> (2019)	FMCA	Power	Significance Threshold	95,58	97,74	97,90	97,83
Tabatabaei; Dick; Xu (2017)	MLCA	Power	Wavelet Transform	-	-	-	95,90
Kong <i>et al.</i> (2018)	HMM	Power	Iterative k-means	-	-	83,5	-
Bhotto; Makonin; Bajic (2016)	Aided Linear Integer Programming	Power	None	-	-	96,00	-
ConvNet geral	CNN	Current	Auto	97,30	97,43	99,59	97,37
ConvNet Main 2	CNN	Current	Auto	98,24	98,22	99,78	98,28

*FMCA: Fuzzy multi-clustering algorithm; MLCA: multi-label classification algorithm; HMM: hidden Markov chains; CNN: convolutional neural network.

Fonte: elaborada pelo autor.

Além do mais, a seleção automática das características feita pela CNN pode melhorar a acurácia da classificação no NILM, uma vez que a CNN extrai as características mais críticas das diferentes combinações de equipamentos analisados.

Por fim, fica evidente que o uso de sinais de corrente elétrica aos de potência carregam maiores características dos sinais e este fato, evidentemente, foi crucial para a melhora no desempenho do classificador quando comparado a estudos passados.

8.6 CONCLUSÃO

Este estudo teve por objetivo a desagregação de cargas elétricas pelo método não intrusivo de monitoramento de cargas. Para isso, propôs-se utilizar dados de corrente elétrica em vez de potência para o treinamento e aprendizado dos classificadores, utilizando-se uma metodologia de rotulação. Três técnicas de classificação utilizando inteligência artificial de ponta foram testados: uma rede MLP, uma ConvNet e uma rede recorrente do tipo LSTM.

Os resultados mostram que a ConvNet foi mais apta a ser utilizada para casos de NILM, uma vez que possui em sua estrutura filtros que se adaptam para extrair automaticamente as características de sinais. Além disso, os sinais de corrente elétrica se mostraram mais indicados para esse tipo de classificação, uma vez que carregam mais características dos equipamentos elétricos do que sinais de potência.

Por fim, comparou-se a técnica testada que obteve os melhores indicadores estatísticos com outras técnicas publicadas em pesquisas anteriores, e a ConvNet foi, comprovadamente, o melhor modelo de classificador encontrado, cuja metodologia de rotulação proposta tem grande potencial para ser utilizada não só neste caso, mas em qualquer outro caso em que seja necessário rotular sinais diferentes, mas pertencentes à mesma fonte.

Apêndice

A.1 INFORMAÇÕES BÁSICAS

Uma vez que a otimização é uma ferramenta amplamente utilizada na aplicação da filosofia das redes inteligentes, este apêndice traz programações, em MatLab, dos seguintes algoritmos de otimização:

- Colônia de formigas.
- Recozimento simulado (*Simulated annealing*).
- Algoritmo genético.
- Enxame de partículas.

A intenção é mostrar para o leitor como os procedimentos definidos para cada otimização podem ser programados. É claro que, para problemas mais complexos, as soluções apresentadas aqui não poderão ser utilizadas diretamente. Porém, o que se deseja é que o leitor entenda os mecanismos por trás de cada ferramenta.

A escolha por utilizar o MatLab se dá pelo fato de tal ferramenta ter uma linguagem de programação mais simples e *solvers* de algoritmos de otimização, que podem ser utilizados sem que o usuário tenha que escrever toda a programação ou ainda entender de maneira aprofundada essas técnicas. Quando os nomes das funções terminarem com a letra “f”, indica que a otimização foi feita pelo *solver* do MatLab.

É importante que todos os arquivos em que as programações forem salvas estejam na mesma pasta do computador utilizado.

O algoritmo cujo nome é “toma” deve, obrigatoriamente, ser salvo na mesma pasta que todos os outros arquivos. Alguns dos algoritmos chamam a função contida dentro do citado.

Não faz parte desta edição do livro a explicação dos conceitos e procedimentos dos algoritmos de otimização apresentados aqui. Dessa forma, recomenda-se que o leitor procure outras referências para entender as ideias que levaram ao desenvolvimento dos algoritmos.

As programações apresentadas neste apêndice foram feitas para minimizar uma função contínua. Todas elas foram comentadas para que o leitor possa tentar fazer a relação entre os procedimentos teóricos das ferramentas e sua tradução para a linguagem de programação definida.

A.2 FUNÇÃO CUSTO A SER OTIMIZADA

A função que os algoritmos otimizam neste apêndice é apresentada no *survey* publicado por Tomassini (1995).

No estudo, o autor investiga a eficiência do algoritmo genético para a minimização de uma função. Logo na página 7 do documento, o autor traz a seguinte ilustração do gráfico da função (Figura A.1):

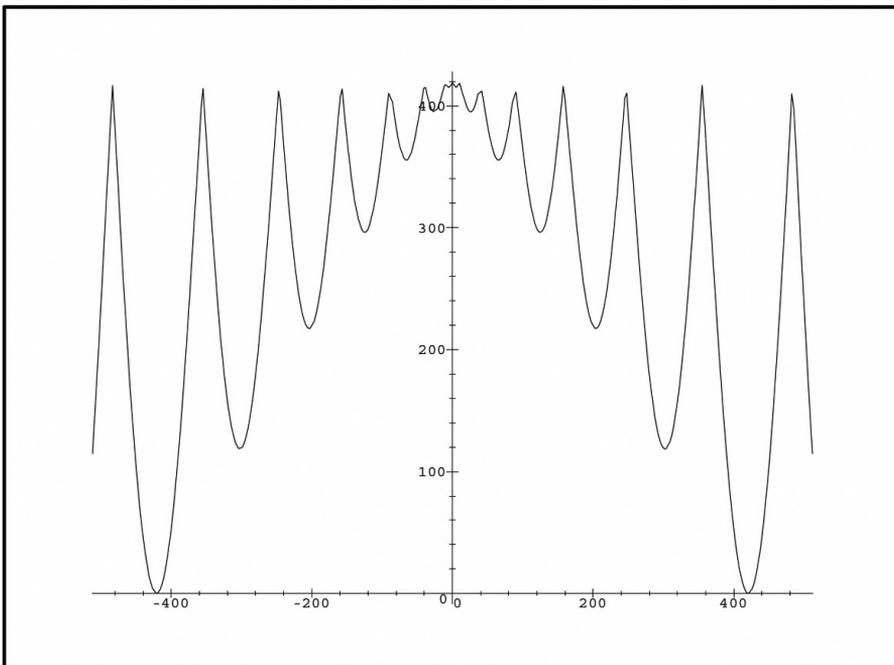


Figura A.1 Gráfico da função custo.

Fonte: Tomassini, 1995.

O documento afirma que o gráfico apresentado na Figura A.1 corresponde à seguinte função matemática (A.1):

$$f(x) = -\left|x \sin(\sqrt{|x|})\right| \quad (\text{A.1})$$

O problema, então, é encontrar o valor de “x” que minimiza a função (A.1) para o intervalo de busca [0-512]. Uma vez que a função $f(x)$ é simétrica, não há a necessidade de analisar o intervalo [-512, 0].

No entanto, quando se tenta reproduzir o gráfico da figura A.1 por meio da função descrita pela equação (A.1), não se tem o mesmo resultado. Isso pode ser comprovado pelo algoritmo disponibilizado aqui, cujo nome é “funcao”. Esse o motivo pelo qual esse trabalho foi escolhido.

Muitas vezes, quando estamos começando a aprender uma técnica de otimização, testamos a programação com algum estudo já publicado para verificar se o resultado sai como o esperado. Como demonstrado, isso pode ser muito perigoso se não houver atenção máxima para esses detalhes.

A função correta é (A.2):

$$f(x) = -\left|x \sin(\sqrt{|x|})\right| - 418,9829 \quad (\text{A.2})$$

Outro ponto importante a se avaliar é que os algoritmos de otimização muitas vezes não encontram a solução ótima, mas sim a otimizada, ou seja, próxima da ótima. Dessa maneira, em algoritmos como o de recozimento simulado, os valores das soluções encontradas variarão entre simulações.

Recomenda-se que os leitores, após pesquisarem sobre os algoritmos de otimização, testem cada um deles, alterando suas variáveis iniciais para verificar quais afetam o desempenho de cada um.

```
% Nome - funcao
% Desenvolvido por Dr. Raul Vitor Arantes Monteiro / Dezembro de 2023
% Grupo de Pesquisa em Operação de Sistemas Elétricos e Redes Inteligentes
% Departamento de Engenharia Elétrica
% Universidade Federal de Mato Grosso
% Função custo:  $-(\text{abs}(x) \cdot \sin(\sqrt{\text{abs}(x)})) - 418.9829$ 

%Verifica a função do artigo Tomassini

function funcao

x = 0:1:512;
n = 1:1:length(x);

%func2 testa a função conforme dada no artigo
%func2 =  $-(\text{abs}(x) \cdot \sin(\sqrt{\text{abs}(x)}))$ ; %descomentar para testar

%func testa a função corrigida do artigo
%func =  $-(\text{abs}(x) \cdot \sin(\sqrt{\text{abs}(x)})) - 418.9829$ ; %descomentar para testar

%plot(x,func2) %plota a função conforme dada no artigo. Descomentar para usar com func2

%plot(x,func) %plota a função corrigida. Descomentar para usar com func

end
```

```
% Nome - toma  
% Função custo  
% Desenvolvido por Dr. Raul Vitor Arantes Monteiro / Dezembro de 2023  
% Grupo de Pesquisa em Operação de Sistemas Elétricos e Redes Inteligentes  
% Departamento de Engenharia Elétrica  
% Universidade Federal de Mato Grosso
```

```
function f = Toma(x)
```

```
f = -(abs(x.*sin(sqrt(abs(x)))))-418.9829;
```

```
end
```

```

% Nome – ACO1
% Copyright (c) 2015, Yarpiz (www.yarpiz.com)
% All rights reserved. Please read the “license.txt” for license terms.
% Project Code: YPEA104
% Project Title: Ant Colony Optimization for Continuous Domains (ACOR)
% Publisher: Yarpiz (www.yarpiz.com)
% Developer: S. Mostapha Kalami Heris (Member of Yarpiz Team)
% Contact Info: sm.kalami@gmail.com, info@yarpiz.com
% Adaptado por Raul Vitor Arantes Monteiro

function ACO1
clc;
clear;
close all;
%% Definição do problema
CostFunction=@(x) toma(x); % Função custo
nVar=1; % Número de variáveis de decisão
VarSize=nVar; % Tamanho da matriz de variáveis
VarMin=0; % Limite inferior do espaço de busca
VarMax=512; % Limite superior do espaço de busca

%% Parâmetros do ACOR
MaxIt=50; % Máximo número de iterações
nPop=200; % Tamanho da população
nSample=20; % Tamanho da população extra
q=0.3; % Fator de intensificação (seleção da pressão)
zeta=0.1; % Taxa de desvio-distância
%% Inicialização

% Cria estrutura de indivíduos vazia
empty_individual.Position=[];
empty_individual.Cost=[];

% Cria matriz da população
pop=repmat(empty_individual,nPop,1);

% Inicialização dos membros da população
for i=1:1:nPop

```

```
% Cria soluções aleatórias
pop(i).Position= (512)*rand;

% Avalia
pop(i).Cost=CostFunction(pop(i).Position);

end

% Organiza população em ordem crescente
 [~, SortOrder]=sort([pop.Cost]);
pop=pop(SortOrder);

% Atualiza a melhor solução encontrada na população inicial
BestSol=pop(1);

% Arranjo para guardar o melhor custo
BestCost=zeros(MaxIt,1);

% Pesos das soluções
w=1/(sqrt(2*pi)*q*nPop)*exp(-0.5*(((1:nPop)-1)/(q*nPop)).^2);

% Seleção de probabilidades
p=(w/sum(w));

%% ACOR Loop principal
for it=1:MaxIt

    % Média
    s=zeros(nPop,nVar);
    for l=1:nPop
        s(l,:)=pop(l).Position;
        %s1(1,:)=pop(1).Position;
    end

    % Desvios padrão
    sigma=zeros(nPop,nVar);
    for l=1:nPop
```

```

D=0;
for rr=1:nPop
    D=D+abs(s(l,:)-s(rr,:));
end
sigma(l,:)=zeta*D/(nPop-1);
end

% Cria arranjo para a nova população
newpop= repmat(empty_individual,nSample,1);

for t=1:nSample

    % Inicializa a matriz de posições da nova população
    newpop(t).Position=zeros(VarSize);
    s_auxi=zeros(nPop,nVar);

    % Construção da solução
    for i=1:nVar

        % Seleção de acordo com o kernel Gaussiano
        l=RouletteWheelSelection(p);
        s_auxi(l,i)=s(l,i)+sigma(l,i)*(rand*3);

        %Verifica se não extrapolou os limites máximo e mínimo e corrige
        if s_auxi(l,i)>VarMax
            s_auxi(l,i)=s_auxi(l,i)-VarMax;
        elseif s_auxi(l,i)<-VarMax
            s_auxi(l,i)=s_auxi(l,i)+VarMax;
        else
            end

        % Gera variáveis Gaussianas aleatórias
        newpop(t).Position(i)=s_auxi(l,i);
    end

    % Avaliação
    newpop(t).Cost=CostFunction(newpop(t).Position);

```

```

end

% Mescla a população principal gerada com a nova população gerada
pop=[pop
    newpop]; %#ok

% Organiza a população em ordem crescente de acordo com as melhores soluções
[~, SortOrder]=sort([pop.Cost]);
pop=pop(SortOrder);

% Deleta membros extras
pop=pop(1:nPop);
popauxi(:,it)=pop.Position;

% Atualiza a melhor solução encontrada
BestSol=pop(1);

% Armazena a melhor solução
BestCost(it)=BestSol.Cost;
BestPos(it)=BestSol.Position;

% Mostra as principais informações de acordo com a iteração
disp(['Iteração ' num2str(it) ': Melhor custo = ' num2str(abs(BestCost(it))) ': Melhor solução =
' num2str(BestPos(it))]);

end

%% Results
figure;
plot(BestCost,'LineWidth',2);
%semilogy(BestCost,'LineWidth',2);
xlabel('Iteration');
ylabel('Best Cost');
grid on;

function j=RouletteWheelSelection(P)
    r=rand;
    C=cumsum(P);

```

```
j=find(r<=C,1,'first');
end

end

% Nome - sa
% Algoritmo de otimização por recozimento simulado (Simulated Annealing) para funções con-
tínuas
% Desenvolvido por Raul Vitor Arantes Monteiro
% Grupo de Pesquisa em Operação de Sistemas Elétricos e Redes Inteligentes
% Departamento de Engenharia Elétrica
% Universidade Federal de Mato Grosso

function sa

%define temperatura inicial
t=100;

%define a taxa resfriamento de temperatura
decait=0.9;

%determina o número de iterações para cada valor de temperatura
k=500;

%gera as possíveis soluções entre 0 e 512
xsoli=rand(k,1)*512;

%gera soluções vizinhas
xviz=xsoli(:,1)*1.1;
for i=1:k
    if xviz(i,1)>k
        xviz(i,1)=xviz(i,1)-k;
    elseif xviz(i,1)<-k
        xviz(i,1)=xviz(i,1)+k;
    else
        end
end
end
```

```
%escolhe solução inicial aleatoriamente
posxsoli=ceil(rand(1,1)*k);
xatual=xsoli(posxsoli,1);

iter=1;
j=k;

while t>1e-10

    for ii=1:j
        %escolhe vizinho aleatório

        xviz1(1,1)=zeros;
        posxviz=ceil(rand(1,1)*k);
        xviz1(1,1)=xviz(posxviz,1);

        %cálculo da função
        fatual=-((abs(xatual.*sin(sqrt(abs(xatual))))))-418.9829);
        fviz=-((abs(xviz1.*sin(sqrt(abs(xviz1))))))-418.9829);

        %cálculo de delta
        delta=fviz-fatual;
        xatual;
        %testa as probabilidades
        if delta<=0
            xatual=xviz1;
        end
        probab=exp(-delta/t);
        teste=rand(1,1);
        if delta>0 && probab>teste
            xatual=xviz1;
        end

    end

ffinal(iter)=fatual;
xfinal(iter)=xatual;
t=t*decait;
```

```
disp(['Iteração: ' num2str(iter) ': Melhor custo: ' num2str(abs(ffinal(iter))) ': Melhor solução: '
num2str(xfinal(iter))]);

iter=iter+1;

end

figure(1)
lgt=size(ffinal,2);
plot(1:lgt,ffinal,'LineWidth',2);
xlabel('Iteração');
ylabel('Melhor custo');
grid on;

end
```

```

% Nome - saf
% Algoritmo de otimização por recozimento simulado (Simulated Annealing) para funções con-
tínuas
% Desenvolvido por Raul Vitor Arantes Monteiro
% Grupo de Pesquisa em Operação de Sistemas Elétricos e Redes Inteligentes
% Departamento de Engenharia Elétrica
% Universidade Federal de Mato Grosso

function saf
clc;
clear;

rng default
FitnessFcn=@toma;
iniTemp = 500;
nIters = 100;
lb=0;
ub=512;
k = 100;
x0 = rand(1,1)*512;
options = optimoptions('simulannealbnd',...
    'AcceptanceFcn',{@acceptancesa},...
    'InitialTemperature',iniTemp,...
    'TemperatureFcn',{@temperaturefast},...
    'AnnealingFcn',{@annealingfast},...
    'ReannealInterval',10,...
    'MaxFunctionEvaluations', k,...
    'MaxIterations', nIters,...
    'MaxFunctionEvaluations', nIters,...
    'MaxStallIterations',nIters,...
    'PlotFcn',{@saplot, @saplotbestf, @saplotbestx, @saplotf},...
    'Display','iter',...
    'DisplayInterval', 1);

[Xbest,Gbest,~,~] = simulannealbnd(FitnessFcn,x0,lb,ub,options);

disp('=====')
```

```
disp(['Melhor Custo Global: ' num2str(floor(Gbest)) ' | Melhor Posição Global: ' num2s-
tr(Xbest)]);
disp('=====')

end

function stop = saplot(~,optimvalues,~)

stop = false;
X=(optimvalues.bestx);
Y=-(optimvalues.bestx);
A=meshgrid(X,Y);
plot(A,optimvalues.bestfval,'bx');
xlabel('Melhores Soluções');
ylabel('Custo');
title('Espaço de busca');
axis([0 550 -100 550]);
pause(.1);

end
```

```
% Nome - pso
% Algoritmo de otimização por enxame de partículas para funções contínuas
% Desenvolvido por Dr. Raul Vitor Arantes Monteiro / Dezembro de 2023
% Grupo de Pesquisa em Operação de Sistemas Elétricos e Redes Inteligentes
% Departamento de Engenharia Elétrica
% Universidade Federal de Mato Grosso
% Função custo:  $-(\text{abs}((x(j,1+\text{ite})*\sin(\sqrt{\text{abs}(x(j,1+\text{ite}))}))))-418.9829$ 

function pso

tic; %começa a contar o tempo
%define espaço de busca
swarm_size=30;
inertia=0.1;
%define número máximo de iterações
max_ite=30;
%define velocidade inicial
v=ones(swarm_size,1);
%espaço de busca
sc_s=512;
%coeficientes de aceleração
c1=2;
c2=2;
%posições iniciais
x =(512)*rand(swarm_size,1);
size(x);
ite=0;
pb=0;
%cria variáveis vazias
pbest=zeros(length(swarm_size));
gbest=zeros(length(swarm_size));
gbest1=zeros(length(swarm_size));
func=zeros(length(swarm_size));
fun=zeros(length(swarm_size));
%%
%Início do algoritmo
```

```

while ite < max_ite
  for j=1:1:swarm_size
    fun(j,1+ite)=- (abs((x(j,1+ite).*sin(sqrt(abs(x(j,1+ite)))))))-418.9829 %função a ser otimiza-
da
%=====
%verifica a melhor posição entre a solução anterior e a atual de cada partícula
%=====
    if ite~=0 && (fun(j,1+ite)>fun(j,ite))
      x(j,1+ite)=x(j,ite);
      fun(j,1+ite)=fun(j,ite);
    else
      x(j,1+ite)=x(j,1+ite);
      fun(j,1+ite)=fun(j,1+ite);
    end
    end
    if ite == 0
      pbest(j,1)=x(j,1);
    else
      p=[fun(j,ite),fun(j,1+ite)];
      [~,pb]=min(p);
    end
    if pb == 2 && ite ~= 0
      pbest(j,1)=x(j,1+ite);
    elseif pb == 1 && ite ~=0
      pbest(j,1)=x(j,ite);
    end
  end
end
%=====
%verifica a melhor posição global entre todas as partículas
%=====
if ite==0
  [~,g]=min(fun(:,ite+1));
  gbest=x(g(1,1),1+ite);
end
if ite~=0
  g=[fun(:,ite+1),fun(:,ite)];
  [~,gb]=min(g);
  xval=[x(:,ite+1),x(:,ite)];
  gbest_=xval(gb,1);

```

```

    gbest=min(gbest_);
end

x_i(:,1)=x(:,ite+1);

for j=1:1:swarm_size
    rand1=rand*c1; %define um valor aleatório do coeficiente de aceleração
    rand2=rand*c2; %define um valor aleatório do coeficiente de aceleração
    vk(j,1)=(inertia*v(j,1+ite))+((rand1)*(pbest(j,1)-x_i(j,1)))+((rand2)*(gbest-x_i(j,1))); %Ca-
cula a velocidade de cada partícula
    xk(j,1)=vk(j,1)+x_i(j,1); %movimenta a partícula no espaço de busca

    if xk(j,1)<0 || xk(j,1)>512 %restringe movimento da partícula dentro do espaço de busca [0
512]
        xk(j,1)=x_i(j,1);
    end
end

ite=ite+1;
inertia=inertia*(1/ite);
x(:,1+ite)=xk(:,1);
v(:,1+ite)=vk(:,1);
%=====
%Guarda os valores históricos de gbest e da função custo 'func'
%=====
gbest1(ite)=gbest;
func(ite)=- (abs((gbest).*sin(sqrt(abs(gbest)))))-418.9829;

%%
%Criação do gráfico interativo
X=pbest;
Y=-pbest;
A=meshgrid(X,Y);
swarm=- (abs(pbest).*sin(sqrt(abs(pbest))))-418.9829;

%=====
% Desenhando o enxame

```

```

%=====
figure(1)
clf;
plot(A,'swarm','bx');
xlabel('Pbest');
ylabel('Custo');
title('Espaço de busca');
axis([0 550 -100 550]);
pause(.3);

disp(['Iteração:' num2str(ite) ' Melhor Custo:' num2str(abs(func(ite))) ' Gbest:' num2str(gbest1(ite))]);

%Fim do algoritmo
end
toc; %termina a contagem do tempo
%% Criação do plot final
x=0:1:512;
fcusto = -((abs(x.*sin(sqrt(abs(x)))))-418.9829);
lx = length(x);

figure (2)
plot(1:1:lx,fcusto,'LineWidth',2);
xlabel('Iteração');
ylabel('Função custo');
grid on;

lgt=size(func,2);
figure(3)
plot(1:1:lgt,func,'LineWidth',2);
%semilogy(BestCost,'LineWidth',2);
xlabel('Iteração');
ylabel('Melhor custo');
grid on;

end

```

```

% Nome - psof
% Algoritmo de otimização por enxame de partículas para funções contínuas
% Desenvolvido por Dr. Raul Vitor Arantes Monteiro / Dezembro de 2023
% Grupo de Pesquisa em Operação de Sistemas Elétricos e Redes Inteligentes
% Departamento de Engenharia Elétrica
% Universidade Federal de Mato Grosso

function psof
clc;
clear;

rng default
FitnessFcn=@toma;
nSwarmSize = 50;
nIters = 100;
nVars=1;
lb=0;
ub=512;

options = optimoptions('particleswarm',...
    'CreationFcn',{@pswcreationuniform},...
    'InertiaRange',[0.1,1],...
    'InitialSwarmSpan',512,...
    'MaxIterations', nIters,...
    'MaxStallIterations',nIters,...
    'PlotFcn',{@pswplotbestf,@pswplot},...
    'SwarmSize',nSwarmSize,...
    'Display','iter');

[Xbest,Gbest,~,~] = particleswarm(FitnessFcn,nVars,lb,ub,options);

disp('=====')
disp(['Melhor Custo Global: ' num2str(floor(Gbest)) ' | Melhor Posição Global: ' num2s-
tr(Xbest)]);
disp('=====')

end

```

```
function stop = pswplot(optimValues,~)

stop = false;

X=(optimValues.swarm);
Y=-(optimValues.swarm);
A=meshgrid(X,Y);
plot(A,optimValues.swarmfvals,'bx');
xlabel('Melhores Soluções');
ylabel('Custo');
title('Espaço de busca');
axis([0 550 -100 550]);
pause(.1);

end
```

```

% Nome - gaf
% Algoritmo de otimização por algoritmo genético
% Desenvolvido por Dr. Raul Vitor Arantes Monteiro / Dezembro de 2023
% Grupo de Pesquisa em Operação de Sistemas Elétricos e Redes Inteligentes
% Departamento de Engenharia Elétrica
% Universidade Federal de Mato Grosso
% Função custo: -(abs(x.*sin(sqrt(abs(x)))))-418.9829;

function gaf
clc;
clear;
rng default
FitnessFcn=@toma;
nPopSize = 50;
nIters = 100;
nVars=1;
lb=0;
ub=512;
tournamentSize = 2;
nGenes=nVars*8;
nElites = round(nPopSize * 0.2);
options = optimoptions('ga',...
    'CreationFcn',{@gacreationlinearfeasible},...
    'PopulationSize',nPopSize,...
    'InitialPopulationRange',[0;512],...
    'MaxGenerations',nIters,...
    'SelectionFcn',{@selectiontournament,tournamentSize},...
    'MutationFcn',{@mutationadaptfeasible, 0.1},...
    'CrossoverFcn',{@crossovertwopoint},...
    'EliteCount',nElites,...
    'MaxStallGenerations',100,...
    'PlotFcn',{@gaplotbestf,@gaplot},...
    'Display', 'diagnose');

[chromosome, y_fit,~,~,~,~] = ga(FitnessFcn, nVars,[], [], [], [], lb, ub, [],options);

disp('=====')
disp(['Melhor Custo: ' num2str(floor(y_fit)) ' | Melhor Indivíduo: ' num2str(chromosome)]);

```

```
disp('=====')
end

function [state,options,optchanged] = gaplot(options,state,~)

optchanged = false;

X=(state.Population(:,1));
Y=-(state.Population(:,1));
A=meshgrid(X,Y);
plot(A,state.Score,'bx');
xlabel('Melhores Soluções');
ylabel('Custo');
title('Espaço de busca');
axis([0 550 -100 550]);
pause(.1);

end
```

Referências

- ABB. *Energy storage: keeping smart grids in balance*. 2012.
- ABUR, A.; EXPOSITO, A. G. *Power system state estimation: theory and implementation*. Nova Iorque: Marcel Dekker, 2004.
- ACHA, E. *et al.* *FACTS – Modelling and simulation in power networks*. Chichester, Inglaterra: Wiley, 2004.
- ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SODER, L. Distribution generation: a definition. *Electric Power Systems Research*, v. 57, p. 195-204, 2001. [https://doi.org/10.1016/S0378-7796\(01\)00101-8](https://doi.org/10.1016/S0378-7796(01)00101-8)
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). *Projetos de P&D em energia elétrica*. Disponível em: <https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/projetos-de-p-d-em-energia-eletrica>. Acesso em: fev. 2024.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). *Atlas de energia elétrica do Brasil*. 2. ed. Brasília, 2005.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). *Resolução normativa n° 235*. Nov. de 2006. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2006235.pdf>. Acesso em: ago. de 2021.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). *Procedimentos de distribuição: cartilha de acesso ao sistema de distribuição*. Disponível em: https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/audiencias-publicas-antigas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_idDocumento=1269&participa

- caopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp. Acesso em: set. 2011.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). *Procedimentos de distribuição: módulo 3* – acesso ao sistema de distribuição. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2_2.pdf. Acesso em: jun. 2012.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução normativa n° 482. *Diário Oficial da União*. Brasília, DF: abr. 2012. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: ago. de 2021.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução normativa n° 502. *Diário Oficial da União*. Brasília, DF: ago. 2012. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/atren2012502.pdf>. Acesso em: ago. de 2021.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução normativa n° 547. *Diário Oficial da União*. Brasília, DF: abr. 2013. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2013547.pdf>. Acesso em: ago. de 2021.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução normativa n° 610. *Diário Oficial da União*. Brasília, DF: abr. 2014. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2014610.pdf>. Acesso em: ago. de 2021.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução normativa n° 687. *Diário Oficial da União*. Brasília, DF: nov. 2015. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. Acesso em: ago. de 2021.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução normativa n° 733. *Diário Oficial da União*. Brasília, DF: set. 2016. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2016733.pdf>. Acesso em: ago. de 2021.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução normativa n° 786. *Diário Oficial da União*. Brasília, DF: out. 2017. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2017786.pdf>. Acesso em: ago. de 2021.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução normativa n° 819. *Diário Oficial da União*. Brasília, DF: jul. 2018. Disponível em: <https://biblioteca.aneel.gov.br/acervo/detalhe/187075>. Acesso em: ago. de 2021.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução normativa n° 863. *Diário Oficial da União*. Brasília, DF: dez. 2019. Disponível em: <https://abraceel.com.br/wp-content/uploads/post/2020/12/ren2019863.pdf>. Acesso em: ago. de 2021.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução normativa n° 1000. *Diário Oficial da União*. Brasília, DF: dez. 2021. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.html>. Acesso em: ago. de 2021.

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução normativa n° 1059. *Diário Oficial da União*. Brasília, DF: fev. 2023. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231059.html>. Acesso em: ago. de 2021.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução normativa n° 1059. *Diário Oficial da União*. Brasília, DF: fev. 2023. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231059.html>. Acesso em: ago. de 2021.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). *Geração – Matriz energética cresce 383,66 MW em março e 682,61 MW no primeiro trimestre de 2021*. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/id/21866628. Acesso em: ago. 2021a.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). *Procedimentos de distribuição de energia elétrica: módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica*. Versão 12, de 1 jan. 2021b.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). *Sistema de informação da geração da ANEEL Siga*. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNjc4OGEyYjYj-QtYWM2ZC00YjllLWJlYmEtYzdkNTQ1MTc1NjM2IiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOiJ9>. Acesso em: ago. 2021c.
- ALEGRE, F. L. Aplicación de RNA y HMM a la verificación automática de locutor. *IEEE Latin America Transactions*, v. 5, n. 5, p. 329-337, 2007.
- ANDRIES, P. E. *Computational intelligence: an introduction*. 2. ed. Chichester: Wiley, 2007.
- ANEKE, M.; WANG, M. Energy storage technologies and real life applications: a state of the art review. *Solar Energy*, v. 179, p. 350-377, 2016. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.06.097>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DESENVOLVIMENTO INDUSTRIAL. *Smart grid: tendências no mundo e no Brasil e possibilidades de desenvolvimento produtivo e tecnológico*. 2012. Disponível em: https://www.eco.unicamp.br/neit/images/stories/arquivos/Relatorios_NEIT/Smart-Grid-Marco-de-2012.pdf. Acesso em: jan 2024.
- BABS, A.; MAKOWSKI, M. Market aspects of smart power grids development. *Acta Energetica, Smart Grid – Special Issue*, p. 19-22, 2008.
- BAIOLETTI, M.; MILANI, A.; SANTUCCI, V. Algebraic particle swarm optimization for the permutations search space, *IEEE Congress on Evolutionary Computation (CEC)*, p. 1587-1594, 2017. Disponível em: <http://doi.org/10.1109/CEC.2017.7969492>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- BANSAL, R. *Handbook of distributed generation*. Santa Maria: Springer, 2017. E-book.
- BANSAL, R. *Power system protection in smart grid environment*. Boca Raton: CRC Press, 2019. E-book.
- BARBER, R. B.; MOTLEY, M. R. Cavitating response of passively controlled tidal turbines. *Journal of Fluids and Structures*, v. 66, p. 462-475, 2016. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.jfluidstructs.2016.08.006>. Acesso em: 6 mar. 2024.

- BARIN, A *et al.* Methodology for placement of dispersed generation systems by analyzing its impacts in distribution networks. *IEEE Latin America Transactions*, v. 10, n. 2, p. 1544-1549, 2012. Disponível em: <http://doi.org/10.1109/TLA.2012.6187598>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- BARSALI, S. *et al.* Storage applications for smart grids. *Electr. Power Syst. Res.*, v. 120, p. 109-117, 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2014.07.029>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- BERNECKER, D. *et al.* Continuous short-term irradiance forecasts using sky images. *Sol. Energy*, v. 110, p. 303-315, 2014. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2014.09.005>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- BHARDWAJ, S. *et al.* Estimation of solar radiation using a combination of Hidden Markov Model and generalized Fuzzy model. *Sol. Energy*, v. 93, p. 43-54, 2013. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2013.03.020>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- BHOTTO, MD. Z. A.; MAKONIN, S.; BAJIC, V. Load disaggregation based on aided linear integer programming. *IEEE Transactions on Circuits and Systems – II: Express Briefs*, v. 64, p. 792-796, 2016. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TCSII.2016.2603479>. Acesso em: 22 ago. 2018.
- BRASIL. Lei nº 9.999, de 24 de julho de 2000. Dispõe sobre realização de investimentos em pesquisa e desenvolvimento e em eficiência energética por parte das empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica, e dá outras providências. *Diário Oficial da União*: Brasília, DF, 24 de julho de 2000.
- BRASIL. Decreto nº 5.163, de 30 de Julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de energia elétrica, e dá outras providências. *Diário Oficial da União*: Brasília, DF, 30 de julho de 2004.
- BRASIL. Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS); altera as Leis nº 10.848, de 15 de março de 2004, e 9.427, de 26 de dezembro de 1996; e dá outras providências. *Diário Oficial da União*: Brasília, DF, 4 de ago. de 2022.
- BROOKS, J.; BAROOAH, P. Consumer-aware load control to provide contingency reserves using frequency measurements and inter-load communication. *Conferência Americana de Controle (ACC)*, p. 5008-5013, julho de 2016. Disponível em: <http://doi.org/10.1109/ACC.2016.7526147>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- BUCHHOLZ, B. M. *Smart grids fundamentals*. Heidelberg: Springer, 2014. E-book.
- CASALS, L. C.; AMANTE GARCÍA, B.; CANAL, C. Second life batteries lifespan: rest of useful life and environmental analysis. *Journal of Environmental Management*, v. 232, p. 354-363, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2018.11.046>. Acesso em: 6 mar. 2024.

- CASCIO, E. L. *et al.* How smart is the grid? *Front. Energy Res.*, v. 9, p. 1-18, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.3389/fenrg.2021.637447>. Acesso em: 6/3/2024.
- CELIK, A. N. Artificial neural network modelling and experimental verification of the operating current of mono-crystalline photovoltaic modules. *Sol. Energy*, v. 85, n. 10, p. 2507-2517, 2011. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2011.07.009>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- CHANG, W. The state of charge estimating methods for battery: a review. *Applied Mathematics*, v. 2013, n. 1, 2013. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1155/2013/953792>. Acesso em: 10 jun. 2016.
- CHEN, H. *et al.* Progress in electrical energy storage system: a critical review. *Prog. Nat. Sci.*, v. 19, n. 3, p. 291-312, 2009. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.pnsc.2008.07.014>. Acesso em: 6/3/2024.
- CHIASSON, J.; VAIRAMOHAN, B. Estimating the state of charge of a battery. *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, v. 13, n. 3, p. 465-470, 2005. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1109/TCST.2004.839571>. Acesso em: 15 jun. 2016.
- CHITTUR, P.; TANT, J.; RADHAKRISHNA, J. Novel methodology for optimal reconfiguration of distribution networks with distributed energy resources. *Elect. Power Sys. Res.*, v. 127, p. 165-176, 2015. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2015.05.005>. Acesso em: 16 set. 2018.
- CIVANLAR, S. *et al.* Distribution feeder reconfiguration for loss reduction. *IEEE Trans. on Power Deli.*, v. 3, n. 3, p. 1217-1224, 1988.
- COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS (CEMIG). *Atlas solarimétrico de Minas Gerais*. Belo Horizonte: Cemig, 2012. 80 p.
- CONCEIÇÃO, E. N.; SILVA, K. M. Modeling and simulation of the protection of distribution feeders in ATP. *IEEE Latin America Transactions*, v. 13, n. 5, p. 1392-1397, 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TLA.2015.7111994>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- CUNHA, G. H. B. *Modelagem matemática e implementação computacional no ATP de um sistema solar fotovoltaico conectado a rede de baixa tensão*. 2013. 131 f. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia 2013.
- DA FONSECA, A. L. A.; CHVATAL, K. M. S.; FERNANDES, R. A. S. Thermal comfort maintenance in demand response programs: a critical review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 141, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.110847>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- DANTAS, E. F. *Implementação de uma máquina síncrona virtual em um sistema fotovoltaico trifásico conectado à rede*. 2018. 111 f. Dissertação. (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2018.

- DANTAS, G. DE A. *et al.* Public policies for smart grids in Brazil. *Ren. and Sus. Ene. Rev.*, v. 92, p. 501-512, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.04.077>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- DE NUNE, J. U. N.; BRETAS, A.S. Voltage regulators allocation in power distribution networks: a tabu search approach. *19th International Conference on Intelligent System Application to Power Systems (ISAP)*, set. 2017. Disponível em: <http://doi.org/10.1109/ISAP.2017.8071379>. Acesso em: 6/3/2024.
- DE RESENDE, C. H. N.; MENDES, M. H. S.; DE VASCONCELOS, J. A. Robust feeder re-configuration in radial distribution networks. *Internacional J. Eletr. Power Energy Syst.*, v. 54, p. 619-630, 2014. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2013.08.015>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- DEGEFA, M. Z. *et al.* Optimal voltage control strategies for day-ahead active distribution network operation. *Electr. Power Syst. Res.*, v. 127, p. 41-52, 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2015.05.018>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- DELL, R. M.; RAND, D. A. J. Energy storage – a key technology for global energy sustainability, *J. Power Sources*, v. 100, n. 1-2, p. 2-17, 2001. Disponível em: [https://doi.org/10.1016/S0378-7753\(01\)00894-1](https://doi.org/10.1016/S0378-7753(01)00894-1). Acesso em: 6 mar. 2024.
- DENG, Y., ZHANG, Y., LUO, F., & MU, Y. Hierarchical energy management for community microgrids with integration of second-life battery energy storage systems and photovoltaic solar energy. *IET Energy Systems Integration*, v. 4, n. 2, p. 206-219, 2022. Disponível em: <https://doi.org/10.1049/esi2.12055>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- DESCHEEMAEKER, J. *et al.* Incentives and technical considerations related to increased voltage tolerance in low voltage distribution grids. *ICHQP*, mai. 2014.
- DUARTE, M. *Detection of onset in data*. 2017. Disponível em: <https://github.com/demotu/BMC/blob/master/notebooks/DetectOnset.ipynb>
- DUFO-LÓPEZ, R.; LUJANO-ROJAS, J. M.; BERNAL-AGUSTÍN, J. L. Comparison of different lead–acid battery lifetime prediction models for use in simulation of stand-alone photovoltaic systems. *Appl. Energy*, v. 242-53, 2014. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.11.021>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- DUTRA, R. *Energia eólica: princípios e tecnologia*. Rio de Janeiro: Centro de Referência para Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito (CRESESB), 2008. E-book.
- EBERHART, R. C.; SHI, Y. Guest editorial – special issue on particle swarm optimization. *IEEE Trans. on Evol. Comp.*, v. 8, n. 3, p. 201-203, 2004. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TEVC.2004.830335>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- EHRHARDT-MARTINEZ, K.; DONNELLY, K. A.; LAITNER, J. A. *Advanced metering initiatives and residential feedback programs: a meta-review for household electricity-saving opportunities*. Technical Report E105 for American Council for an Energy-Efficient Economy (ACEE): Washington, DC, 2010.

- EKANAYAKE, J. *et al.* *Smart grid: technology and applications*. Wiley, 2012. E-book. Disponível em: <https://doi.org/10.1002/9781119968696>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- EL-KJATTAN, W., SALAMA, M. M. A. Distributed generation technologies: definitions and benefits. *Electric Power Systems Research*, v. 71, p. 119-128, 2004.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Plano nacional de energia – 2050*. São Paulo, 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-2050>. São Paulo, 2020. Acesso em: 6 mar. 2024.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Estudos do plano decenal de expansão de energia 2031 – micro e minigeração distribuída & baterias*. São Paulo, 2021.
- ER, M. J.; LIU, F. Genetic algorithms for MLP neural network parameters optimization. *Chinese Control Decis. Conf.*, p. 3653-3658, 2009. Disponível em: <http://doi.org/10.1109/CCDC.2009.5192353>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- EUROPEAN COMMISSION (UNIÃO EUROPEIA). Digitalization of energy action plan. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022DC0552>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- FANTIN, C. A. *Metodologia para estimação de estado trifásica em sistemas de distribuição incorporando medidas SCADA, virtuais, pseudo-medidas e medidas fasoriais sincronizadas*. 2016. 130 f. Tese (Doutorado em Ciências) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2016.
- FATHABADI, H. Power distribution network reconfiguration for power loss minimization using novel dynamic fuzzy c-means (dFCM) clustering-based ANN approach. *Int. J. Electr. Power Ener. Syst.*, v. 96–107, 2016. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.ije-pes.2015.11.077>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- FERRO, F. *et al.* Improvement of the short-term load forecasting through the similarity among consumption profiles. *IEEE Latin America Transactions*, v. 7, n. 5, p. 527-532, 2009.
- FOROUZANFAR, M. *et al.* Comparison of feed-forward neural network training algorithms for oscillometric blood pressure estimation. *4th Int. Work. Soft Comput. Appl.*, p. 119-123, 2010. Disponível em: <http://doi.org/10.1109/SOFA.2010.5565614>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- GILLESPIE, A. J.; JOHANSON, E. S.; MONTVYDAS, D. T. Energy storage in Pennsylvania. *IEEE Vehicular Technology Magazine*, v. 9, p. 76-86, 2014. Disponível em: <http://doi.org/10.1109/MVT.2014.2313030>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- GOLMOHAMADI, H.; KEYPOUR, R. Application of robust optimization approach to determine optimal retail electricity price in presence of intermittent and conventional distributed generation considering demand response. *J Control Autom. Electr. Syst.*, v. 28, p. 664-678, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.1007/s40313-017-0328-9>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- GRBOVIC, P. J. Energy storage technologies and devices. IN: GRBOVIC, P. J. *Ultra-capacitors in power conversion systems: analysis, modeling and design in theory and practice*. Nova

- Jersey: John Wiley & Sons, 2014. Disponível em: <https://doi.org/10.1002/9781118693636.ch1>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- GUPTA, N.; SWARNKAR, A.; NIAZI, K. R. Distribution network reconfiguration for power quality and reliability improvement using genetic algorithms. *Inter. J. Electr. Power Energy Syst.* v. 54, p. 664-671, 2014. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/J.IJEPES.2013.08.016>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- HAN, H.; DANG, J.; REN, E. Comparative study of two uncertain support vector machines. *IEEE Fifth International Conference on Advanced Computational Intelligence (ICACI)*, p. 388-390, 2012. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/ICACI.2012.6463192>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- HENRIQUE, C. *et al.* Robust feeder reconfiguration in radial distribution networks. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, v. 54, p. 619-630, 2014. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2013.08.015>. Acesso em: 16 set. 2018.
- HILL, C. A. *et al.* Battery energy storage for enabling integration of distributed solar power generation. *IEEE Trans. Smart Grid*, v. 3, n. 2, p. 850-857, 2012. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TSG.2012.2190113>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- HOCHREITER, S.; SCHMIDHUBER, J. Long short-term memory. *Neural Computation*, v. 9, n. 8, p. 1735-1780, 1997. Disponível em: <https://www.bioinf.jku.at/publications/older/2604.pdf>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- HOYO-MONTAÑO, J. A. *et al.* Overview of non-intrusive load monitoring: a way to energy wise consumption. *International Conference on Power Electronics – CIEP*. 2016. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/CIEP.2016.7530760>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- IBRAHIM, H.; ILINCA, A.; PERRON, J. Energy storage systems – characteristics and comparisons. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, v. 12, n. 5, p. 1221-1250, 2008. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2007.01.023>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Energy technology RD&D budgets – data explorer*. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/energy-technology-r-dd-budgets-data-explorer>. Acesso em: fev. 2024.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *World energy employment 2023*. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/world-energy-employment-2023>. Acesso em: fev. 2024.
- ISMAIL, M. M. Protection of three-phase VSI grid-connected PV system during transient conditions using fuzzy logic. *J Control Autom Electr Syst*, v. 24, p. 189-200, 2016. Disponível em: <https://doi.org/10.1007/s40313-015-0224-0>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- İZGI, E. *et al.* D. Short-mid-term solar power prediction by using artificial neural networks. *Sol. Energy*, v. 86, n. 2, p. 725-733, 2012. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2011.11.013>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- JANG, J.-S.R.; SUN, C.-T.; MIZUTANI, E. *Neuro-fuzzy and soft computing: a computational approach to learning and machine intelligence*. New Jersey: Prentice-Hall, 1997.

- JARDINI, J. A. *et al.* Daily load profiles for residential, commercial, and industrial low voltage consumers. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 15, n. 1, p. 375-380, 2000. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/61.847276>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- JAZEBI, S.; VAHIDI, B. Reconfiguration of distribution networks to mitigate utilities power quality disturbances. *Electr. Power Syst. Res.*, v. 91, p. 9-17, 2012. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2012.04.008>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- JETION SOLAR. Jiangyin: Jestion Solar; CNBM. Disponível em: <http://www.jetionsolar.com/>. Acesso em: nov. 2015.
- JUNIOR, M. K. *et al.* Distributed generation in Brazil: advances and gaps in regulation. *IEEE Latin America Transactions*, v. 13, n. 8, p. 2594-2601, 2015. Disponível em: <http://doi.org/10.1109/TLA.2015.7332137>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- KABALCI, E.; KABALCI, Y. *Smart grids and their communication systems*. Singapura: Springer, 2019. E-book.
- KANDEMIR, C.; CELIK, M. A human reliability assessment of marine auxiliary machinery maintenance operations under ship PMS and maintenance 4.0 concepts. *Cognition, Technology and Work*, v. 22, n. 3, p. 473-487, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1007/s10111-019-00590-3>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- KANGAS, H. L. *et al.* Digitalization in wind and solar power technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 150, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111356>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- KAUSHIKA, N. D.; TOMAR, R. K.; KAUSHIK, S. C. Artificial neural network model based on interrelationship of direct, diffuse, and global solar radiations. *Sol. Energy*, v. 103, p. 327-342, 2014. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2014.02.015>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- KOLLER, M. *et al.* Review of grid applications with the Zurich 1MW battery energy storage system. *Electr. Power Syst. Res.*, v. 120, p. 128-135, 2015. Disponível em: <http://doi.org/10.1016/j.epsr.2014.06.023>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- KOLTER, J. Z.; JOHNSON, M. J. REDD: A public data set for energy disaggregation research. In *Proceedings of the SustKDD workshop on Data Mining Applications in Sustainability*, San Diego, p. 1-6, 2011. Disponível em: <https://people.csail.mit.edu/mattjj/papers/kdd-sust2011.pdf>. Acesso em: 4 abr. 2024.
- KONDOH, J. *et al.* Electrical energy storage systems for energy networks. *Energy Convers. Manag.*, v. 41, n. 17, p. 1863-1874, 2000. Disponível em: [https://doi.org/10.1016/S0196-8904\(00\)00028-5](https://doi.org/10.1016/S0196-8904(00)00028-5). Acesso em: 6 mar. 2024.
- KONG, W. *et al.* An extensible approach for non-intrusive load disaggregation with smart meter data. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 9, p. 3362-3372, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TSG.2016.2631238>. Acesso em: 22 ago. 2018.

- LACAP, J.; PARK, J. W.; BESLOW, L. Development and demonstration of microgrid system utilizing second-life electric vehicle batteries. *Journal of Energy Storage*, v. 41, p. 1-13, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.est.2021.102837>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- LEI, L.; GAO, Z. DING, W. Fuzzy multi-class support vector machine based on binary tree in network intrusion detection. *2010 International Conference on Electrical and Control Engineering*. p. 1043-1046, 2010, Wuhan, China. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/iCECE.2010.264>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- LERA, G.; PINZOLAS, M. A quasi-local levenberg-marquardt algorithm for neural network training. *1998 IEEE Int. Jt. Conf.*, v. 3, p. 2242-2246, 1998. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/IJCNN.1998.687209>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- LI, X.; WANG, D. A sensor registration method using improved Bayesian regularization algorithm. *Int. Jt. Conf. Comput. Sci. Optim.*, n. 4, p. 195-199, 2009. Disponível em: <http://doi.org/10.1109/CSO.2009.447>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- LIN, C. C.; YANG, C. H.; SHYUA, J. Z. A comparison of innovation policy in the smart grid industry across the pacific: China and the USA. *Energy Pol.*, v. 57, p. 119-132, 2013. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2012.12.028>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- LIU, Q. *et al.* Low-complexity non-intrusive load monitoring using unsupervised learning and generalized appliance models. *IEEE Trans. Consum. Electron.*, v. 65, n. 1, p. 28-37, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TCE.2019.2891160>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- LOCOROTONDO, E. *et al.* Electrical lithium battery performance model for second life applications. *020 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2020 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)*, p. 1-6, 2020, Madrid. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/EEEIC/ICPSEurope49358.2020.9160496>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- LORA, S., HADDAD, E. E. *Geração distribuída: aspectos tecnológicos, ambientais e institucionais*. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.
- MACHADO, R. N. *et al.* Use of wavelet transform and Generalized Regression Neural Network (GRNN) to the characterization of short-duration voltage variation in electric power system. *IEEE Latin America Transactions*, v. 7, n. 2, p. 217-222, 2009. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TLA.2009.5256832>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- MALFA, E. *ABB no sustainable energy markets*. Brésia: Universidade de Brésia, 2002.
- MATALI, J.; DHINAKARAN, S.; MOHAMAD, A. A. Energy storage systems: a review. *Energy Storage and Saving*, v. 1, p. 166-216. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enss.2022.07.002>. Acesso em: 12 jan. 2024.
- MELLIT, A.; PAVAN, A. M. A 24-h forecast of solar irradiance using artificial neural network: application for performance prediction of a grid-connected PV plant at Trieste, Italy. *Sol. Energy*, v. 84, n. 5, p. 807-821, 2010. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2010.02.006>. Acesso em: 6 mar. 2024.

- MENTASCHI, L. *et al.* Problems in RMSE-based wave model validations. *Ocean Model.*, v. 72, p. 53-58, 2013. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ocemod.2013.08.003>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- MOHAN, A. M.; MESKIN, N.; MEHRJERDI, H. A comprehensive review of the cyber-attacks and cyber-security on load frequency control of power systems. *Energies*, v. 13, n. 15, p. 1-33, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/en13153860>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- MOLINA, M. G. Distributed energy storage systems for applications in future smart grids. *IEEE Transmission and Distribution Latin America Conference and Exposition (T&D-LA), Sixth IEEE/PES*, p. 1-7, 2012. Disponível em: <http://doi.org/10.1109/TDC-LA.2012.6319051>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- MOMOH, J. *Smart grid – fundamental of design and developments*. Wiley. E-book. 2012.
- MONTEIRO, R. V. A. *Reconfiguração otimizada de redes de distribuição de energia elétrica com penetração fotovoltaica, com a utilização de armazenadores de energia e com o auxílio de inteligência artificial*. 2017. 186 f. Tese (Doutorado em Ciências) – Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2017.
- MONTEIRO, R. V. A. *et al.* Estimating photovoltaic power generation: performance analysis of artificial neural networks, support vector machine and Kalman filter. *Electr. Power Syst. Res.*, v. 143, n. 143, p. 643-656, 2017. Disponível em: <http://doi.org/10.1016/j.epsr.2016.10.050>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- MONTEIRO, R. V. A. *et al.* Long-term sizing of lead–acid batteries in order to reduce technical losses on distribution networks: a distributed generation approach. *Electr. Power Syst. Res.*, v. 144, p. 163-174, 2016. Disponível em: <http://doi.org/10.1016/j.epsr.2016.12.004>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- MONTEIRO, R. V. A. *et al.* A medium-term analysis of the reduction in technical losses on distribution systems with variable demand using artificial neural networks: an electrical energy storage approach. *Energy*, v. 164, p. 1216-1228, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.09.021>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- MONTI, A.; MUSCAS, C.; PONCI, F. *Phasor measurement units and wide area monitoring systems: from the sensors to the system*. Amsterdã. Elsevier, 2016. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/C2014-0-03907-X>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- NAPIS, N. F. *et al.* An improved method for reconfiguring and optimizing electrical active distribution network using evolutionary particle swarm optimization. *Applied Sciences*. v. 8, p. 804-822, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/app8050804>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- NATIONAL COMMUNICATIONS SYSTEM (NCS). *NCS technical information bulletin 04-1: securing supervisory control and data acquisition systems*. Arlington. Out, 2004.

- NETTO, A. V. Planning of network system for the distribution and transmission areas of electric energy. *IEEE Latin America Transactions*, v. 13, n. 1, p. 345-352, 2015. Disponível em: <http://doi.org/10.1109/TLA.2015.7040668>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- NGUYEN, T. T.; TRUONG, A. V. Distribution network reconfiguration for power loss minimization and voltage profile improvement using cuckoo search algorithm. *Internacional J. Eletr. Power Energy Syst.*, v. 68, p. 233-242, 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.12.075>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- OLATOMIWA, L. *et al.* A support vector machine–firefly algorithm–based model for global solar radiation prediction. *Sol. Energy*, v. 115, p. 632-644, 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2015.03.015>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). *Relatório de análise de perturbação – RAP: ONS DGL-REL-0016/2020*. Rio de Janeiro. ONS, 2020. 89 p. Disponível em: http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/DGL-REL-0016_2020%20-%20RAP%2003.11.2020_20h48min_Amap%C3%A1_VF.pdf. Acesso em: 27 jul. 2020.
- PAMPARA, G.; FRANKEN, N.; ENGELBRECHT, A. P. Combining particle swarm optimization with angle modulation to solve binary problems. *IEEE Congress on Evolutionary Computation*, p. 89-96, 2005. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/CEC.2005.1554671>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- PEGADO, R. *et al.* Radial distribution network reconfiguration for power losses reduction based on improved selective BPSO. *Electr. Power Syst. Res.*, v. 169, p. 206-213, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2018.12.030>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- PEREZ, F. *et al.* Simulação computacional de sistemas fotovoltaicos com armazenadores de energia integrados em redes elétricas inteligentes. In: XI CONFERÊNCIA BRASILEIRA SOBRE QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015. *Anais [...]*. Campina Grande, Universidade Federal de Campina Grande, 2015.
- PFITSCHER, L. L. *et al.* Intelligent system for automatic reconfiguration of distribution network in real time. *Electr. Power Syst. Res.*, p. 84-92, 2013. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2012.12.007>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- PHADKE, A. G. Synchronized phasor measurements – a historical overview. *Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference*, p. 476-479, 2002. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TDC.2002.1178427>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- PINHEIRO, D. B.; GARCIA, V. J. *Smart operation for power distribution systems*. Santa Maria: Springer, 2018. E-book. PROGRAMA DE CONSERVAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (PROCEL). *Resultados PROCEL – ano base 2016*. 2017. Disponível em: http://www.procelinfo.com.br/resultadosprocel2017/docs/rel_procel2017_web.pdf. Acesso em: 6 mar. 2024.
- PULIPAKA, S.; MANI, F.; KUMAR, R. Modeling of soiled PV module with neural networks and regression using particle size composition. *Sol. Energy*, v. 123, p. 116-126, 2016. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2015.11.012>. Acesso em: 6 mar. 2024.

- QIZHONG, Z. Gene selection and classification using non-linear kernel support vector machines based on gene expression data. *IEEE/ICME International Conference on Complex Medical Engineering*, Beijing, China. 2007. Disponível em: <http://doi.org/10.1109/ICCME.2007.4382018>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- RAMASWAMY, C. *et al.* Novel methodology for optimal reconfiguration of distribution networks with distributed energy resources. *Electr. Power Syst. Res.*, v. 127, p. 165-176, 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2015.05.005>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- RAMPINELLI, G. A. *et al.* Artificial intelligence techniques applied to energetic analysis of photovoltaic systems. *IEEE Latin America Transactions*, v. 8, n. 5, p. 512-518, 2010. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TLA.2010.5623503>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- REVOL, J. P. Thorium: an energy source for the world of tomorrow. *The European Physical Journal Conferences*, v. 98, p. 1-20, 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.1051/epj-conf/20159805002>. Acesso em: 3 abr. 2024.
- RIEDMILLER, M.; BRAUN, H. A direct adaptive method for faster backpropagation learning: the RPROP algorithm. *IEEE Int. Conf. Neural Networks*, v. 1, p. 586-591, 1993. Disponível em: <http://doi.org/10.1109/ICNN.1993.298623>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- SALAZAR, G.; CARRIÓN, D. Characterization and modeling of the efficiency of photovoltaic systems. *IEEE Latin America Transactions*, v. 13, n. 8, p. 2580-2586, 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TLA.2015.7332135>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- SANTOS, Y. A. *et al.* Evaluation of hybrid energy storage systems using wavelet and stretched-thread methods. *IEEE Access*, v. 8, p. 171882-171891, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3024966>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- SCHIMD, E.; KNOPE, B.; PECHAN, A. Putting an energy system transformation into practice: the case of the German Energiewende. *Ener. Res. and Soc. Sci.*, v. 11, p. 263-275, 2016. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.erss.2015.11.002>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- SELAKE, L.; BUTALA, P.; SLUGA, A. Condition monitoring and fault diagnostics for hydro-power plants. *Computers in Industry*, v. 65, n. 6, p. 924-936, 2014. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.compind.2014.02.006>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- SEN, K. K.; SEN, M. L. *Introduction to facts controllers – theory, modelling, and applications*. Piscataway, NJ: Wiley, 2009.
- SEVERINO, M. M. *Avaliação técnico-econômica de um sistema híbrido de geração distribuída para atendimento a comunidades isoladas da Amazônia*. 2008. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, 2008.
- SHANG, C.; SRINIVASAN, D.; REINDL, T. An improved particle swarm optimization algorithm applied to battery sizing for stand-alone hybrid power systems. *Int J Electr Power Energy Syst.* v. 74, p. 104-117, 2016. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.07.009>. Acesso em: 6 mar. 2024.

- SHAYEGHI, H.; SHAYANFAR, H. A.; MALIK, O. P. Robust decentralized neural networks based LFC in a deregulated power system. *Electr. Power Syst. Res.*, v. 77, n. 3-4, p. 241-251, 2007. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2006.03.002>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- SILVESTRI, L.; DE SANTIS, M.; BELLA, G. A preliminary techno-economic and environmental performance analysis of using second-life EV batteries in an industrial application. IEEE, 2022. *6th International Conference on Green Energy and Applications, ICGEA*, Singapura. 2022, p. 99-102. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/ICGEA54406.2022.9791901>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- SIMON, H. *Redes neurais artificiais: princípios e práticas*. 2. ed. Porto Alegre: Prentice Hall, Inc., 2007. Reimpressão.
- SKOPLAKI, E.; BOUDOUVIS, A. G.; PALLYVOS, J. A. A simple correlation for the operating temperature of photovoltaic modules of arbitrary mounting. *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, v. 92, n. 11, p. 1393-1402, 2008. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2008.05.016>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- SOARES, T. *et al.* Cost allocation model for distribution networks considering high penetration of distributed energy resources. *Elec. Power Sys. Res.*, v. 124, p. 120-132, 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2015.03.008>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- SOTO, A. *et al.* Integration of second-life battery packs for self-consumption applications: analysis of a real experience. *21st IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2021 5th, Bari, Itália. IEEE Industrial and Commercial Power System Europe, IEEEIC / I and CPS Europe 2021 – Proceedings*. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/IEEEIC/ICPSEurope51590.2021.9584809>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- SOUZA, S. S. F.; ROMERO, R.; FRANCO, J. F. Artificial immune networks Copt-aiNet and Opt-aiNet applied to the reconfiguration problem of radial electrical distribution systems. *Elect. Power Sys. Res.*, v. 119, p. 304-312, 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2014.10.012>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- SOUZA, S. S. F. *et al.* Artificial immune algorithm applied to distribution system reconfiguration with variable demand. *Intern. J. of Elec. Power & Ener. Sys.*, v. 82, p. 561-568, 2016a. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2016.04.038>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- SOUZA, S. S. F. *et al.* Reconfiguration of radial distribution systems with variable demands using the clonal selection algorithm and the specialized genetic algorithm of Chu–Beasley. *J. Cont. Autom. Elec. Sys.*, v. 27, p. 689-701, 2016b. Disponível em: <https://doi.org/10.1007/s40313-016-0268-9>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- STRICKLAND, D.; BAI, X. Sizing Energy Storage on the 11kV Distribution Network. *Conference on Power Electronics, Manchester, UK, Machines and Drives (PEMD 2014), 7th IET International*, p. 1-6, 2014. Disponível em: <https://doi.org/10.1049/cp.2014.0255>. Acesso em: 6 mar. 2024.

- SU, C.; CHANG, C.; CHIOU, J. Distribution network reconfiguration for loss reduction by ant colony search algorithm. *Elect. Power Sys. Res.*, v. 75, p. 190-199, 2005. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2005.03.002>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- TABATABAEI, S. M.; DICK, S.; XU, W. Toward non-intrusive load monitoring via multi-label classification. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 8, p. 26-40, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TSG.2016.2584581>. Acesso em: 22 ago. 2018.
- TAPAKIS, R.; MICHAELIDES, S.; CHARALAMBIDES, A. G. Computations of diffuse fraction of global irradiance: part 2 – neural networks. *Sol. Energy*, v. 139, p. 723-732. 2016. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2015.12.042>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- TEIMOURZADEH, S.; ZARE, K. Application of binary group search optimization for reconfiguration of distribution networks. *Int. J. Electr. Power Ener. Syst.*, v. 62, p. 461-438, 2014. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.04.064>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- THANH, T.; VIET, A. Distribution network reconfiguration for power loss minimization and voltage profile improvement using cuckoo search algorithm. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, v. 68, p. 233-242, 2015. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.12.075>. Acesso em: 16 set. 2018.
- THOMAS, M. S.; MCDONALD, J. D. *Power system SCADA and smart grids*. Boca Raton, FL: CRC Press, 2015. E-book.
- TOMASSINI, M. A survey of genetic algorithms. *Annual reviews of computational physics III*, p. 87-118, 1995. Disponível em: https://doi.org/10.1142/9789812830647_0003. Acesso em: 27 dez. 2023.
- TRIGOSO, F. M. *et al.* Panorama de geração distribuída no Brasil utilizando a tecnologia solar fotovoltaica. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR – CBENS, 2008, Florianópolis. *Anais[...]*. Florianópolis: 2008.
- TSANG, E. C. C.; YEUNG, D. S.; CHAN, P. P. K. Fuzzy support vector machines for solving two-class problems. *International Conference on Machine Learning and Cybernetics*, IEEE, Xian, China. p. 1080-1083, 2003. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/ICMLC.2003.1259643>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- TURKSON, W. ; WOHLGEMUTH, N. Power sector reforms and distributed generation in sub-Saharan Africa. *Ener. Pol.*, v. 29, p. 134-145, 2001.
- UBIRAJARA, J.; NUNES, N.; NUNES, A. S. Voltage regulators allocation in power distribution networks: a tabu search approach. IN: 19TH INTERNATIONAL CONFERENCE ON INTELLIGENT SYSTEM APPLICATION TO POWER SYSTEMS. Set. 2017. Disponível em: <http://doi.org/10.1109/isap.2017.8071379>. Acesso em: 10 jul. 2016.
- UNITED NATIONS FOR CLIMATE CHANGE (UNFCCC). *Paris Climate Change Conference*. 2015.
- UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA (UFU). *A cidade de Uberlândia*. Disponível em: http://www0.ufu.br/catalogo_novo/idiomas/pt/cidade.htm. Acesso em: jan. 2016.

- U.S. DEPARTMENT OF ENERGY (DOE). *DOE Global Energy Storage Database*. Disponível em: <https://sandia.gov/ess-ssl/gesdb/public/>. Acesso em: 24/2/2023.
- U.S. DEPARTMENT OF ENERGY (DOE). *DOE/EPRI electricity storage handbook in collaboration with NRECA*. 2013.
- U.S. DEPARTMENT OF ENERGY (DOE). *U.S DOE energy storage handbook*. Albuquerque, CA. 2020.
- VACCARO, A.; ZOBAA, A. F. *Wide area monitoring, protection, and control systems: the enabler for smarter grids*. Londres: IET, 2016. E-book.
- VAGNONI, E. *et al.* Digitalization in hydropower generation: development and numerical validation of a model-based smart power plant supervisor. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, Volume 774, 30th IAHR Symposium on Hydraulic Machinery and Systems (IAHR 2020)*. 21-26 March 2021, Lausanne, Switzerland 2021. <http://doi.org/10.1088/1755-1315/774/1/012107>
- WATRIN, N.; BLUNIER, B.; MIRAOU, A. Review of adaptive systems for lithium batteries state-of-charge and state-of-health estimation. *IEEE Transportation Electrification Conference and Expo (ITEC)*, n. 3, p 1-6, 2012. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1109/ITEC.2012.6243437>. Acesso em: 15 jun. 2016.
- WILLIS, H. L. ; SCOTT, W. G. *Distributed power generation: planning and evaluation*. Boca Raton: CRC Press, 2000.
- WU, W.; TSAI, M.; HSU, F. A new binary coding particle swarm optimization for feeder reconfiguration. *2007 International Conference on Intelligent Systems Applications to Power Systems*, Kaohsiung, Taiwan, p. 1-6, 2007. Disponível em: <http://doi.org/10.1109/ISAP.2007.4441672>.
- ZEIFMAN, M.; ROTH, K. Nonintrusive appliance load monitoring: review and outlook. *IEEE Conference on Consumer Electronics – ICCE*. 2011.
- ZHANG, B. Y. *et al.* Grid-level application of electrical energy storage. *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 15, p. 51-58, 2017. <http://doi.org/10.1109/MPE.2017.2708860>
- ZOHA, A. *et al.* Non-intrusive load monitoring approaches for disaggregated energy sensing: a survey. *Sensors*, v. 12, p. 16838-16866, 2012.

Sobre o autor

Nascido em Cuiabá, Mato Grosso, filho de professores, formou-se, em 2010, em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Mato Grosso (UFMT). Em 2015, obteve o título de mestre em Engenharia de Edificações e Ambiental (UFMT), onde desenvolveu estudos sobre qualidade da energia e eficiência elétrica de lâmpadas tubulares de LED. Em 2017, recebeu o título de doutor em Ciências pela Universidade Federal de Uberlândia (UFU), tendo realizado estágio de doutoramento na University of Florida, na cidade de Gainesville, Florida, EUA. Foi durante seu doutoramento que o autor teve o primeiro contato com a inteligência artificial. Continuou atuando no campo de pesquisa e cursou pós-doutorado em Ciências na UFU (2019).

Atualmente, é professor efetivo do Departamento de Engenharia Elétrica da UFMT, onde também é coordenador do Núcleo de Pesquisas em Operação de Sistemas Elétricos e Redes Inteligentes (Noseri). Suas áreas de interesse envolvem qualidade da energia elétrica, smart grids, controles inteligentes, eficiência elétrica e inteligência computacional.



Inteligência artificial aplicada às smart grids apresenta os conceitos e as aplicações básicas que possibilitam a transição das redes de energia elétrica convencionais para redes de energia elétrica inteligentes. Apesar de não ser um elemento que integra uma *smart grid*, os conceitos básicos sobre geração distribuída e suas especificações no Brasil são apresentados nesta obra. Não menos importante, uma discussão sobre as políticas públicas necessárias para a facilitação desse processo de transição é feita. O autor expõe as áreas de maior interesse para essa transição nos setores de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, incluindo a importância da segurança cibernética em tais seguimentos. Sistemas de armazenamento de energia, suas aplicações ao redor do mundo, os conceitos básicos envolvidos nas principais tecnologias utilizadas, uma introdução sobre baterias de segunda vida e os custos envolvidos são temas presentes no livro. As possibilidades de aplicação de ferramentas de inteligência artificial nas *smart grids* são exemplificadas por meio de resultados de pesquisas nas quais foram utilizadas redes neurais, redes neurais profundas e algoritmos de otimização. Por fim, cinco códigos de algoritmos de otimização são disponibilizados para que o leitor possa ter um melhor entendimento de como os procedimentos de cada um podem ser traduzidos para uma linguagem de programação, especificamente a do software MatLab®.



openaccess.blucher.com.br

Blucher Open Access