



VANESSA VIANA COSTA

MICRORREDES:

UMA REVISÃO SOBRE CONTROLE E NORMAS DE OPERAÇÃO

LAVRAS – MG

2019

VANESSA VIANA COSTA

MICRORREDES:

UMA REVISÃO SOBRE CONTROLE E NORMAS DE OPERAÇÃO

Trabalho de conclusão de curso apresentado à Universidade Federal de Lavras, como parte das exigências do Programa de Graduação em Engenharia de Controle e Automação, para a obtenção do título de Bacharela.

Prof^a. Dr^a. Sílvia Costa Ferreira

Orientadora

LAVRAS – MG

2019

VANESSA VIANA COSTA

MICRORREDES: UMA REVISÃO SOBRE CONTROLE E NORMAS DE OPERAÇÃO

Trabalho de conclusão de curso apresentado à Universidade Federal de Lavras, como parte das exigências do Programa de Graduação em Engenharia de Controle e Automação, para a obtenção do título de Bacharela.

APROVADA em 18 de Novembro de 2019.

Prof. Dr. Belisario Nina Huallpa UFLA
Ms. Rayane Aparecida Guimarães UFLA

Prof^a. Dr^a. Sílvia Costa Ferreira
Orientadora

**LAVRAS – MG
2019**

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus por conceder todos os meios que me trouxeram até aqui e que ainda me levarão a muitos lugares.

À minha soberana mãe, Erika, que sempre guiou meus passos com todo amor e carinho, fazendo do impossível o possível.

Aos meus avós, Beth e Vagner, que com todo amor do mundo me proporcionaram os meios de tornar minha profissão possível.

Aos meus irmãos, Lucas, Pedro e Júlia, que com um amor infinito me fizeram perseverar entre todas as dificuldades para alcançar meus objetivos.

Às minhas grandes amigas Poliana, Carol, Danusa, Laís e Fernanda que cuidaram de mim com todo amor e se tornaram minha família.

Ao Hércules, que sempre esteve ao meu lado em todos os momentos para tudo que fosse necessário.

Ao Charles, meu grande amigo e professor, que sempre fez o possível para me explicar as matérias de forma clara e objetiva, sempre com muita paciência e carinho.

Ao Gabriel, que com muito carinho sempre me aconselhou e me ajudou passar pelas adversidades do curso com um sorriso no rosto.

À minha amiga e orientadora, Sílvia, que sempre se preocupou com todo meu mundo e como cada coisa influenciava no meu desempenho acadêmico e na minha vida.

Amigos são a família que nos permitiram escolher - William Shakespeare

RESUMO

As microrredes podem ser controladas em diversos níveis, sendo estruturada de forma hierárquica. Essas técnicas são responsáveis pelo compartilhamento de potência em microrredes. O controle primário é implementado localmente na malha do inversor, e as principais técnicas são mestre-escravo e o controle por inclinação (*droop*). Já o controle secundário e terciário dependem de sistemas de comunicação e supervisórios centralizados. A função do controle de inversores aplicados a geradores distribuídos é atender simultaneamente todos os requisitos de sincronização e suporte à microrrede em modo isolado ou conectado. A operação isolada, por sua vez, é um pouco mais complexa devido a necessidade de compatibilidade entre geração e consumo de energia. Dessa forma, existem normas regulamentadoras visando fornecer parâmetros para o controle de inversores tanto em nível primário quanto em nível secundário para operação isolada. Uma dessas normas é o IEEE 1547.4 publicada em 2011 que fornece recomendações para projeto, operação e integração de sistemas de geração distribuída em microrredes isoladas. Neste contexto, a proposta deste trabalho é fazer um estado da arte relativo ao controle hierárquico de microrredes, com foco nos níveis primário e secundário. Serão abordados os conceitos teóricos envolvidos, bem como os principais trabalhos publicados na área. Além disso, são apresentados os principais parâmetros relacionados a IEEE 1547.4 que devem ser seguidos por cada nível de controle da microrrede.

Palavras-chave: Microrredes. Geração Distribuída. Controle Hierárquico. Fontes Renováveis. Normas de Operação.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Exemplo de microrrede.	14
Figura 2.2 – Arquitetura de uma microrrede CA.	16
Figura 2.3 – Arquitetura de uma microrrede CC.	17
Figura 2.4 – Arquitetura de uma microrrede híbrida.	18
Figura 4.1 – Estrutura hierárquica de controle.	31

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	6
1.1	Motivação	7
1.2	Objetivos	7
2	MICRORREDES	8
2.1	Recursos Energéticos Distribuídos	8
2.2	Sistemas de Geração Distribuída	9
2.2.1	Benefícios da Instalação de Sistemas de Geração Distribuída	9
2.2.2	Desafios Envolvendo Sistemas de Geração Distribuída	10
2.2.3	Qualidade da Energia	10
2.2.4	Aspectos Econômicos	11
2.2.5	Tecnologias de Geração Distribuída	12
2.3	Definição de Microrredes	13
2.4	Arquiteturas de Microrredes	14
2.4.1	Microrredes CA	15
2.4.2	Microrredes CC	16
2.4.3	Microrredes Híbridas	17
2.5	Modos de Operação de Microrredes CA	18
2.5.1	Modo de Operação Conectado à Rede Elétrica	19
2.5.2	Modo de Operação Isolado ou Autônomo	19
2.5.3	Transição	20
3	NORMAS PARA A OPERAÇÃO DE MICRORREDES	21
3.1	IEEE Std. 1547	22
3.2	IEEE Std. 1547.1	23
3.3	IEEE Std. 1547.4	25
4	Estratégias de Controle para Microrredes	28
4.1	Controle Hierárquico	30
5	CONCLUSÃO	33
	REFERÊNCIAS	34

1 INTRODUÇÃO

Devido ao esgotamento de recursos não renováveis e uma acentuada preocupação com impactos ambientais a geração de energia vem passando por uma reformulação. Este cenário abre espaço para um novo modelo de gerenciamento energético, tais como a criação de microrredes.

Uma microrrede pode ser definida como parte de um sistema de geração e distribuição de energia elétrica, que pode ou não operar de forma isolada da rede de distribuição. É considerada a agregação de cargas e microssistemas que operam como um único sistema capaz de fornecer localmente energia e calor, adaptando a geração às necessidades locais. As microrredes possuem muitas vantagens, que consistem principalmente na redução de perdas na distribuição de energia, o aumento da confiabilidade do sistema, a diminuição dos custos envolvidos na geração e distribuição de energia, gerenciamento de cargas locais, entre outras. Com base nestas informações pode-se dizer que microrredes são sistemas de energia de pequena escala com capacidade de auto-abastecimento e isolamento que podem gerar, distribuir e regular o fluxo de energia a nível local (BASSO; DEBLASIO, 2004; PARHIZI et al., 2015; LEDE et al., 2017; LASSETER et al., 2002).

O conceito de microrrede não é atual, em 1882, Thomas Edison construiu a usina Manhattan Pearl Street, esta era uma usina em corrente contínua (CC). Entre 1882 e 1886, foram concebidas mais de 50 microrredes CC. Entretanto, o sistema elétrico em corrente alternada (CA) se desenvolveu e as usinas centralizadas foram implantadas para suprir todo o país. Porém, no cenário atual com tendência de inserção de sistemas de geração distribuída, o conceito de microrredes e redes elétricas inteligentes tem sido cada vez mais estudado (PARHIZI et al., 2015).

Visando auxiliar as concessionárias a interconectar recursos distribuídos com sistemas de energia elétrica, o IEEE (Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos) desenvolveu o padrão IEEE 1547, este estabelece e fornece requisitos relevantes para o desempenho, operação, teste, segurança e manutenção da interconexão para tecnologias com capacidade agregada igual ou menor que 10 MVA em tensões de distribuição primária e/ou secundária típicas (BASSO; DEBLASIO, 2004).

1.1 Motivação

O esgotamento gradual de derivados fósseis, baixa eficiência energética e degradação ambiental são os principais fatores que levam à busca por novas formas de geração e distribuição de energia, conhecidas como fontes renováveis. Países em desenvolvimento possuem grandes limitações relacionadas à capacidade energética, pois o custo para expansão é alto e muitas vezes inviável (CHOWDHURY; CHOWDHURY; CROSSLEY, 2009; JAMIL et al., 2009).

Além disso, os sistemas de energia atuais sofrem com várias limitações, como alto custo de expansão e limites de melhoria de eficiência dentro da infraestrutura de rede existente. As fontes de energia renováveis podem ajudar a resolver esses problemas, mas pode ser um desafio obter energia estável dessas fontes, principalmente pelo fato delas serem intermitentes.

Atualmente existe um estímulo do governo brasileiro para a expansão de microrredes devido ao aumento da demanda energética. Este cenário gerou a necessidade de caracterizar um consumidor que também é gerador surgiu o termo prosumidor, este deriva do inglês "*prosumer-producer and costumer* (gerador e consumidor). Porém os prosumidores não podem comercializar o excedente produzido, portanto recebem um crédito referente à injeção de energia na rede, este possui a validade de 60 meses (SILVA; HOLLANDA; CUNHA, 2016).

1.2 Objetivos

Os objetivos deste trabalho consistem em apresentar uma breve revisão do estado da arte dos principais conceitos relacionados às microrredes, e a discussão das vantagens, desvantagens, qualidade e tecnologias envolvidas.

2 MICRORREDES

Este capítulo apresenta uma breve revisão bibliográfica dos principais componentes de uma microrrede e contextualiza as principais fontes de geração distribuída até chegar nos conceitos de microrredes.

2.1 Recursos Energéticos Distribuídos

Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) são tecnologias de distribuição e armazenamento de energia elétrica em pequena escala que geralmente são provenientes de fontes renováveis. Estas podem ser adicionadas a instalações de concessionárias ou clientes para um fornecimento local de energia em diferentes escalas. A crescente instalação de REDs tende a gerar uma mudança significativa nos métodos tradicionais de geração de energia, nos quais a eletricidade é gerada em usinas centralizadas de larga escala e é transmitida por longas distâncias por meio de linhas de transmissão de alta tensão (PARHIZI et al., 2015; HIRSCH; PARAG; GUERRERO, 2018) .

Parhizi et al. (2015) afirma que caso um RED possua limites elétricos bem definidos, um método de controle e a capacidade de geração exceda o pico de carga crítica, de forma que esta possa trabalhar de forma isolada da concessionária sem interrupção no fornecimento para cargas críticas, então este pode ser considerado uma microrrede.

Existem diversas tecnologias de REDs, sendo as mais comuns: os sistemas de gestão distribuída renováveis e os sistemas de armazenamento (PARHIZI et al., 2015).

Devido a sua relevância, diversas pesquisas com características de revisão vêm sendo publicadas na literatura envolvendo os tópicos relacionados à recursos energéticos distribuídos (LASSETER et al., 2002; JIANG; DOUGAL, 2008), sistemas de geração distribuída (JORDEHI, 2015; ROY; POTA, 2015; MEHIGAN et al., 2018) e por fim sistemas de armazenamento de energia (JIAYI; CHUANWEN; RONG, 2007; LEDE et al., 2017; FAISAL et al., 2018).

Os sistemas de armazenamento são necessários quando a energia não é utilizada no momento em que foi gerada. Isso ocorre principalmente devido ao uso de fontes de energias intermitentes para a produção de energia (MEHIGAN et al., 2018). Jiayi, Chuanwen e Rong (2007) ressalta a importância dos dispositivos de armazenamento para a estabilidade da RED, visto que estes atuam como fontes de tensão após distúrbios na rede.

Já os sistema de geração distribuída renováveis serão tratados em detalhes na sessão a seguir.

2.2 Sistemas de Geração Distribuída

Não existe um consenso na definição de sistemas de geração distribuída (GDs), isso se deve aos diversos fatores que compõe estes sistemas. De acordo com Jordehi (2015), GD pode ser definida como unidades geradoras de pequena escala instaladas em sistemas de distribuição próximos a centros de cargas.

Mehigan et al. (2018) definiram GD como unidade geradora que normalmente é de pequena escala, proveniente de uma fonte renovável e situada próxima às cargas. Os autores também ressaltam que unidades de maior escala, provenientes ou não de energia renovável também podem ser consideradas GDs.

2.2.1 Benefícios da Instalação de Sistemas de Geração Distribuída

A geração distribuída apresenta muitas vantagens principalmente para áreas rurais e comunidades isoladas em países em desenvolvimento. Porém, vale ressaltar que para que a GD gere estes benefícios, esta deve cumprir requisitos de local, tamanho, entre outros.

Pode-se observar que há uma diminuição de sobrecargas nas linhas de transmissão devido à proximidade entre a geração e o usuário final. Portanto, as perdas geradas pelo efeito joule nos condutores são reduzidas. Além disso, o investimento investimento é menor em relação à geração centralizada. Outra vantagem é que as microrredes operam de forma independente e isso as torna menos propícias a casos de intempéries e riscos de desligamentos, portanto são mais confiáveis (HIRSCH; PARAG; GUERRERO, 2018).

Caso o sistema seja instalado com a capacidade e proximidade correta das cargas, este melhora as propriedades de tensão da rede local, reduz as perdas e atenua sobrecargas nos sistemas de transmissão e distribuição. Além disso, a geração distribuída é visada tanto em locais remotos, onde os custos com transmissão e distribuição são inviáveis, quanto em grandes centros, visto que a demanda por área para instalação é pequena (JORDEHI, 2015).

Sistemas de geração distribuída podem ser instalados próximo a centros de carga rapidamente para que o fornecimento de energia para seus clientes sejam cumpridos. Isso acontece principalmente devido às suas pequenas dimensões (ROY; POTA, 2015).

De acordo com Jordehi (2015), um dos principais benefícios da GD é a minimização dos impactos ambientais quando comparados à geração centralizada. Isto acontece devido ao uso de recursos renováveis para a geração. Também pode ser citada a agilidade para atender a

demanda, pois, devido à sua baixa complexidade para instalação, o processo burocrático para a liberação e licenciamento de projetos geralmente possuem prazos menores.

2.2.2 Desafios Envolvendo Sistemas de Geração Distribuída

Conforme citado anteriormente, os sistemas de geração distribuída possuem muitos benefícios, porém estes também possuem desafios significativos.

A integração de GDs é um grande desafio à ser cumprido para que a garantia dos atuais níveis de confiabilidade não sejam afetados. Os principais desafios que envolvem esta integração são o real conhecimento das demandas que serão supridas pela GD, desenvolvimento de técnicas para controle de estabilidade e de mecanismos *plug-and-play*, entre outros (JORDEHI, 2015).

Além disso, as redes elétricas foram projetadas inicialmente para um fluxo de energia unidirecional, sendo este da concessionária para o usuário final. Porém, quando unidades de GD são adicionadas ao sistema podem existir fluxos de energia bidirecionais, que afetam diretamente o desempenho dos relés de proteção, por exemplo (JORDEHI, 2015; CANIZARES; PALMA-BEHNKE, 2014).

Outro ponto relevante, visto que a geração distribuída possui foco em recursos renováveis é a potência de saída variável, que causa oscilações de tensão. A GD também pode injetar harmônicas e deteriorar a qualidade da energia elétrica (JORDEHI, 2015).

2.2.3 Qualidade da Energia

A qualidade da energia tornou-se uma preocupação crescente em consequência do aumento do uso de dispositivos que possuem cargas não lineares e o uso de sistemas de geração distribuída (ROY; POTA, 2015).

Os principais problemas ligados à qualidade de energia surgem devido a conexão entre a rede elétrica e a GD. Isso acontece porque as redes já existentes não foram projetadas para acomodar outras fontes geradoras de energia. Os principais problemas ligados à qualidade consistem na perda da estabilidade de tensão, regulação de tensão, harmônicos, problemas com a proteção e o controle, entre outros (ROY; POTA, 2015).

Para minimizar os problemas citados é necessário compreender quais fatores devem ser garantidos para que a qualidade da energia seja mantida. Estes fatores são, o nível de geração

já conectado, o tamanho do sistema a ser conectado, o tipo de sistema proposto e a qualidade da rede no ponto de conexão (barramento forte ou barramento fraco) (ROY; POTA, 2015).

2.2.4 Aspectos Econômicos

Devido ao avanço tecnológico, questões regulatórias e políticas de redução de emissão de poluentes, a geração e transmissão de energia vêm sofrendo mudanças significativas. Fatos como o deterioramento da infraestrutura existente também estimulam estas mudanças (ALLAN et al., 2014).

A GD possui algumas vantagens econômicas, essas se devem principalmente ao menor investimento em transmissão e distribuição de energia devido à sua proximidade com as cargas (LEDE et al., 2017).

A infraestrutura necessária para a transmissão de energia é menor em relação a um sistema de geração centralizado. Ao situar a geração próxima das cargas também é possível diminuir as perdas que ocorrem durante a transmissão. Estima-se que 6.5% da energia gerada é perdida na transmissão (ALLAN et al., 2014).

Um ponto que deve ser levado em consideração é que o sistema energético atual é um sistema antigo, que vem se deteriorando e os custos para atualizar esses sistemas são relativamente altos. O uso da GD minimiza estes custos de atualização e expansão dos sistemas de transmissão e distribuição (JORDEHI, 2015).

Allan et al. (2014) ressaltaram que os custos relacionados à GD estão relacionados à sua eficiência e qualidade. No futuro esta forma de geração tende a ser mais atraente, principalmente, devido ao aumento da concorrência.

O custo para instalação de GD ainda é alto, porém novas tecnologias continuam sendo desenvolvidas e desta forma aumentando a eficiência e diminuindo os custos, há expectativa que a GD se torne a alternativa mais atraente para a geração e distribuição de energia (JORDEHI, 2015).

A GD aumenta a diversidade de fontes de energia e desta forma aumenta a concorrência no mercado, que impacta diretamente na melhora da qualidade da energia e diminui os custos para o usuário final (JORDEHI, 2015).

2.2.5 Tecnologias de Geração Distribuída

A procura por fontes energéticas limpas têm aumentado devido aos incentivos governamentais, que têm pressionado por uma integração de energias renováveis, principalmente para atenuar o efeito estufa visando diminuir as mudanças climáticas.

As principais fontes de energia renovável são solar, eólica, hidráulica, biomassa, entre outras. Porém também possuímos fontes de geração distribuída não-renováveis, como diesel, querosene e gás natural, estas não são o foco deste trabalho, portanto não serão tratadas (ROY; POTA, 2015).

A energia solar consiste na conversão direta do calor e luz em energia elétrica e ocorre quando a luz solar incide sobre painéis que são compostos de materiais semicondutores. Estes geram efeitos que podem ser denominados fotovoltaico e termoelétrico (ANEEL, 2005; JORDEHI, 2015).

Energia eólica, por sua vez, é definida pela ANEEL (2005) como a energia cinética contida nas massas de ar em movimento. Sua geração consiste em um eixo de rotação horizontal, que possui três pás, alinhamento ativo, gerador e estrutura não-flexível. Desta forma, quando o vento gira as pás o gerador transforma energia cinética em energia elétrica. Assim como na energia solar, devido à instabilidade dos ventos, este tipo de geração requer sistemas de proteção e controle de despacho potência (ANEEL, 2005; JORDEHI, 2015).

A maior fonte geradora de energia do mundo é a energia hidráulica, que consiste no aproveitamento da energia cinética contida no fluxo de massas de água. Neste tipo de geração é comum represar massas de água e armazenar energia em forma de energia potencial. O deslocamento da massas promovem a rotação das pás de turbinas que estão acopladas a um gerador (ANEEL, 2005).

O modelo de turbina mais utilizado é o Francis, este se adapta à diferentes quedas d'água. Os outros dois modelos de turbinas que também se destacam, são Kalplan e Pelton, estes se destinam a quedas baixas (10 a 70 metros) e elevadas (200 a 1500 metros), respectivamente (ANEEL, 2005).

A maior desvantagem da energia hidráulica são os prejuízos ao ecossistema local, como a perda de espécies de peixes, desmatamento, alteração do clima local, entre outros (JORDEHI, 2015).

A biomassa, outro recurso energético natural e renovável, é obtida por meio de matéria orgânica vegetal ou animal. A energia da biomassa pode ser gerada por combustão direta, processos termoquímicos e biológicos (ANEEL, 2005).

Para definir qual fonte de energia será utilizada vários fatores devem ser levados em consideração, tais como o clima e o terreno, pois estes definem a disponibilidade e a qualidade dos recursos naturais. A densidade e a distribuição populacional também devem ser considerados, pois estes definem a demanda de recursos (MEHIGAN et al., 2018).

2.3 Definição de Microrredes

Assim como acontece com a definição de GD, várias definições de microrrede podem ser encontradas na literatura, portanto ainda não existe um consenso para a definição do conceito (PARHIZI et al., 2015).

Uma definição amplamente citada para microrredes, foi desenvolvida pelo grupo *Microgrid Exchange Group*, dada por:

Uma microrrede é um grupo de cargas interconectadas e recursos de energia distribuídos dentro de limites elétricos claramente definidos que atuam como uma única entidade controlável em relação à rede. Uma microrrede pode se conectar e desconectar da rede para permitir que ela opere no modo conectado à rede ou em ilha" (TON; SMITH, 2012).

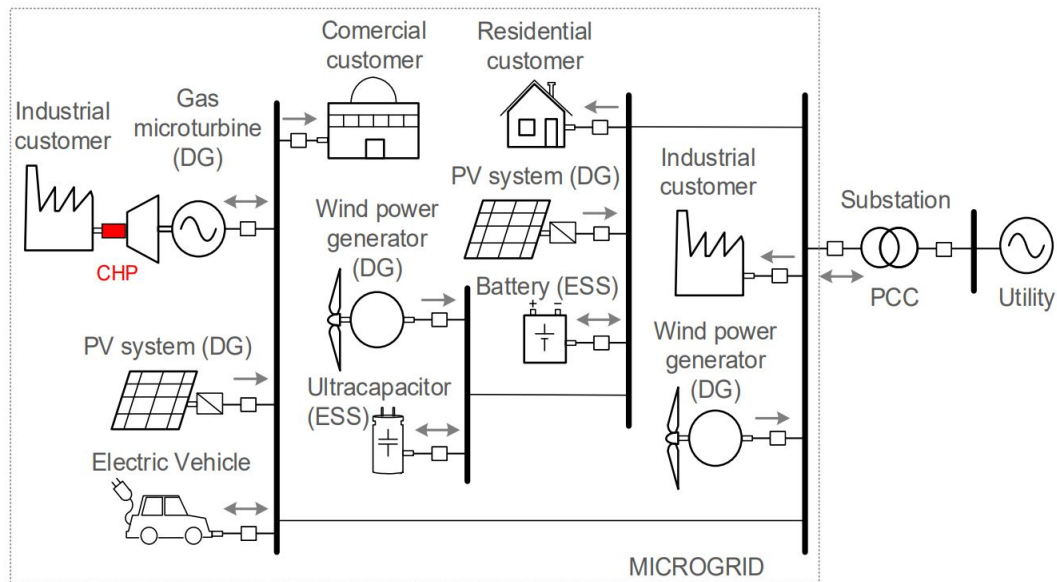
Levando esta definição em consideração pode-se dizer que a microrrede é parte de um sistema de geração e distribuição de energia elétrica que pode funcionar de forma isolada ou não, que possui proximidade de suas cargas e é bem delimitada (HIRSCH; PARAG; GUERRERO, 2018). De acordo com Canizares e Palma-Behnke (2014) o conceito de microrrede é essencial para superar desafios relacionados à integração de REDs.

Uma microrrede possui capacidade para atender a diversos tipos de usuários finais de eletricidade, como estruturas residenciais, comerciais e industriais, com energia limpa e segura. Porém, as vantagens econômicas são os principais motivos que impulsionam a implantação e desenvolvimento das microrredes. A principal vantagem econômica visada pela concessionária é a redução da demanda de recursos de distribuição e transmissão (HIRSCH; PARAG; GUERRERO, 2018; LEDE et al., 2017).

No final dos anos 90 houve uma busca por soluções descentralizadas para que fosse possível gerenciar REDs e integrá-los a outros, de forma a aumentar a confiabilidade e a resiliência

diante de diversos desastres. Desta forma, foi estabelecida uma arquitetura que permite o gerenciamento local e que pode isolar-se automaticamente da rede principal. Esta arquitetura vem sendo chamada de microrrede (FIGURA 2.1) (HIRSCH; PARAG; GUERRERO, 2018).

Figura 2.1 – Exemplo de microrrede.



Fonte: Lede et al. (2017)

Observa-se na Figura 2.1 que uma microrrede é composta por uma variedade de fontes de geração distribuída, sistemas de armazenamento e cargas, podendo ser considerada parte do sistema de distribuição de energia (LIDULA; RAJAPAKSE, 2010).

2.4 Arquiteturas de Microrredes

A arquitetura de uma microrrede é determinada pela natureza das cargas, geradores distribuídos existentes e planejados, dificuldades para construir novas linhas elétricas, comunicações existentes, espaço para colocar dispositivos de armazenamento de energia e necessidades específicas (LEDE et al., 2017).

De acordo com Lede et al. (2017), o principal motivo que justifica o uso de sistemas de distribuição CA (corrente alternada) é a facilidade de transformar a tensão CA em diferentes níveis para que estas possam ser transmitidas a longas distâncias.

Devido à proximidade entre microrredes e cargas, a distribuição CC (corrente contínua) vem ganhando espaço, visto que esta possui vantagens como a redução das perdas de energia e de queda de tensão, além do aumento da capacidade das linhas de transmissão, principalmente pela falta de fluxos de potência reativa. Outra vantagem é a ausência de queda de tensão nas

reatâncias de linha, reduzindo as impedâncias das mesmas. Conseqüentemente, as microrredes CC são mais fáceis de serem planejadas, implementadas e operadas (LEDE et al., 2017).

Jiayi, Chuanwen e Rong (2007) ressaltaram que grande parte dos REDs não são adequados para a conexão direta com a rede, isso acontece devido às características da energia gerada por elas. Nesses casos, são necessárias interfaces de eletrônica de potência para qualquer arquitetura de microrrede discutida neste trabalho.

2.4.1 Microrredes CA

De acordo com Lede et al. (2017), a arquitetura CA é a mais comum, devido à infraestrutura existente e a facilidade para implementá-la, visto que este é o padrão de energia elétrica entregue pelas concessionárias.

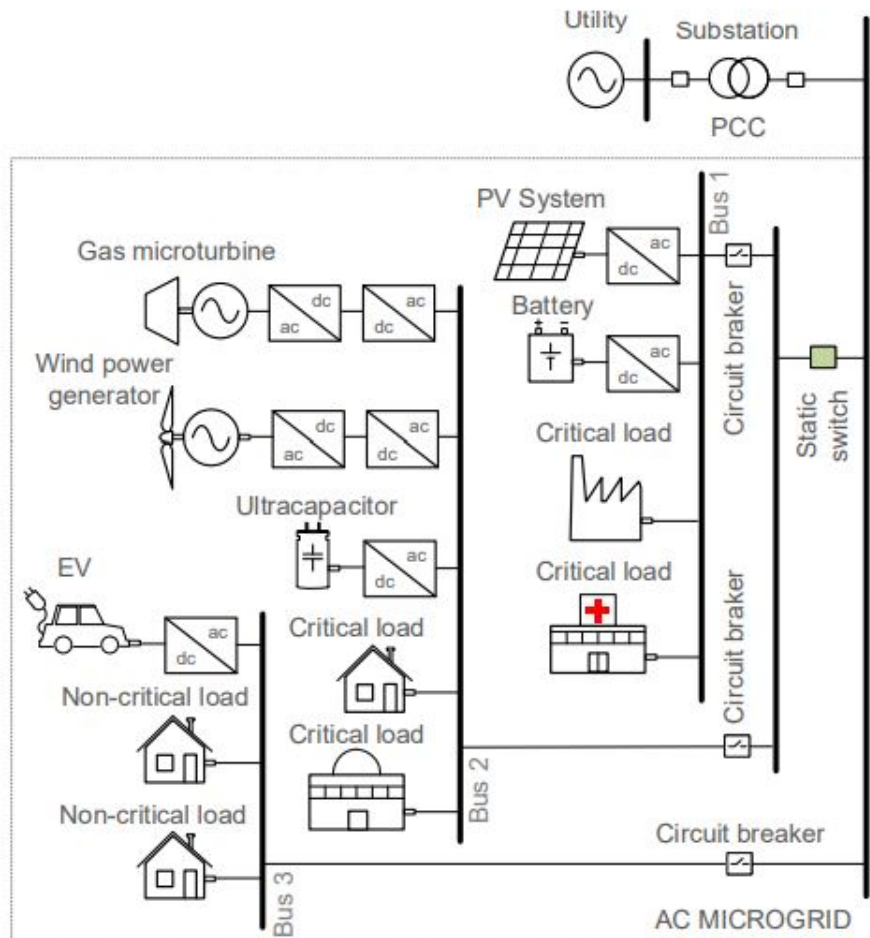
A principal vantagem desta arquitetura é que torna-se desnecessário o uso de conversores para conectar rede elétrica e a microrrede. Isso porque, a energia flui naturalmente entre esses sistemas, devido ao fato de ambos apresentarem as mesmas condições de tensão e frequência. Por outro lado, a principal desvantagem deste tipo de arquitetura é o grande número de interfaces de eletrônica de potência para realizar a sincronização dos REDs com a rede (LEDE et al., 2017).

A Figura 2.2 apresenta um exemplo de uma microrrede CA. Esta possui três barramentos (BUS1, BUS2 e BUS3), dois deles possuindo cargas críticas (*critical loads*) e outro contendo cargas não críticas (*non-critical loads*).

Por meio de uma chave estática (*Static Switch*) ou disjuntor (*Circuit Breaker*) a microrrede é capaz de se desconectar da rede de distribuição, quando esta apresentar algum problema. Desta forma, ao operar isolada, a microrrede precisa adaptar a geração às diferentes condições de demanda. Portanto, é possível garantir confiabilidade no fornecimento de energia elétrica para cargas críticas que podem ser alimentadas tanto pelos geradores distribuídos quanto pela energia armazenada nos dispositivos de armazenamento (LEDE et al., 2017).

Quando uma microrrede começa a operar de forma isolada as cargas não críticas podem ser desconectadas da rede para evitar danos e/ou mau funcionamento e as cargas críticas são alimentadas pelos geradores distribuídos e pela energia armazenada (PATRAO et al., 2014).

Figura 2.2 – Arquitetura de uma microrrede CA.



Fonte: Lede et al. (2017)

2.4.2 Microrredes CC

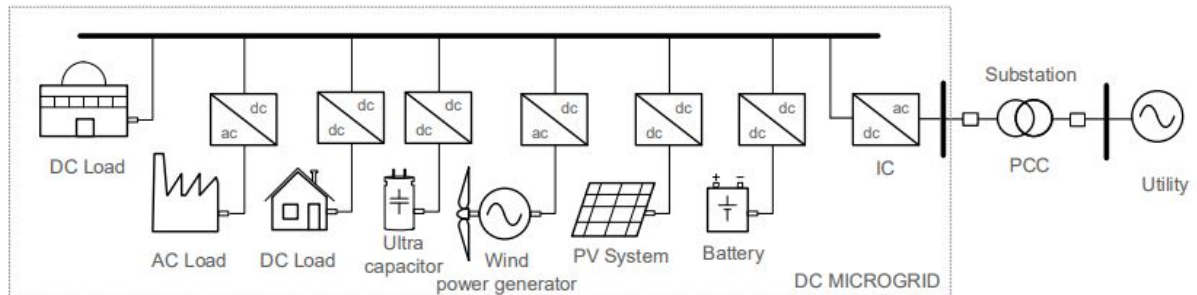
A maioria das microrredes possuem fontes que operam nativamente em CC ou possuem um barramento intermediário em sua interface. Analisando este ponto é possível observar que existem menos etapas de conversão quando a microrrede CC é utilizada, aumentando a sua eficiência (LEDE et al., 2017).

Na Figura 2.3 pode-se observar que um único conversor CC/CA é utilizado. Este conversor é denominado conversor de interconexão (IC - *Interlinking Converter*) e faz a interface entre a microrrede CC e a rede CA no ponto de acoplamento comum (PCC - *Point of Common Coupling*). Este conversor deve ser bidirecional e permitir a troca de energia nos dois sentidos (LEDE et al., 2017).

De acordo com Lede et al. (2017), o principal desafio da microrrede CC consiste na ausência de estrutura da rede, visto que em sua maioria as redes já possuem estrutura CA. Outro

ponto muito significativo é que a energia gerada e transmitida em CC deve ser convertida, para que esta atenda às cargas CA.

Figura 2.3 – Arquitetura de uma microrrede CC.



Fonte: Lede et al. (2017)

Estima-se que 30% da energia CA gerada passe por um conversor eletrônico antes de ser utilizada e que devido a estas conversões haja um desperdício entre 10% a 25% de energia, portanto o ponto mais visado da arquitetura CC é justamente a diminuição destas perdas (LEDE et al., 2017).

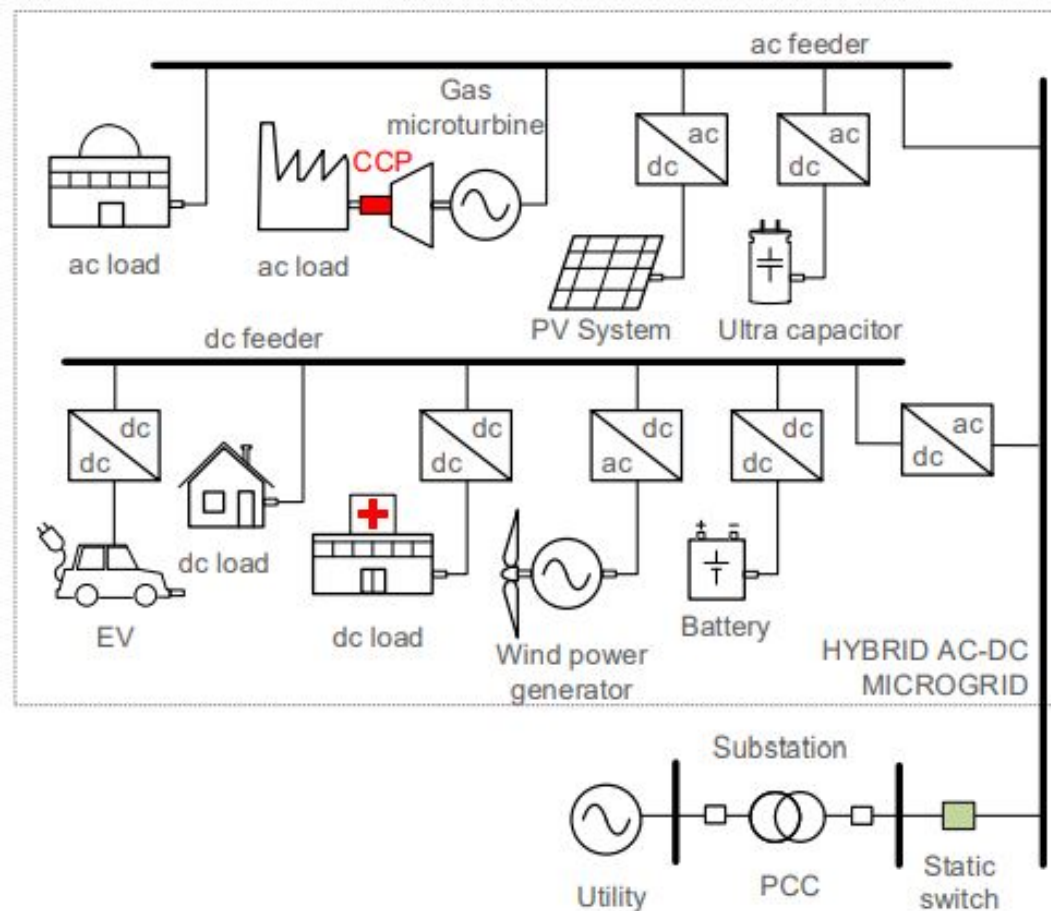
2.4.3 Microrredes Híbridas

As microrredes híbridas têm ganhado maior visibilidade recentemente, principalmente pelo fato de combinarem as vantagens das arquiteturas CA e CC, portanto são de fácil integração à rede de distribuição. A grande vantagem desta arquitetura é que unidades de geração distribuída e sistemas de armazenamento de energia podem ser conectados em qualquer um dos barramentos visando a diminuição das etapas de conversão. Além disso, destaca-se que esta microrrede pode ser implementada em uma rede de distribuição já existente (LEDE et al., 2017).

O principal desafio da arquitetura híbrida é a estabilidade da energia entre as redes CA e CC e sua proteção, visto que a parte CA possui vários equipamentos de proteção confiáveis e a parte CC ainda necessita de desenvolvimento para este aspecto (LEDE et al., 2017).

Na Figura 2.4 tem-se um exemplo de arquitetura híbrida onde é possível observar que existem dois barramentos, CA e CC. O barramento CA é conectado diretamente à rede e a energia flui entre a rede e a microrrede, já o barramento CC possui um conversor de energia que adapta o nível de tensão (BASSO; DEBLASIO, 2004).

Figura 2.4 – Arquitetura de uma microrrede híbrida.



Fonte: Lede et al. (2017)

É possível perceber que não existem critérios fechados para a escolha da arquitetura de uma microrrede, esses critérios variam de acordo com recursos energéticos, local, critérios sociais e econômicos, entre outros.

Devido a maior facilidade de conexão com o sistema elétrico já existente, este trabalho irá focar na operação de microrredes CA, que passam a ser tratadas adiante apenas como microrredes.

2.5 Modos de Operação de Microrredes CA

As microrredes podem operar conectadas em paralelo à rede, isoladas (com produção de energia de forma autônoma) ou em transição.

Serão discutidos vários pontos relacionados à cada um dos modos de operação. No modo de operação isolado é necessário um conversor capaz de controlar a tensão e a frequência

da microrrede. Por outro lado, no modo conectado à rede o sistema elétrico é utilizado como referência para o controle da tensão e frequência (LASSETER et al., 2002).

2.5.1 Modo de Operação Conectado à Rede Elétrica

No modo de operação conectado à rede elétrica, a microrrede permanece conectada em paralelo operando junto ao sistema elétrico principal através de uma chave de transferência estática. O ponto de conexão entre a rede e a microrrede é chamado de ponto de acoplamento comum (JAMIL et al., 2009; CANIZARES; PALMA-BEHNKE, 2014; RAJESH et al., 2016).

O controlador da microrrede realiza o monitoramento contínuo da geração e demanda na microrrede, e, caso haja necessidade há a troca de energia entre elas através do inversor (RAJESH et al., 2016).

Diversos autores avaliam os benefícios que podem ser trazidos pelo controle coordenado de conversores eletrônicos presentes em microrredes.

2.5.2 Modo de Operação Isolado ou Autônomo

O ilhamento em sistemas de distribuição de energia elétrica é um processo de maior destaque das microrredes. Esse modo de operação ocorre quando parte da rede torna-se eletricamente isolada da subestação da concessionária, porém permanece energizada por geradores distribuídos. Em outras palavras, o PCC esta desconectado e os conversores operam em modo automático. Desta forma, a tensão e a frequência devem permanecer constantes, independente do desequilíbrio da carga ou da qualidade da corrente, que pode ser altamente distorcida se a carga não for linear. Portanto, potência ativa e reativa são geradas e devem estar em equilíbrio com a demanda de cargas locais (PARHIZI et al., 2015; JAMIL et al., 2009; CANIZARES; PALMA-BEHNKE, 2014).

A condição de ilhamento citada anteriormente pode acontecer de forma intencional ou não. De acordo com Laghari et al. (2014), o ilhamento não intencional ocorre devido a falhas no sistema elétrico principal.

O ilhamento intencional, por sua vez, pode ser entendido como um sistema de proteção para a rede elétrica, pois desta forma a célula onde o problema esta situado é isolada eletricamente (CANIZARES; PALMA-BEHNKE, 2014; LAGHARI et al., 2014).

Existem redes que operam permanentemente em modo isolado, estas são chamadas de microrredes autônomas. Normalmente, isso acontece em áreas remotas onde a interconexão com a rede é inviável (CANIZARES; PALMA-BEHNKE, 2014).

2.5.3 Transição

Quando há um distúrbio na rede, a microrrede automaticamente se desconecta e passa a operar de forma isolada, isso tende a aumentar a confiabilidade do sistema. Esta mudança é feita por meio de comutadores presentes entre a rede de distribuição e a microrrede (LASSETER et al., 2002).

Quando o distúrbio é removido a microrrede pode se reconectar à rede principal. Entretanto, é necessário garantir que a tensão e a frequência da microrrede estejam sincronizadas com a rede. Caso esta condição não seja satisfeita, danos sérios podem ser causados aos componentes da microrrede durante o período de transição devido à surtos de corrente (PARHIZI et al., 2015).

Durante a transição entre os modos de operação ocorrem grandes variações de tensão e frequência. Portanto, é muito importante que uma estratégia de controle robusta seja adotada, para garantir a estabilidade da microrrede e a qualidade da tensão nos barramentos durante o processo de transição (PARHIZI et al., 2015).

Diversos autores propuseram técnicas para transição suave entre os modos de operação visando evitar os problemas descritos anteriormente. Li et al. (2012), Wang et al. (2011) e Meegahapola et al. (2014) podem ser citados.

Em 2003 o IEEE publicou a primeira norma da série 1547, com o objetivo de regulamentar as atividades descritas neste capítulo, entre outras. Esta norma vem sendo atualizada constantemente, de acordo com as tecnologias disponíveis e legislações vigentes em diferentes países.

3 NORMAS PARA A OPERAÇÃO DE MICRORREDES

Neste capítulo são apresentadas os principais conceitos da série de normas do IEEE Std. 1547 (*IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces*), visando englobar temas como operação, controle, interconexão, requisitos de qualidade, proteção, entre outros. As demais normas da série 1547 são:

- a) *IEEE Std. 1547.1 - IEEE Standard Conformance Test Procedures for Equipment Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*: fornece procedimentos de teste de conformidade para equipamentos de interconexão dos recursos energéticos distribuídos (REDs) com o sistema elétrico (IEEE, 2005);
- b) *IEEE Std. 1547.2 - IEEE Application Guide for IEEE Std 1547(TM), IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems* : é um guia de aplicação da IEEE Std. 1547 (IEEE, 2009);
- c) *IEEE Std. 1547.3 - IEEE Guide for Monitoring, Information Exchange, and Control of Distributed Resources Interconnected with Electric Power Systems*: orienta o monitoramento, a troca de informações e o controle de REDs interconectado com a rede (IEEE, 2007);
- d) *IEEE Std. 1547.4 - IEEE Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems*: fornece orientação para o projeto, operação e integração of REDs em redes elétricas ilhadas (IEEE, 2011a);
- e) *IEEE Std. 1547.6 - IEEE Recommended Practice for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems Distribution Secondary Networks*: discorre sobre práticas recomendadas para interconectar REDs com redes secundárias de distribuição (IEEE, 2011b);
- f) *IEEE Std. 1547.7 - IEEE Guide for Conducting Distribution Impact Studies for Distributed Resource Interconnection*: fornece orientação para a realização de estudos de impacto no sistema distribuição para a interconexão de REDs (IEEE, 2014).

Alguns detalhes importantes da IEEE Std. 1547, IEEE Std. 1547.1 e IEEE Std. 1547.4 serão discutidos nas sessões a seguir. Essas normas serão expandidas devido a sua importância

nas pesquisas relacionadas a condições de ilhamento e o modo de transição entre a conexão com a rede o ilhamento.

Atualmente, os conversores eletrônicos utilizados para conectar GDs à rede elétrica já atendem grande parte dos requisitos das normas do IEEE Std. 1547. Desde a sua publicação, houve um ganho significativo relacionado a conceitos operacionais para integrar adequadamente os recursos distribuídos. Entretanto, com a consolidação do conceito de microrredes CA, as pesquisas têm se voltado para a operação e controle de geradores distribuídos na condição de ilhamento. Essas condições devem ser tratadas de forma adequada, uma vez que, a não desconexão da microrrede da rede elétrica principal pode trazer sérios problemas de segurança na manutenção e é uma das principais preocupações das concessionárias de energia relacionadas a esse modo de operação.

Outra preocupação crescente das concessionárias é o impacto gerado no sistema de distribuição com o aumento da penetração de GDs, especialmente as fotovoltaicas. Esse cenário é tratado com maior detalhes na IEEE Std. 1547.7, publicada em 2014. Na norma IEEE (2014) são apresentados métodos, ferramentas, questões técnicas, requisitos de dados e exemplos de técnicas de mitigação para execução de estudos de impacto no sistema elétrico de distribuição. Embora este tema também seja altamente relevante não será o foco deste estudo.

3.1 IEEE Std. 1547

O IEEE Std. 1547 (*IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces*) faz parte de uma série de normas desenvolvidas pelo *SCC21 Standards Coordinating Committee 21* sobre interconexão de recursos distribuídos. Este comitê foi criado para o desenvolvimento de normas e recomendações relacionados à células de combustível, energia fotovoltaica, geração distribuída e armazenamento de energia.

A IEEE Std. 1547 tem por objetivo a regulamentação de equipamentos, testes, interconexão, monitoramento, entre outros, que devem ser realizados para demonstrar que as funções de interconexão e os equipamentos estão em conformidade, e garantem que os requisitos documentados atendam à qualquer sistema de recursos distribuídos que possuem 60 Hz e até 10 MVA. É importante citar que esta norma não aborda testes de segurança (IEEE, 2005; BASSO; DEBLASIO, 2004).

A primeira publicação do IEEE Std 1547 foi uma consequência das mudanças nas práticas de fornecimento de eletricidade. Tradicionalmente, os sistemas elétricos de potência não eram projetados para acomodar geração e armazenamento ativo no nível de distribuição. Por outro lado, as tecnologias e conceitos operacionais para integrar efetivamente os REDs nos sistemas existentes continuam a ser desenvolvidos para obter benefícios adicionais e evitar impactos negativos sobre confiabilidade e segurança do sistema (IEEE, 2003). Em sua primeira versão, publicada em 2003, o objetivo principal era suprir a ausência de um documento base que tratasse sobre critérios e requisitos relevantes para o desempenho, operação, teste, considerações de segurança e manutenção da interconexão de GDs com a rede elétrica. Entretanto, devido a sua ampla utilização, em 2018, foi publicada uma versão revisada.

A primeira parte da IEEE Std. 1547 trata sobre requisitos gerais de interconexão de GDs, especificações técnicas e desempenho. São abordados tópicos como: tensão aplicável; requisitos de acurácia da medição; requisitos para interromper a energização; capacidade de controle de tensão, potência ativa e reativa; requisitos para transição de modos de operação; requisitos para mudança de modos de controle, entre outros.

Também são abordadas questões relacionadas ao modo de resposta a condições anormais de operação da rede elétrica. A resposta das GDs perante essas condições contribuem para estabilidade do sistema elétrico, segurança na manutenção, bem como evita danos na conexão de equipamentos de forma inadequada. Os principais tópicos abordados são: requisitos de desligamento mandatórios para condições anormais de tensão e frequência; limites da variação do ângulo da tensão; capacidade de ajustar a frequência de acordo com a demanda de potência ativa (*frequency droop*); e retorno à operação após o desligamento.

Apesar de serem abordados em normas específicas, a IEEE Std. 1547 também introduz temas como qualidade de energia, ilhamento, protocolo de comunicação, troca de informações e requisitos de teste e validação. A publicação desta norma mostrou a importância da existência de um documento unificado com requisitos técnicos para integração de sistemas GDs ao sistema elétrico principal e impulsionou a escrita das demais que serão tratadas a seguir.

3.2 IEEE Std. 1547.1

A norma IEEE Std. 1547.1 (*IEEE Standard Conformance Test Procedures for Equipment Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*) especifica os testes de produção e comissionamento que devem ser executados para demonstrar que as funções e equi-

pamentos de interconexão de REDs cumprem padrões internacionais de qualidade. Portanto, esta define condições de contorno dos parâmetros que devem ser ajustados antes de conectar um RED à rede principal e para qualquer falha no sistema elétrico (IEEE, 2005).

A norma também propõe uma sequência de testes. A execução destes é necessária em qualquer sistema de interconexão para garantir o correto funcionamento do sistema em questão. Para a validação dos testes suas evidências devem ser documentadas (IEEE, 2005).

Os procedimentos para teste de equipamentos, requisitos técnicos para realização dos mesmos e uma breve explicação quanto à necessidade da realização de cada procedimento, são discutidos em detalhes na IEEE Std, 1547.1 (IEEE, 2005). Os pré-requisitos para a implementação dos procedimentos de teste, são conduzir o processo de acordo com os procedimentos de segurança e realizá-los em sequência, atentando-se aos cuidados necessários:

- a) **Precisão do resultado:** os resultados do teste devem verificar se o equipamento testado atende os requisitos da norma dentro do especificado pelo cliente;
- b) **Ambiente:** o fornecedor do equipamento deve especificar as condições operacionais em que os testes devem ser conduzidos;
- c) **Precisão de medição e calibração do equipamento:** a precisão do equipamento de medição deve ser adequada para o teste e este deve possuir rastreabilidade de calibração;
- d) **Informação técnicas do produto:** o fornecedor deve fornecer a documentação necessária para a instalação em um processo padrão no ambiente especificado, o fornecedor também deve fornecer a definição das características do processo relativas à definição de limites e critérios de aceitação, e todas estas características devem estar contidas no relatório de ensaio. Qualquer equipamento auxiliar deve ser descrito com suas devidas características, juntamente com sua precisão e tolerância;
- e) **Relatórios:** Os relatórios são necessários para que a documentação dos resultados seja apresentada de forma clara, ou seja, de forma que seja possível que o teste seja reproduzido através dos dados contidos no relatório e o mesmo resultado seja alcançado;
- f) **Requisitos do equipamento:** Existem requisitos para dois tipos de equipamentos, a fonte e o sistema de medição, e ambos devem cumprir os padrões de especificação do fabricante.

Os testes devem ser realizados em um ambiente controlado e caso não seja possível a realização de algum dos testes propostos pela norma, outro teste poderá ser adotado desde que seja capaz de obter resultados significativos, justificando a eficácia (IEEE, 2005).

Equipamentos que estão sob teste devem ter sua temperatura acompanhada, para a validação da precisão especificada pelo fabricante que estejam em conformidade com o a IEEE Std. 1547.1. Para que este acompanhamento seja feito, as funções de proteção, monitoramento e controle devem ser separadas do sistema de interconexão e este deve ser omitido. Os resultados referentes ao sistema de interconexão deve ser fornecidos pelo fabricante.

O teste é dividido em dois procedimentos, teste de temperatura operacional e de armazenamento. O primeiro deve ser realizado após a temperatura do equipamento ser estabilizada. Para verificar a estabilidade da temperatura as medições devem ser realizadas em intervalos de 30 minutos e devem estar dentro de um intervalo de 1°C. O teste deve ser realizado para a temperatura máxima, mínima e nominal determinadas pelo fabricante do equipamento. Caso as temperaturas encontradas não sejam lineares, testes adicionais devem ser realizados. Para encontrar uma solução permanente para o problema (IEEE, 2005).

Existem duas formas para realizar o procedimento de teste de temperatura de armazenamento. Este pode ser realizado revisando as especificações de cada componente ou colocando o sistema em funcionamento na temperatura mínima e máxima, em seguida deve ser verificado se o equipamento retornou à temperatura ambiente (IEEE, 2005).

3.3 IEEE Std. 1547.4

A IEEE Std 1547.4 (*IEEE Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems*) é de grande interesse da comunidade acadêmica atual, pois esta trata sobre o ilhamento intencional. Esta norma fornece abordagens alternativas e boas práticas para o projeto, operação e integração de sistemas isolados, portanto são citados REDs, sistemas de interconexão e redes principais (IEEE, 2011a).

Ao projetar uma microrrede que pode fornecer energia para partes da rede principal durante uma falha é necessário que existam REDs confiáveis, portanto existe a necessidade que haja uma atenção em relação aos equipamentos de seccionamento e proteção. Para que o projeto seja adequado é importante que exista um bom entendimento acerca das considerações gerais e que as condições de contorno operacionais estejam bem definidas (IEEE, 2011a).

É importante considerar os seguintes pontos:

- a) Mudanças na magnitude e direção do fluxo de potência;
- b) Controle adequado da tensão, frequência e qualidade da energia;
- c) A quantidade de PCCs;
- d) Esquemas e modificações de proteções;
- e) Monitoramento, troca de informações e controle;
- f) Requisitos das cargas que serão supridas quando o sistema estiver em modo isolado;
- g) Características e funcionalidade dos REDs;
- h) Estado estacionário e condições transitórias;
- i) Interações entre fontes de energia elétrica;
- j) Margens de reserva, queda de carga e resposta à demanda.

Quando conectada à rede a microrrede deve operar conforme definido pela norma IEEE 1547 (IEEE, 2011a). Essa norma define que o ilhamento pode ser intencional ou não, sendo eventos intencionais quando programados e com duração definida. Já eventos não intencionais ocorrem quando há falha no sistema elétrico principal. Quando ocorre quaisquer destes eventos os sistemas de proteção devem isolar parte da rede. É importante que as condições operacionais e de controle do sistema sejam conhecidos para que a transição entre os modos aconteça de forma suave.

Quando a microrrede opera em modo ilhado, a norma IEEE (2011a) determina que esta cumpra os requisitos de energia reativa e aparente das cargas que estão situadas dentro do perímetro de responsabilidade desta, dentro dos padrões acordados.

Os pontos de maior atenção quando uma microrrede opera em modo isolado segundo a norma IEEE (2011a), são:

- a) Risco de reconexão fora de fase em todos os pontos abertos projetados para conexão sincronizada;
- b) Possíveis danos aos equipamentos devido à surtos de tensão e frequência;
- c) REDs adequados e confiáveis;

- d) Confiabilidade reduzida da rede devido ao aumento da complexidade do sistema;
- e) Segurança para os diversos públicos envolvidos;
- f) Redução na qualidade da energia;
- g) Alterações significativas entre os modos de operação;
- i) Regulação de tensão e frequência;
- j) Sincronismo entre geração e cargas.

O modo de reconexão também é tratado pela norma IEEE (2011a), esta só deve acontecer quando a rede da concessionária for reestabelecida dentro dos padrões de tensão e frequência determinados. Para que a reconexão ocorra após um ilhamento intencional, o dispositivo de interconexão deve aguardar um período de cinco minutos de estabilidade da rede. Porém para um ilhamento não intencional este período é maior.

4 ESTRATÉGIAS DE CONTROLE PARA MICRORREDES

Um pré-requisito para a concepção de uma microrrede é a integração de recursos energéticos a um conjunto de cargas de forma controlada, coordenada e autônoma, para que isso aconteça são necessárias estratégias de controle.

Algumas operações são críticas para que o fornecimento seja confiável, portanto o sistema deve possuir controle de saída (para tensão, corrente e frequência), do gerenciamento da demanda de energia e da transição entre os modos de operação, compartilhamento de carga adequado e coordenação de GD, resincronização da microrrede com a rede, controle do fluxo de potência entre microrrede e rede e otimização do custo operacional (CANIZARES; PALMA-BEHNKE, 2014; BIDRAM; DAVOUDI, 2012).

A maioria das tecnologias renováveis de geração que podem ser instaladas em uma microrrede não são adequadas para uma conexão direta à rede da concessionária, devido às características da energia produzida, portanto, são necessárias interfaces eletrônicas de potência (JIAYI; CHUANWEN; RONG, 2007).

De acordo com Rocabert et al. (2012) quando os geradores distribuídos que formam uma microrrede são controlados de maneira coordenada, eles fornecem alguns serviços auxiliares que podem melhorar o desempenho da rede principal.

Quando o ponto ótimo de operação da microrrede não é conhecido diversos problemas como altos custos de geração, indisponibilidade de energia, preços de mercado elevados, distribuição de carga incorreta, entre outros problemas podem ser enfrentados. As oscilações de energia deterioram a qualidade da energia em uma microrrede e podem dar origem à problemas relacionados à estabilidade do sistema. Porém estas ocorrências nem sempre estão relacionadas ao uso de fontes renováveis para a geração de energia, estas também podem estar relacionadas à resposta eletromecânica característica dos geradores síncronos quando ocorre uma variação de carga. Portanto o controle do inversor é a principal preocupação na operação da microrrede (ROCABERT et al., 2012; JIAYI; CHUANWEN; RONG, 2007).

De acordo com a norma IEEE 1547.4 existem pelo menos três estratégias de controle alternativas IEEE (2011a):

- a) **Controle centralizado:** é aquele que fornece comandos para todos os conversores utilizando uma configuração mestre-escravo entre o sistema central e os dispositivos distribuídos;

- b) **Controle distribuído:** é realizado com controles independentes em cada conversor que se comunicam um com o outro. Dispositivos inteligentes são localizados em pontos estratégicos da microrrede para detectar condições e iniciar ações;
- c) **Controle autônomo:** é realizado com controles independentes em cada conversor sem comunicação com outros dispositivos.

No controle descentralizado, o método *droop* é usado para compartilhar cargas entre GDs e microrredes, este tornou-se comum devido à operação *plug-and-play* (TALAPUR et al., 2018).

O controle centralizado depende dos dados que serão coletados das microrredes. Portanto irá possuir um controlador central onde ocorrerá as tomadas de decisões acerca da geração e distribuição de recursos. Desta forma é necessário que a transmissão de dados seja confiável, caso a transmissão de dados seja comprometida, a confiabilidade da microrrede também é comprometida (CANIZARES; PALMA-BEHNKE, 2014; TALAPUR et al., 2018).

De acordo com Parhizi et al. (2015) a principal vantagem da centralização do controle é a padronização e facilidade de implementação. Este tipo de controle é proposto para microrredes isoladas ou que estejam em modo ilhado.

Talapur et al. (2018) propõe a possibilidade de unir as vantagens do controle centralizado e descentralizado em uma arquitetura de controle híbrida, onde os métodos *droop* e mestre-escravo seriam combinados. Desta forma o *droop* operaria como mestre e as GDs operariam como escravas, sendo assim caso haja uma queda da comunicação, esta teria um impacto menor que em uma rede centralizada.

Han et al. (2015) cita que a principal vantagem de um controle descentralizado é a capacidade de desconectar módulos isolados em caso de falha, sem que este afete o restante dos módulos. Sendo assim o controle descentralizado tem se tornado uma estratégia de controle flexível e confiável.

A escolha de um método de controle é baseada nas características de cada sistema, o método centralizado pode manter a alta qualidade do fornecimento e possuir uma rápida resposta transitória, porém requer uma estrutura de comunicação robusta, que pode inviabilizar a expansão da rede. Já o método descentralizado não exige um sistema de comunicação robusto, porém este sistema opera com inúmeras redundâncias, visto que cada conversor opera de forma isolada. Também são esperadas interferências à medida que há um aumento da distância entre os conversores e/ou que o número destes é ampliado (HAN et al., 2015).

Os autores Han et al. (2015) e Talapur et al. (2018) discutem várias estratégias de controle de forma aprofundada apresentando suas especificações, vantagens e desvantagens.

4.1 Controle Hierárquico

O controle de microrredes pode ser feito através da rede principal, usando o controle hierárquico de três níveis, que pode ser analisado na Figura 4.1, onde são descritas algumas funções de cada nível. O controle de tensão e frequência são chamados de controle primário e secundário. Para que este controle seja realizado é necessário o uso de um controlador central de microrredes (MGCC - *Microgrid Central Controller*) ou um controle descentralizado, onde cada recurso responde às condições locais (CERTS - *Consortium for Electric Reliability Technology Solutions*). O controle terciário permite a otimização da microrrede focando desta forma em resultados econômicos e de gerenciamento de armazenamento desta energia (HIRSCH; PARAG; GUERRERO, 2018).

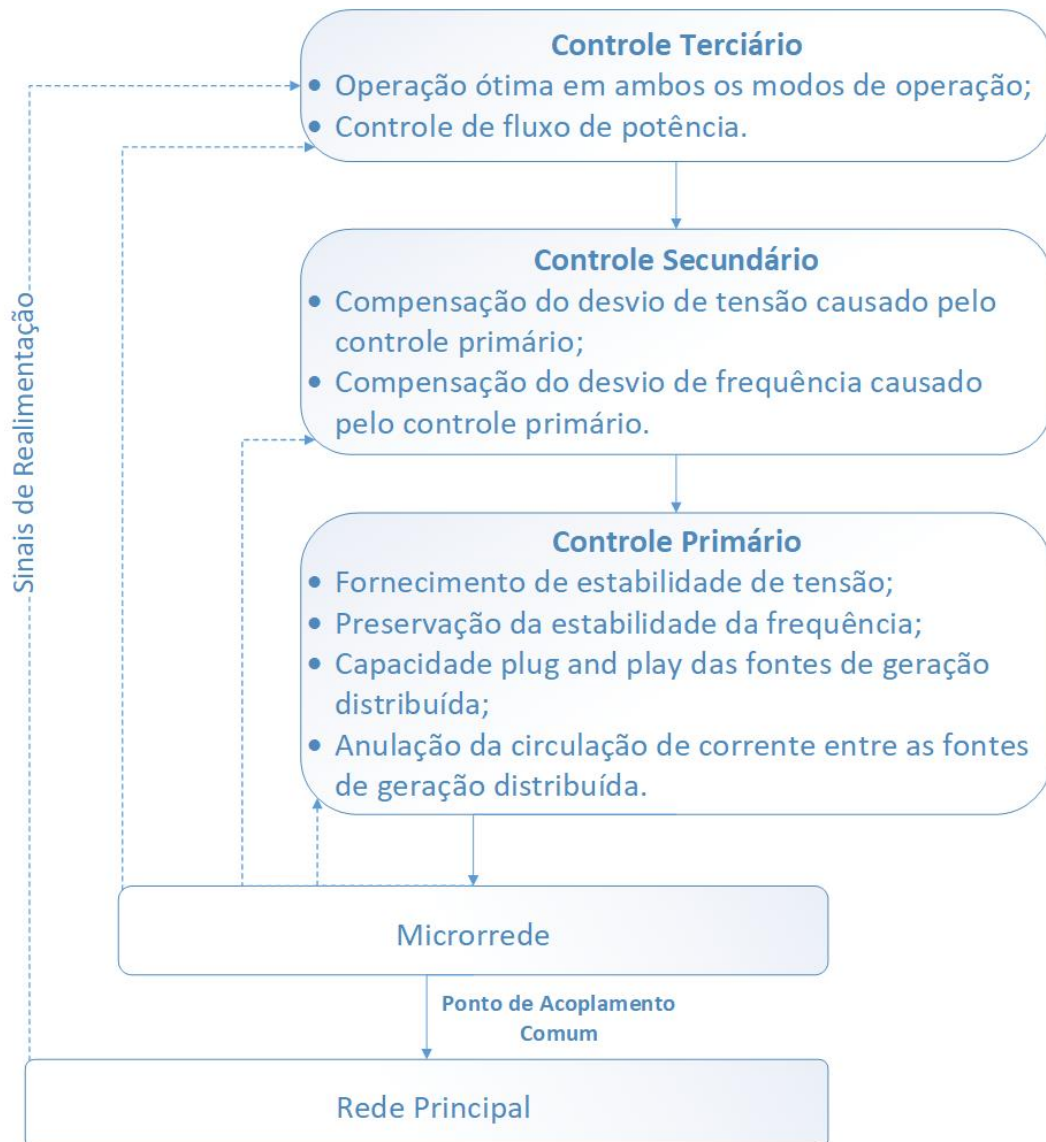
Jiayi, Chuanwen e Rong (2007) afirmam que o MGCC possui várias funções importantes do ponto de vista de controle e gerenciamento econômico, portanto é o mais utilizado quando se trata de controle hierárquico. Além disso o controle hierárquico da microrrede permite realizar um controle distribuído de tensão em diferentes pontos da microrrede de acordo com as condições de carga e geração (ROCABERT et al., 2012).

O controle primário é baseado em medições locais e controla variáveis como tensão e frequência, portanto não necessita da transmissão de dados. Para que este seja executado é necessário um regulador de tensão, um controlador e a inércia da própria máquina, desta forma são mantidas a estabilidade de tensão e a frequência da microrrede subsequente ao processo de isolamento, este fornece os pontos de referência para os circuitos de controle (CANIZARES; PALMA-BEHNKE, 2014; ROCABERT et al., 2012; BIDRAM; DAVOUDI, 2012).

Além de controles de baixo nível o controle primário utiliza a implementação de *droop* e técnicas de controle virtual de impedância em cada um dos conversores conectados à rede (ROCABERT et al., 2012).

O controle secundário é considerado uma operação delicada quando utilizada em microrredes isoladas para redes que utilizam recursos instáveis (eólica, solar, etc.) devido a alta taxa de atualização da unidade de comando. Este funciona como um controlador centralizado que compensa os erros em estado estacionário na tensão e frequência da microrrede, causados pela operação do controle primário, restaurando seus valores para o nominal. O controle

Figura 4.1 – Estrutura hierárquica de controle.



Fonte: Adaptado de Bidram e Davoudi (2012)

secundário também é responsável por controlar a tensão nos barramentos CA, para que estes estejam dentro de seus limites operacionais em qualquer ponto do sistema. O grande desafio ligado a este controle é que este faz uso de sistemas de monitoramento que exigem comunicação para coordenar as ações de todas as unidades de geração, portanto sua resposta no tempo é na ordem dos minutos (CANIZARES; PALMA-BEHNKE, 2014; BIDRAM; DAVOUDI, 2012; ROCABERT et al., 2012).

O controle terciário é o nível mais elaborado do controle hierárquico e é responsável por otimizar e coordenar as operações da microrrede e suas iterações. Este considera as preocupações econômicas para que a otimização seja feita, além de gerenciar a troca de fluxos entre os diferentes níveis. Este, por não operar em um nível local como o controle primário não

possui uma resposta rápida às variáveis do sistema (ROCABERT et al., 2012; CANIZARES; PALMA-BEHNKE, 2014; BIDRAM; DAVOUDI, 2012).

No segundo e terceiro nível são utilizados controles de alto nível que permite otimizar compartilhamento do fluxo de energia entre todas as instalações da geração distribuída que formam a rede (ROCABERT et al., 2012).

Além de todas as propriedades citadas anteriormente, cada nível deve possuir um sistema comando e controle de supervisão dos níveis inferiores, para garantir que os sinais dos níveis anteriores possuam baixo impacto na estabilidade e robustez do sistema (GUERRERO et al., 2011).

Rocabert et al. (2012) apresenta de forma ampla a estrutura de microrredes, enfatizando as técnicas de controle apropriadas para cada nível, desta forma fazendo uma análise detalhada acerca dos principais modos de operação e dos serviços que estas podem oferecer à rede principal. Guerrero et al. (2011) apresenta resultados provenientes de uma microrrede controlada hierarquicamente para apresentar a viabilidade da abordagem proposta, além disso conceitos diretamente ligados ao controle hierárquico e microrredes CA são esclarecidos de forma objetiva.

5 CONCLUSÃO

Inicialmente apresentou-se os conceitos relacionados à microrredes e foi considerado que estas são ótimas soluções para geração e distribuição tendo em vista os atuais desafios do sistema energético centralizado. Sendo a principal vantagem deste tipo de sistema a diminuição da dependência de combustíveis fósseis.

Entre os recursos energéticos distribuídos não há um consenso na literatura para a escolha do método a ser utilizado. Deve-se analisar quais recursos são oferecidos pelo meio ambiente (levando em consideração apenas fontes renováveis), o espaço disponível para a captação do recurso e os recursos econômicos disponíveis.

Fatores relevantes à qualidade da energia foram discutidos. Estes podem ser tratados adequadamente, desta forma sendo possível manter a qualidade da geração e distribuição dentro dos padrões propostos pela norma IEEE 1547, ainda mantendo os custos atraentes.

Diferentes tipos de arquiteturas foram analisadas (CA, CC e híbrida), sendo a arquitetura CA a mais eficaz, isso se deve ao fato que o sistema energético atual é baseado neste tipo de arquitetura. Portanto existem mais tecnologias eficientes e seguras disponíveis no mercado.

As normas IEEE 1547 visam cobrir todos os pontos relacionados à interconexão de recursos distribuídos, tecnologias, legislações, testes, requisitos de qualidade, entre outros. Estas também visam oferecer a oportunidade de melhorar a eficiência industrial global e desenvolver o comércio mundial de energia, além de oferecer vantagens econômicas e melhor eficiência de produção.

Estratégias de controle são discutidas de forma breve, tendo foco principal na estratégia mais eficaz e portanto a mais comum, sendo esta o controle hierárquico, que é amplamente discutido em cada um dos seus níveis, evidenciando as vantagens e desvantagens de cada uma.

REFERÊNCIAS

- ALLAN, G. et al. The economics of distributed energy generation: A literature review. In: **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. [S.l.: s.n.], 2014. p. 543–556.
- ANEEL, A. N. de E. E. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. 2. ed. Brasília: CEDOC, 2005.
- BASSO, T. S.; DEBLASIO, R. Ieee 1547 series of standards: Interconnection issues. In: **IEEE Transactions on Power Electronics**. [S.l.: s.n.], 2004. v. 19, n. 5, p. 1–4.
- BIDRAM, A.; DAVOUDI, A. Hierarchical structure of microgrids control system. In: **IEEE Transactions on Smart Grid**. [S.l.: s.n.], 2012. p. 1–14.
- CANIZARES, C. A.; PALMA-BEHNKE, R. Trends in microgrid control. In: **IEEE Transactions on Smart Grid**. [S.l.: s.n.], 2014. v. 5, n. 4, p. 1905–1919.
- CHOWDHURY, S.; CHOWDHURY, S. P.; CROSSLEY, P. **Microgrids and Active Distribution Networks**. 1. ed. London: The Institution of Engineering and Technology, 2009.
- FAISAL, M. et al. Review of energy storage system technologies in microgrid applications: Issues and challenges. In: **IEEE Access**. [S.l.: s.n.], 2018. v. 6, p. 35143–35164.
- GUERRERO, J. M. et al. Hierarchical control of droop-controlled ac and dc microgrids—a general approach toward standardization. In: **IEEE Transactions on Industrial Electronics**. [S.l.: s.n.], 2011. v. 58, n. 1, p. 158–172.
- HAN, H. et al. Review of power sharing control strategies for islanding operation of ac microgrids. In: **IEEE Transactions on Smart Grid**. [S.l.: s.n.], 2015. p. 1–16.
- HIRSCH, A.; PARAG, Y.; GUERRERO, J. Microgrids: A review of technologies, key drivers, and outstanding issues. In: **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. [S.l.: s.n.], 2018. p. 402–411.
- IEEE, C. Ieee standard for interconnecting distributed resources with electric power systems. **IEEE Std 1547-2003**, p. 1–28, July 2003.
- IEEE, C. Ieee standard conformance test procedures for equipment interconnecting distributed resources with electric power systems. **IEEE Std 1547.1-2005**, p. 1–62, July 2005.
- IEEE, C. Ieee guide for monitoring, information exchange, and control of distributed resources interconnected with electric power systems. **IEEE Std 1547.3-2007**, p. 1–160, Nov 2007.
- IEEE, C. Ieee application guide for ieee std 1547(tm), ieee standard for interconnecting distributed resources with electric power systems. **IEEE Std 1547.2-2008**, p. 1–217, April 2009.
- IEEE, C. Ieee guide for design, operation, and integration of distributed resource island systems with electric power systems. p. 1–54, Jul. 2011.
- IEEE, C. Ieee recommended practice for interconnecting distributed resources with electric power systems distribution secondary networks. **IEEE Std 1547.6-2011**, p. 1–38, Sep. 2011.
- IEEE, C. Ieee guide for conducting distribution impact studies for distributed resource interconnection. **IEEE Std 1547.7-2013**, p. 1–137, Feb 2014.

- JAMIL, M. et al. Microgrid power electronic converters: State of the art and future challenges. In: **IEEE**. [S.l.: s.n.], 2009. p. 1–5.
- JIANG, Z.; DOUGAL, R. A. Hierarchical microgrid paradigm for integration of distributed energy resources. In: **Power and energy society general meeting—conversion and delivery of electrical energy in the 21st century**. [S.l.: s.n.], 2008. p. 1–8.
- JIAYI, H.; CHUANWEN, J.; RONG, X. A review on distributed energy resources and microgrid. In: **Science Direct**. [S.l.: s.n.], 2007. p. 2472–2483.
- JORDEHI, A. R. Allocation of distributed generation units in electric power systems: A review. In: **Renewable and Sustainable Energy**. [S.l.: s.n.], 2015. p. 893–905.
- LAGHARI, J. A. et al. Computational intelligence based techniques for islanding detection of distributed generation in distribution network: A review. In: **Energy Conversion and Management**. [S.l.: s.n.], 2014. p. 139–152.
- LASSETER, R. et al. Integration of distributed energy resources: The certs microgrid concept. In: **Consortium for Electric Reliability Technology Solutions**. [S.l.: s.n.], 2002. p. 1–29.
- LEDE, A. M. R. et al. Microgrid architectures for distributed generation: A brief review. In: **2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)**. [S.l.: s.n.], 2017. p. 1–6.
- LI, W. et al. Study on smooth transition between island and grid-connected mode. In: **China International Conference on Electricity Distribution**. [S.l.: s.n.], 2012. p. 1–4.
- LIDULA, N. W. A.; RAJAPAKSE, A. D. Microgrids research: A review of experimental microgrids and test systems. In: **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. [S.l.: s.n.], 2010. p. 186–202.
- MEEGAHAPOLA, L. G. et al. Microgrids of commercial buildings: Strategies to manage mode transfer from grid connected to islanded mode. In: **IEEE Transactions On Sustainable Energy**. [S.l.: s.n.], 2014. p. 1–11.
- MEHIGAN, L. et al. A review of the role of distributed generation (dg) in future electricity systems. In: **Energy**. [S.l.: s.n.], 2018. p. 822–836.
- PARHIZI, S. et al. State of the art in research on microgrids: A review. In: **IEEE Access**. [S.l.: s.n.], 2015. v. 3, p. 1–36.
- PATRAO, I. et al. Microgrid architectures for low voltage distributed generation. In: **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. [S.l.: s.n.], 2014. p. 415–424.
- RAJESH, K. S. et al. A review on control of ac microgrid. In: **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. [S.l.: s.n.], 2016. p. 1–6.
- ROCABERT, J. et al. Control of power converters in ac microgrids. In: **IEEE Transactions On Power Eletronics**. [S.l.: s.n.], 2012. v. 27, n. 11, p. 4734–4749.
- ROY, N. K.; POTA, H. R. Current status and issues of concern for the integration of distributed generation into electricity networks. In: **IEEE Systems Journal**. [S.l.: s.n.], 2015. v. 9, n. 3, p. 933–944.

SILVA, T. B.; HOLLANDA, L.; CUNHA, P. C. F. **Recursos Energeticos Distribuidos**. 1. ed. Rio de Janeiro: FGV Energia, 2016.

TALAPUR, G. G. et al. A reliable micro-grid with seamless transition between grid connected and islanded mode for residential community with enhanced power quality. In: **IEEE Transactions on Industry Applications**. [S.l.: s.n.], 2018. p. 1–10.

TON, D. T.; SMITH, M. A. The u.s. department of energy's microgrid initiative. In: **The Electricity Journal**. [S.l.: s.n.], 2012. v. 25, p. 84–94.

WANG, X. et al. Impact of islanding detection time on the mode transition of inverter-based micro-grid. In: **Proceedings of the 4th international conference on electric utility deregulation and restructuring and power technologies**. [S.l.: s.n.], 2011. p. 708–711.