MICRORREDES ELÉTRICAS: UMA PROPOSTA DE IMPLEMENTAÇÃO NO BRASIL

Marlon Max Huamaní Bellido

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Doutor em Planejamento Energético.

Orientadores: Luiz Pinguelli Rosa
Amaro Olímpio Pereira Júnior

Rio de Janeiro
Março de 2018

MICRORREDES ELÉTRICAS: UMA PROPOSTA DE IMPLEMENTAÇÃO NO BRASIL

Marlon Max Huamaní Bellido

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR EM CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Examinada por:

_____
Prof. Luiz Pinguelli Rosa, D.Sc.

_____
Prof. Amaro Olímpio Pereira Júnior, D.Sc.

_____
Prof. David Alves Castelo Branco, D.Sc.

_____
Profa. Suzana Kahn Ribeiro, D.Sc.

_____
Prof. Djalma Mosqueira Falcão, Ph.D.

_____
Prof. Alcir de Faro Orlando, Ph.D.

_____
Prof. José Alberto dos Reis Parise, Ph.D.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL
MARÇO DE 2018

Bellido, Marlon Max Huamaní

Microrredes elétricas: Uma proposta de implementação no Brasil / Marlon Max Huamaní Bellido. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2018.

XIV, 196 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Luiz Pinguelli Rosa

Amaro Olímpio Pereira Júnior

Tese (doutorado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Planejamento Energético, 2018.

Referências Bibliográficas: p. 152-169.

1. Geração Distribuída. 2. Microrredes. 3. Centro de Tecnologia. I. Rosa, Luiz Pinguelli *et. al*. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. III. Título.

Alegrai-vos sempre no Senhor.
Repito: alegrai-vos! Seja conhecida
de todos os homens a vossa bondade.
O Senhor está próximo. Não vos inquieteis
com nada! Em todas as circunstâncias
apresentai a Deus as vossas
preocupações, mediante a oração,
as súplicas e a ação de graças. E a paz
de Deus, que excede toda a inteligência,
haverá de guardar vossos corações
e vossos pensamentos, em Cristo Jesus.

Agradecimentos

Infinitas graças ao Deus Criador de tudo e de todos, que derramou sua bondade e misericórdia neste seu servo não merecedor, e mesmo no meio de tantas criações ele me viu de forma particular, me cuidando e amando como se fosse sua única e melhor criação. Infinitas graças ao Deus Criador.

A Jesus Cristo, no "Señor de los Milagros" venerada e amada imagem da "Hermandad del Señor de los Milagros" em Lima, salvador da minha alma, pois, de maneira amorosa, entregou sua própria vida para me salvar do pecado e que através deste sacrifício de amor recebi a graça da paz merecida e eterna.

Ao Espírito Santo, que de maneira sutil e mansa permaneceu ao meu lado, em meio a tantas tribulações, guiando-me, orientando-me e corrigindo-me em toda a jornada da vida.

À mãe santíssima de Jesus Cristo, a Virgem Maria, Nossa Senhora da Conceição de Aparecida, que nos maiores momentos de dificuldade soube me carregar no colo, me dar consolo e pedir para seu filho que não me deixe.

Ao anjo que, na forma de mulher, Deus colocou na minha vida, minha esposa Adriane, pelo amor, compreensão, apoio, força e, sobretudo, paciência em me compreender durante todo este período, e pelos infinitos conselhos nesta longa jornada. Obrigado por acreditar em mim.

Aos meus pais, Julián e Victoria, pelos sábios conselhos e educação fornecidos durante todos estes anos de vida. Acredito que esta seja uma pequena demonstração de que seus esforços não foram em vão, recebam esta homenagem como agradecimento de que fiz alguma coisa de útil com o tempo que me deram. À minha irmã, seu esposo e suas filhas (Xenia, Erwin, Isabel e Brunela) pelo carinho e amor oferecidos.

Aos meus orientadores Prof. Luiz Pinguelli Rosa e Prof. Amaro Pereira Júnior pela liberdade e confiança que sempre depositaram no meu trabalho e por aceitarem o desafio de apoiar e orientar este projeto. À Profa. Suzana Kahn pela oportunidade de desenvolver outros projetos e participar da sua visão de uma universidade mais sustentável junto ao Fundo Verde durante meu doutorado. Aos professores da membros da banca, pelos comentários e sugestões feitas. Aos professores do Programa de Planejamento Energético.

Aos meus orientadores do mestrado (Prof. Alcir de Faro Orlando, PUC-Rio) e graduação (Prof. Guillermo Lira Cacho, UNI), cujos conselhos e ensinamentos levarei por sempre e para toda a vida.

Ao Frei Silvio, pároco da Paróquia Nossa Senhora do Carmo em Vila de Penha no Rio de Janeiro, pelos conselhos e palavras de apoio no momento certo.

Gostaria agradecer ao pessoal administrativo do PPE e, especialmente, a “Sandrinha” pela valiosa ajuda e, principalmente, pelas palavras de apoio e incentivo. Muito obrigado “Sandrinha”. Agradecimentos também a todas as pessoas que de alguma ou outra forma me incentivaram a continuar.

Por fim, gostaria de agradecer, especialmente, ao meu amigo Eduardo “LALO” que teve a paciência e carinho de iniciar este meu longo caminho.

Resumo da Tese apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Doutor em Ciências (D.Sc.)

MICRORREDES ELÉTRICAS: UMA PROPOSTA DE IMPLEMENTAÇÃO NO BRASIL

Marlon Max Huamaní Bellido

Março/2018

Orientadores: Luiz Pinguelli Rosa
Amaro Olímpio Pereira Júnior

Programa: Planejamento Energético

Das primeiras aplicações em sistemas isolados, até os dias de hoje, o conceito de microrrede tem evoluído para um conceito funcional mais amplo, envolvendo sua integração com o sistema elétrico, podendo operar em paralelo ou de maneira ilhada à rede. Questões como a maior penetração da geração distribuída renovável intermitente e segurança energética, têm incentivado sua pesquisa e desenvolvimento em alguns países. Diversos estudos, basicamente relacionados às questões técnicas, têm apontado suas potenciais vantagens, não somente ao consumidor mas também às distribuidoras e sociedade como um todo, entretanto, poucos estudos e projetos em programas de demonstração e desenvolvimento comercial existem fora dos laboratórios. Este trabalho tem como objetivo oferecer uma visão geral sobre as microrredes na atualidade, apresentando alguns dos desafios técnicos, regulatórios, econômicos e de mercado que estas devem enfrentar e de como estes poderiam ser superados a fim de conseguir sua maior penetração no sistema elétrico brasileiro. Nos desafios de mercado são apresentados alguns dos novos modelos de negócio que estão sendo propostos na literatura para as microrredes. Além disso, para o caso brasileiro, inclui-se a análise da viabilidade de implantação de uma microrrede no Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, nesse sentido, a fim de realizar esta análise, foram quantificados os recursos disponíveis e algumas características do referido centro.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Science (D.Sc.)

ELECTRIC MICROGRIDS: A PROPOSAL FOR IMPLEMENTATION IN BRAZIL

Marlon Max Huamaní Bellido

March/2018

Advisors: Luiz Pinguelli Rosa
Amaro Olímpio Pereira Júnior

Department: Energy Planning

Since its first applications in isolated systems to the present day, the microgrid's concept has evolved to a broader functional concept, which involves its integration to the electrical system, being able to operate in parallel or islanded to the grid. Issues such as increased penetration of intermittent renewable distributed generation and energy security have stimulated their research and development in some countries. Many studies, related to technical issues, have pointed out their potential advantages, not only to consumers but also to distribution companies and society as a whole, however, few studies and projects concerning demonstration and commercial development programs for microgrids exist outside of laboratories. The purpose of this paper is to provide an overview of microgrids at the present time, presenting some of the technical, regulatory, economic and market challenges that these should face and how they could be overcome in order to achieve their greater penetration into the Brazilian electricity system. It is worth noting that in the market challenge some new microgrid business models are being proposed in the microgrid's literature. In addition, for the Brazilian case, the analysis of the viability of the implantation of a microgrid at the Technology Center of the Federal University of Rio de Janeiro is included, in order to carry out this analysis, the available resources and some characteristics of the mentioned center was quantified.

Sumário

1. Introdução 1
1.1. Objetivos do estudo 4
1.1.1 Objetivo geral 4
1.1.2 Objetivos específicos 4
1.2. Estrutura da tese 4
2. A indústria de energia elétrica 7
2.1. Geração distribuída 8
2.2. Recursos Energéticos Distribuídos e microrredes 11
3. Microrredes elétricas 15
3.1. Definição de microrrede 15
3.2. Situação atual das microrredes 18
3.3. Componentes da microrrede 22
3.3.1. Geração, sistemas de armazenamento e cargas 23
3.3.2. Rede física para distribuição da energia 26
3.3.3. Controles avançados 27
3.4. Vantagens das microrredes 30
4. Obstáculos à implantação de microrredes no setor elétrico 34
4.1. Desafios técnicos 34
4.2. Desafios regulatórios 39
4.3. Desafios econômicos 45
4.4. Desafios de mercado 55
5. Proposta de implantação de microrredes no Brasil 72
5.1. Características do setor elétrico no Brasil 72
5.2. Microrredes tradicionais no Brasil 76
5.3. Estratégias para implantação de microrredes no Brasil 78
5.3.1. Desafios técnicos 79
5.3.2. Desafios regulatórios 82
5.3.2.1. Segmento de distribuição de energia elétrica 82
5.3.2.2. Geração distribuída e microrredes de grande e médio porte 86
5.3.2.3. Geração distribuída e microrredes de pequeno porte 90
5.3.2.3.1. Micro e minigeração distribuída 90
5.3.2.3.2. Tarifa Branca 94
5.3.2.3.3. Medição inteligente 97
5.3.3. Desafios econômicos 99
5.3.4. Desafios de mercado 102
5.4. Considerações gerais 105

5.4.1. Levantamento bibliográfico 105
5.4.2. Considerações gerais ao questionário 111
6. Microrrede no Centro de Tecnologia da UFRJ 115
6.1. Programas de simulação 115
6.2. Dimensionamento de uma microrrede 117
6.3. Programa Fundo Verde da UFRJ 120
6.4. Microrrede no Centro de Tecnologia da UFRJ 123
6.4.1. Caracterização do local 123
6.4.2. Resultados 129
6.5. Considerações gerais 141
7. Conclusões 146
8. Referências bibliográficas 152
APÊNDICE A: Características técnico econômicas componentes da microrrede 170
APÊNDICE B: Principais microrredes no mundo 177
APÊNDICE C: Microrredes ao redor do mundo 183
APÊNDICE D: Questionário sobre microrredes 189
APÊNDICE E: Software Homer Energy 192

Lista de Figuras

Figura 1. Custo módulos fotovoltaicos. Fonte (IEA, 2014a)..... 10
Figura 2. Crescimento da geração distribuída fotovoltaica. Fonte (NAVIGANT 2015a). 11
Figura 3. Promotores das microrredes nos grupos interessados. Fonte (Romankiewicz, et. al., 2014). 17
Figura 4. Estágio de desenvolvimento das microrredes. Fonte (NAVIGANT, 2015b). 19
Figura 5. Configuração típica de uma microrrede. Fonte (Falcão, 2009, adaptado). 23
Figura 6. Nível de desenvolvimento tecnologias de armazenamento de energia 2014. Fonte (IEA, 2014a). 24
Figura 7. Tecnologias de armazenamento de energia e suas aplicações. Fonte (IEA, 2014b). 25
Figura 8. Configurações típicas de conexão sistemas de armazenamento. Fonte (Elaboração própria). 25
Figura 9. Funcionalidades do sistema de controle da microrrede. Fonte (Hatziargyriou, 2014). 28
Figura 10. Desempenho de sistema fotovoltaico com armazenamento. Fonte (Tan, Li & Wang, 2012). 32
Figura 11. Espiral da morte das distribuidoras. Fonte (Fratzscher, 2015)..... 43
Figura 12. Regulação no setor elétrico baseado no PBR. Fonte (Aggarwal & Burgess, 2014, adaptado). 44
Figura 13. Microrredes (a) sem capitalização e (b) com capitalização progressiva. Fonte (NYSERDA, 2014). 48
Figura 14. Utilização de microrredes em usuários com demandas complementares. Fonte (Leonhardt, et. al., 2015). 49
Figura 15. Projetos piloto em microrredes nos EUA e divisão dos custos de desenvolvimento. Fonte (SAVIVA, 2013). 49
Figura 16. Pirâmide para qualidade e confiabilidade de energia. Fonte (Marnay & Lai, 2012). 54
Figura 17. Abordagem econômica do custo da confiabilidade na rede e possível efeito das microrredes. Fonte (Marnay & Lai, 2012; Marnay, 2009). 54
Figura 18. Estratégias de operação em microrredes. Fonte (Hatziargyriou, 2014). 56

Figura 19. Esquema do modelo de negócios APM - Prosumidor. Fonte (Sanz, et. al., 2014). 58
Figura 20. Tipologia modelos de negócio em microrredes. Fonte (Grimley & Farrell, 2016; Hatziargyriou, 2014; KEMA, 2014; NYSERDA, 2014)..... 59
Figura 21. Prestador de serviços energéticos e relação com o seu cliente. Fonte (Fox-Penner, 2014). 68
Figura 22. Modelos de negócio em microrredes, crescimento potencial e complexidade de implantação. Fonte (Elaboração própria). 71
Figura 23. Investimentos no mercado de microrredes tradicionais no Brasil. Fonte (ZPRYME, 2012). 78
Figura 24. Esquema agente comercializador varejista. Fonte (CCEE, 2015). 89
Figura 25. Ambientes de contratação de energia e participação sugerida para as microrredes. Fonte (Quinteiro, et. al., 2015, adaptado). 90
Figura 26. Capacidade instalada e instalações de micro e minigeração até out/2016. Fonte (ANEEL, 2016). 92
Figura 27. Curva típica de máxima geração fotovoltaica vs tarifa branca. Fonte (Elaboração própria). 96
Figura 28. Consumo de energia e custos acumulados na Cidade Universitária da UFRJ em 2015. Fonte (Lima & Kahn, 2015). 121
Figura 29. Classificação coberturas da Cidade Universitária da UFRJ quanto à possibilidade de instalação de sistemas fotovoltaicos. Fonte (FUNDO VERDE, 2014a). 122
Figura 30. Localização dos projetos em energia desenvolvidos pelo Fundo Verde na Cidade Universitária da UFRJ até 2018. Fonte (Elaboração própria). 122
Figura 31. Perfis médios de demanda do CT - UFRJ, considerando dias úteis para o período de jan/13 até mar/15. Fonte (Lima & Kahn, 2015). 123
Figura 32. Consumo de energia na ponta e fora da ponta do CT - UFRJ. Fonte (Lima & Kahn, 2015). 123
Figura 33. Despesas com energia na ponta e fora da ponta do CT - UFRJ. Fonte (Lima & Kahn, 2015). 124
Figura 34. Esquema dos modelos de negócio de microrredes para o CT - UFRJ. Fonte (NYSERDA, 2014, adaptado). 127
Figura 35. CT - UFRJ e edifícios vizinhos. Fonte (Lima & Kahn, 2015). 128

Figura 36. Análise de sensibilidade dos arranjos com redução de 20% nos custos do gerador eólico. 133
Figura 37. Análise de sensibilidade dos arranjos com redução de 50% nos custos do gerador eólico. 134
Figura 38. Análise de sensibilidade dos arranjos com redução de 20% nos custos do gerador eólico e aumento de 50% na tarifa de venda de energia à rede na ponta. 135
Figura 39. Análise de sensibilidade dos arranjos com redução de 50% nos custos do gerador eólico e aumento de 50% na tarifa de venda de energia à rede na ponta. 136
Figura 40. Análise de sensibilidade dos arranjos com redução de 50% nos custos do gerador eólico, bateria, inversor e aumento de 50% na tarifa de venda de energia à rede na ponta..... 136
Figura 41. Análise de sensibilidade dos arranjos com variação nos custos do painel e taxa de juros. 137
Figura 42. Análise de sensibilidade dos arranjos com redução de 50% nos custos da bateria. 138
Figura 43. Análise de sensibilidade dos arranjos com aumento de 50% na tarifa de venda de energia à rede na ponta. 139
Figura 44. Análise de sensibilidade dos arranjos com redução de 50% nos custos da bateria e aumento de 50% na tarifa de venda de energia à rede na ponta. 140
Figura 45. Análise de sensibilidade dos arranjos com redução de 50% nos custos da bateria, do inversor e aumento de 50% na tarifa de venda de energia à rede na ponta. 140
Figura 46. Variação demanda CT - UFRJ vs produção fotovoltaica à luz da legislação da micro e minigeração distribuída. 144

Lista de Tabelas

Tabela 1. Problemas na energia elétrica com a GD. Fonte (Mariam, Basu & Conlon, 2013). 9
Tabela 2. Comparação dos benefícios entre REDs e microrredes. Fonte (KEMA, 2014). 17
Tabela 3. Benefícios das microrredes. Fonte (NYSERDA, 2014; Romankiewicz, et. al., 2013). 32
Tabela 4. Normas IEEE 1547. Fonte (IEEE STANDARDS, 2015; NREL, 2014). 37
Tabela 5. Custos das microrredes. Fonte (NYSERDA, 2014; Romankiewicz, et. al., 2013). 45
Tabela 6. Modelos de financiamento de microrredes. Fonte (Leonhardt, et. al., 2015). 50
Tabela 7. Normas para sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Fonte (ABNT, 2016). 81
Tabela 8. Normas para medidores eletrônicos de energia elétrica. Fonte (ABNT, 2016; INMETRO, 2016). 82
Tabela 9. Fundos Setoriais do SEB. Fonte (ANEEL, 2016). 101
Tabela 10. Recursos solar e eólico (a 50 m. de altura) para o CT - UFRJ. Fonte (CRESESB, 2016). 124
Tabela 11. Arranjos considerando geração diesel e arranjo renovável. Fonte (Elaboração própria). 130
Tabela 12. Arranjos considerando geração a gás natural. Fonte (Elaboração própria). 130
Tabela 13. Simulação do arranjo Rede/Eólico/Fotovoltaico/Bateria variando a capacidade eólica. Fonte (Elaboração própria). 133
Tabela 14. Participação da geração eólica no total da energia produzida pela microrrede no arranjo Rede/Eólico/Fotovoltaico/Bateria. Fonte (Elaboração própria). 134

1. Introdução

Desde a revolução industrial a energia tem desempenhado um papel importante no desenvolvimento dos países, sendo um dos setores de grande impacto nas suas economias, o processo de industrialização é um processo de modernização dos meios de produção de uma sociedade que vêm acompanhada pela ampliação tecnológica e desenvolvimento da economia. Os chamados países em desenvolvimento, não têm se afastado desta lógica, seu nível de crescimento está relacionado à necessidade de aumentar, sustentavelmente, seu acesso à energia.

O aumento no nível de urbanização e industrialização das sociedades, acrescenta à demanda da população, as quais são cada vez mais multidimensionais e desafiadoras, questões relacionadas à segurança, confiabilidade, flexibilidade e sustentabilidade no fornecimento de energia (Swisher, Jannuzzi & Redlinger, 1997; Wouters & Van Hende, 2015).

O consumo global de energia, tem sido crescente e baseado, principalmente, na utilização de combustíveis fósseis. Como consequência da crise de petróleo dos anos 70, a energia passou a ser um fator limitante no progresso econômico dos países, originando uma série de questionamentos ao padrão de desenvolvimento até então adotado, reconhecendo que o mesmo serviço energético poderia ser obtido com menores gastos e impactos econômicos, sociais, ambientais e culturais (EPE, 2012).

Dentre os setores que estes questionamentos tiveram maior importância, destaca-se o setor elétrico, que, a diferença dos outros setores, possui características únicas, pois a energia elétrica é um produto que requer permanente equilíbrio entre a oferta e demanda, uma vez que existem dificuldades técnicas e/ou econômicas para a estocagem da energia elétrica em grandes quantidades (Pinto, et. al., 2007).

Em seus mais de cem anos de existência, a concepção estrutural do setor elétrico quase não foi alterada. Este utiliza, principalmente, combustíveis fósseis e carvão como fonte primária, em 2015, por exemplo, 66,3% da eletricidade no mundo foi oriunda destes combustíveis (IEA, 2017). Neste setor, grandes sistemas de geração centralizada, produzem energia elétrica que é transmitida aos centros de consumo através das redes de transmissão, onde, por sua vez, é distribuída aos diversos consumidores, através das redes de distribuição.

Apesar dos bons serviços prestados à sociedade, atualmente, os benefícios da produção centralizada de energia elétrica parecem estar chegando a um limite, uma vez que, cada vez encontra-se mais oposição à construção de grandes centrais geradoras, devido, principalmente, aos impactos socioeconômicos e ambientais que inevitavelmente originam.

Além disso, sistemas centralizados apresentam elevados custos de investimento e manutenção, uma vez que, o fornecimento de energia elétrica aos consumidores requer um complexo sistema de transmissão e distribuição que, por sua vez, possui uma eficiência reduzida por causa das perdas técnicas, relativamente elevadas.

Outra questão relevante encontra-se no sistema de distribuição, pois, o aumento de cargas cada vez mais sensíveis por parte dos consumidores, requer uma melhor qualidade na energia elétrica. Nesse sentido, distribuidoras têm a obrigação de fornecer energia de qualidade, de forma eficaz e confiável.

A reestruturação do setor elétrico dos anos 80 e 90, permitiu a abertura e concorrência do mercado, dando a possibilidade a alguns consumidores, em alguns países, de mudar de fornecedor de energia (Menanteau, 2004; Wouters & Van Hende, 2015). Esta reforma introduziu mudanças consideráveis na geração e comercialização de energia, principalmente, no atacado (Falcão, 2009), alterando a estratégia dos operadores que anteriormente ocupavam uma posição de monopólio.

Esta reforma criou as condições para a introdução de novas e diversas tecnologias, causando grande impacto no setor, destacando-se a Geração Distribuída (GD) (Chowdhury, Chowdhury & Crossley, 2009; Falcão, 2009; Sioshansi, 2014; Wouters & Van Hende, 2015). Este conceito envolve a produção de energia próxima ao consumidor, podendo ajudar a direcionar suas demandas uma vez que, recursos locais disponíveis, poderiam ser utilizados de forma otimizada.

Atualmente, o conceito de GD faz parte de um conceito mais amplo denominado Recursos Energéticos Distribuídos (RED), que envolve não somente a produção, mas também o armazenamento, a redução ou transformação da energia. Assim como a GD, os RED, em razão de sua modularidade, permitiriam a expansão coordenada e flexível do sistema de distribuição, com custo reduzido e aumento da confiabilidade.

A introdução dos RED no setor elétrico pode alterar a estrutura tradicional da rede de distribuição e incrementar a complexidade do seu gerenciamento, operação e manutenção. Por exemplo, entre 2007 e 2013, o aumento que a Austrália tem experimentado em telhados fotovoltaicos, de 8000 para mais de um milhão, originou excedentes de energia durante algumas horas do dia que, por sua vez, pode causar, por questões de segurança, a desconexão automática dos seus inversores, desconectando automaticamente os fotovoltaicos, representando uma perda de valor para as famílias que investiram nestes sistemas, prejudicando a avaliação da tecnologia (ENERGEIA, 2013; Sioshansi, 2014).

Por outro lado, o envelhecimento da infraestrutura, tem colocado em discussão questões relacionadas à segurança energética, uma vez que sistemas elétricos estão cada vez mais vulneráveis. Nos EUA, por exemplo, além da diminuição dos investimentos em infraestrutura de transmissão (US$ 117 milhões/ano), mais de 70% dos transformadores e linhas de transmissão e mais de 65% dos disjuntores da rede, têm pelo menos 25 anos (DOE, 2003; Suryanarayanan, et. al., 2010). Esta situação pode originar problemas de congestionamento na rede, aumento dos custos e cortes no fornecimento de energia, principalmente, quando do aumento da geração renovável (Suryanarayanan, et. al., 2010).

Além do envelhecimento, danos causados por eventos inesperados, têm ameaçado a segurança energética, suscitando profundos efeitos na sociedade. O furacão Irene (EUA-2011), o acidente nuclear de Fukushima (Japão-2011), a explosão da base naval Evangelos Florakis (Chipre-2011), etc. têm afetado parte da população, originando o fornecimento errático da eletricidade, com cortes frequentes e prolongados, reduzindo a confiabilidade do serviço e prejudicando a reconstrução das áreas afetadas por se tratar de uma infraestrutura crítica (Suryanarayanan & Kyriakides, 2014).

Diante dessa perspectiva redes de distribuição passaram a ter um papel protagonista e desafiador na operação do sistema, não só na superação de certas barreiras tecnológicas, mas também contrabalançando os efeitos intermitentes da geração renovável, aleatoriedade no comportamento dos consumidores e, principalmente, garantindo ou aumentando a qualidade e segurança no fornecimento da energia elétrica que a economia mundial digital moderna demanda.

Nesse sentido, destaca-se uma tecnologia que deve revolucionar política, tecnológica, estrutural e regulatoriamente o paradigma até hoje empregado no setor elétrico e que

incorporará ao consumidor com uma voz ativa no processo de geração, transporte, consumo e comercialização de energia elétrica: as microrredes.

1.1. Objetivos do estudo

1.1.1 Objetivo geral

Microrredes são sistemas que têm sido tradicionalmente utilizados décadas atrás, como parte dos programas de eletrificação rural em locais remotos, principalmente, nos países em desenvolvimento. No entanto, o conceito moderno e discutido neste trabalho, envolve sua integração com o sistema elétrico, principalmente, à rede de distribuição e com potencial para operar conectada ou ilhada desta.

Este é um conceito relativamente novo e ainda em fase de pesquisa, tanto assim que, só recentemente começaram a ser desenvolvidos alguns projetos piloto em microrredes ao redor do mundo. Nesse sentido, este trabalho tem como objetivo geral, mostrar como podem ser superadas algumas das barreiras à implantação de microrredes, referidas às questões técnicas, regulatórias, econômicas e de mercado, cuja utilização deve ser incentivada. Para tal se exemplifica com o caso de implantação de uma microrrede no Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Rio de Janeiro (CT – UFRJ), onde deverão ser caracterizados sua localização geográfica, consumo de energia, curva de carga, custos e recursos disponíveis.

1.1.2 Objetivos específicos

Além do objetivo geral, este trabalho procura os seguintes objetivos intermediários:

a) Revisão bibliográfica a fim de indicar os custos de algumas das tecnologias que a constituem.
b) Dar a conhecer o Programa Fundo Verde Energia como instrumento econômico para financiar projetos que visam o desenvolvimento sustentável da Cidade Universitária da UFRJ.
c) Revisão bibliográfica e seleção do software mais apropriado para a análise da viabilidade de uma microrrede.

1.2. Estrutura da tese

Para a melhor apresentação do trabalho desenvolvido e de forma a organizar os conceitos, resultados e discussões, a presente tese foi dividida em sete capítulos. O capítulo 1 faz a introdução do tema em estudo, apresentando o contexto em que o mesmo se insere, a justificativa, os objetivos da pesquisa, assim como a estrutura da tese.

O capítulo 2 trata brevemente as origens do atual modelo dominante do setor elétrico, trata também sobre o conceito de GD, sua importância e desafios no setor, assim como sua relação com as microrredes num conceito mais amplo denominado RED. Apresenta também as origens das microrredes, a qual se deu nos inícios de formação do atual modelo do setor. Este capítulo pretende mostrar que a ideia ou conceito de microrrede é tão antiga quanto ao atual modelo do setor.

O capítulo 3 apresenta uma visão geral das microrredes, mostrando sua definição atual, características, classificação, diferenças entre estas e os REDs, situação atual, principais componentes e vantagens da sua utilização.

O capítulo 4 apresenta uma visão geral de algumas barreiras e desafios que as microrredes devem enfrentar a fim de conseguir sua inserção no setor elétrico mundial, sendo estas divididas em questões técnicas, regulatórias, econômicas e de mercado. Nesta última, são mencionados alguns novos modelos de negócio que estão sendo propostos para as microrredes, assim como os desafios das concessionárias a se adequarem ao novo paradigma no setor, que incluem não somente as microrredes, mas também as redes inteligentes.

O capítulo 5 apresenta uma breve discussão sobre o Setor Elétrico Brasileiro (SEB), mostrando suas principais características. Este capítulo mostra também, apesar de não ser parte deste trabalho, uma breve descrição sobre as microrredes utilizadas nos programas de eletrificação rural no país. Também se apresenta uma visão geral das microrredes no país, indicando algumas das barreiras e desafios a fim de conseguir sua implantação no setor, sendo estas divididas em questões técnicas, regulatórias, econômicas e de mercado.

Nesse sentido, pretende-se mostrar como algumas das barreiras à implantação de microrredes, referidas às questões técnicas, regulatórias, econômicas e de mercado, poderiam ser superadas, apresentando para tal algumas propostas. Além disso, apresentam-se as considerações gerais ao questionário desenvolvido no intuito de apoiar o elaboração deste trabalho e respondido por alguns especialistas.

O capítulo 6 trata sobre a análise da viabilidade da implantação de uma microrrede no CT – UFRJ, nesse sentido, numa primeira parte são simuladas diversas configurações a fim de verificar sua viabilidade e numa segunda parte, também com simulações de diversas configurações para a microrrede, considerando a legislação que regula à micro e

minigeração distribuída, no que se refere à capacidade e compensação de energia do sistema.

Por fim, o capítulo 7 apresenta as conclusões obtidas a partir dos resultados da pesquisa, onde são destacadas as barreiras e desafios para a implantação das microrredes em maior escala, tanto no mundo quanto no Brasil. Além disso, são mostradas também, as conclusões referente às simulações para a microrrede do CT – UFRJ.

2. A indústria de energia elétrica

Nos preâmbulos de sua existência, últimas décadas do século XIX, duas diferentes visões sobre o desenvolvimento da indústria elétrica estavam sendo confrontadas. Por um lado, Thomas Edison preconizava a utilização da Corrente Contínua (CC), enquanto que George Westinhouse/Nikola Tesla a Corrente Alternada (CA). Historicamente, esta contenda é conhecida como a "Guerra das Correntes".

Thomas Edison propunha que a melhor opção para o atendimento da demanda de energia seria através de instalações nas quais os geradores deveriam ser localizados próximos aos pontos de consumo e sua energia consumida em CC (fluxo de elétrons é ordenado e sempre numa mesma direção). Atualmente, este tipo de corrente pode ser observado em baterias de automóveis, pequenas baterias, pilhas, dínamos, entre outros equipamentos.

A proposta de Edison, inicialmente determinada como padrão nos EUA, funcionava bem com lâmpadas incandescentes (responsáveis pela maior parte do consumo naquela época) e motores. Esta podia ser armazenada em baterias, como reservas energéticas, durante possíveis interrupções do funcionamento dos geradores.

Entretanto, considerando o desenvolvimento tecnológico da época, esta possuía enormes dificuldades no seu transporte (o seu transporte envolvia, apenas, pequenas distâncias), restringindo, por tanto, sua possibilidade de integrar espaços e processos. Vale a pena salientar que esta visão de sistema pode ser considerado como o primeiro modelo descentralizado proposto no setor há mais de um século atrás (Galvin, Yeager & Stuller, 2009; Pinto, et. al., 2007).

Em contraste, George Westinhouse/Nikola Tesla apresentavam um modelo em que a construção das centrais geradoras era afastada dos pontos de consumo (próxima das fontes de energia primária) e sua energia consumida em CA (contrariamente à energia em CC, a energia em CA possui polaridades positiva e negativa que são invertidas muitas vezes por segundo).

De maneira diferente ao caso anterior, esta proposta aumentava a oportunidade de integração de espaços, gerando, por tanto, a possibilidade de integrar um maior número de processos a um determinado processo de geração. Vale a pena salientar que este modelo pode ser reconhecido como o atual modelo geração centralizada.

O desfecho por todos conhecido, deu como vencedora a proposta formulada por George Westinhouse/Nikola Tesla que, serviu para trilhar o caminho do setor. Neste modelo, grandes centrais geradoras produzem energia elétrica, que é transmitida entre longas distâncias aos centros de consumo por um sistema de transmissão e distribuída aos consumidores em vários níveis de tensão através de um sistema de distribuição.

Este modelo manteve sua arquitetura original, praticamente inalterável, até a década de 80, onde foi introduzido o conceito de produtor independente (Falcão, 2009). Porém, foi no final de década de 90 que problemas derivados da escassez de recursos energéticos, escassa eficiência energética, poluição ambiental, entre outras questões, estimularam a procura de melhores alternativas a fim de garantir o suprimento da demanda, surgindo o conceito de GD (Chowdhury, Chowdhury & Crossley, 2009; Falcão, 2009; Preto, 2012).

Atualmente, além dos elevados custos de investimento e manutenção e das perdas relativamente elevadas, uma das áreas críticas deste modelo localiza-se na geração e transmissão de energia. Cada vez mais, restrições sócio ambientais têm imposto maiores dificuldades na construção de grandes centrais geradoras e longas linhas de transmissão, situação que poderia levar a problemas relacionados à segurança energética.

Consequentemente, o modelo que utilizava as economias de escala para aumentar sua eficiência e reduzir seus custos na geração de energia (construção de grandes centrais geradoras com uma ampla base de consumidores), foi contestado por outro que utiliza as economias de produção para reduzir seus custos na geração de energia (produção de milhares de unidades de baixo custo, utilizadas onde a geração em grande escala não é factível) (Farret & Godoy, 2006).

2.1. Geração distribuída

A GD é uma tecnologia de geração de energia elétrica junto ou próxima do local de consumo. Em tese, este conceito é independente da potência, tecnologia e fonte de energia utilizada, podendo utilizar diversas tecnologias e fontes como, por exemplo: motores de combustão interna (diesel e gás natural), cogeração, sistemas fotovoltaicos, geradores eólicos, etc.

A incorporação deste conceito trouxe duas grandes inovações ao setor: (i) geração de energia na distribuição e (***ii***) possibilidade de incorporar novas fontes de energia. Nesta

última questão, destaca-se que, além de utilizar tecnologias com base em fontes convencionais, a GD poderia utilizar diversas tecnologias com base em fontes renováveis.

Segundo destacado pelo Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (IEEE), são diversos os setores onde estas tecnologias poderiam ser utilizadas. Entretanto, destacam-se três como sendo os principais: setor público, setor residencial e setor manufatura. Sua integração à rede de distribuição, possui alguns benefícios, como, por exemplo (Anaya & Pollit, 2015; Corrêa, 2006; Sumper & Baggini, 2012):

- Redução das perdas de energia (sujeito ao nível de penetração).
- Redução na emissão de gases poluentes (quando da utilização de fontes renováveis).
- Prestação de serviços ancilares (por exemplo, controle da potência reativa).
- Adiamento de investimentos na distribuição e transmissão.
- Melhoras na segurança (via redução da dependência de combustíveis fósseis importados) e qualidade no fornecimento de energia.
- Redução dos custos energéticos do usuário.
- Construção rápida (em comparação com a geração centralizada).
- Expansão coordenada e flexível do sistema de distribuição (modularidade), etc.

No entanto, além dos benefícios, dependendo da tecnologia, características do sistema de distribuição e nível de penetração, esta GD pode também ocasionar impactos negativos. Quando o nível de penetração da GD é mínimo podem não ser observados impactos, caso contrário, a GD pode ter impactos significativos como, por exemplo, no perfil e estabilidade da tensão, sistemas de proteção e qualidade da energia da rede (Braun-Grabolle, 2010). Na Tabela 1 mostra-se alguns problemas na qualidade da energia elétrica relacionados à GD.

Tabela 1. Problemas na energia elétrica com a GD. Fonte (Mariam, Basu & Conlon, 2013).

Problema	Eólica	Solar	PCHs	Diesel
Tensão Aumento/Queda	X		X	X
Sobre/Sub Tensão	X			X
Desequilíbrio de tensão		X		
Transiente de tensão	X			
Harmônicos de tensão	X	X	X	
Cintilação	X	X		X

Correntes harmônicas	X	X	X	
Interrupção	X	X		

Devido à sua natureza intermitente, observa-se que as fontes eólica e solar, podem estar relacionadas com quase todos os problemas na qualidade da energia, podendo prejudicar o desempenho do sistema elétrico. Nesse sentido, operadores de rede têm manifestado sua preocupação com respeito ao impacto que estes sistemas poderiam ter sobre o sistema elétrico, logo, esta integração vem a ser um dos mais importantes desafios no setor.

Recentemente, o maior desenvolvimento tecnológico e a redução nos seus custos de investimento, têm permitido um maior crescimento de sistemas fotovoltaicos, países como Alemanha, China, Itália, EUA, Japão e Espanha têm se destacado no mundo todo (IEA, 2014c). A Figura 1 mostra a queda histórica nos custos dos módulos fotovoltaicos.

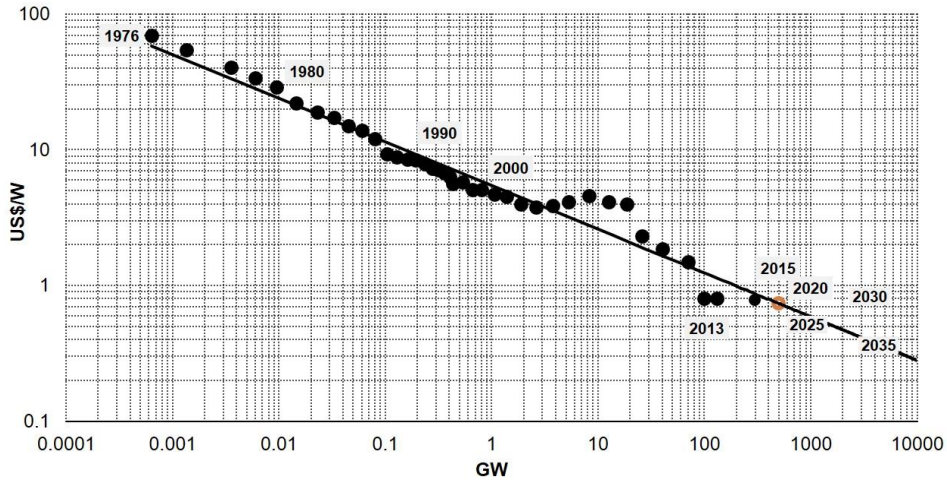

Figura 1. Custo módulos fotovoltaicos. Fonte (IEA, 2014a).

Estas questões, segundo a IEEE, têm permitido, ainda que com limitada capacidade de competição do ponto de vista técnico – econômico, colocar esta tecnologia como tendo uma das maiores perspectivas de participação no mercado mundial. O crescimento da GD fotovoltaica, nos próximos anos se dará conforme mostrado na projeção da Figura 2.

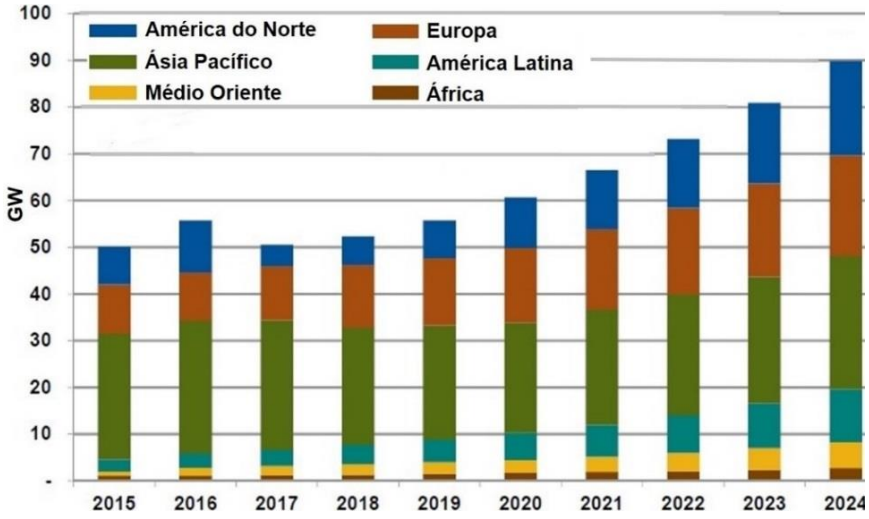

Figura 2. Crescimento da geração distribuída fotovoltaica. Fonte (NAVIGANT 2015a).

Contudo, o nível de penetração ou a quantidade de novas fontes de energia distribuída que poderiam ser conectadas à rede, vai depender de vários fatores, sendo alguns destes (Nunes & Elisa, 2014): características das unidades de geração, configuração e operação da rede, requisitos das cargas, requisitos regionais e nacionais de conexão, capacidade de carregamento, etc. os quais devem ser levados em consideração.

A quantidade máxima de GD (de maneira geral a quantidade máxima de RED) que pode ser suportada pela rede em um ponto específico do sistema de distribuição é denominada de Capacidade de Hospedagem (CH) do inglês *Hosting Capacity*. A CH é a maior quantidade de GD que pode ser conectada à rede, para a qual o desempenho de esta seja aceitável (Bollen & Hassan, 2011).

Alguns dos processos que podem aumentar a CH da rede são (Bollen & Hassan, 2011): aumento a capacidade de carga, construção de novas conexões, esquemas de proteção avançado, alimentadores novos ou mais fortes, métodos alternativos para controle da tensão, fortalecimento da rede, proteção de ilhamento e sistemas de gerenciamento de energia (por exemplo, redes inteligentes e microrredes).

2.2. Recursos Energéticos Distribuídos e microrredes

O modelo do sistema elétrico tem sido desenvolvido numa estrutura hierarquizada, onde o fluxo de energia é sempre dos níveis de elevada tensão para os níveis de baixa tensão. Neste modelo, o sistema de distribuição possui um fluxo completamente

unidirecional, sendo comumente chamados de sistemas passivos (Chowdhury, Chowdhury & Crossley, 2009).

Historicamente, o planejamento destes sistemas tem sido baseado em critérios uniformes de qualidade da energia e em função do atendimento às cargas que devem ser garantidos em situações severas de operação (situações de máxima demanda). Geralmente, investimentos neste setor são apenas realizados no sentido de suportar o crescimento da demanda sem considerar a integração da GD.

Nos últimos anos, diversos blecautes ocorridos no mundo todo como, por exemplo, Brasil (2009 e 2011), EUA e México (2011), Índia (2012) e Cuba (2012), têm afetado não somente a vida das pessoas localmente, mas também causado perdas econômicas substanciais. Em particular, como a sociedade moderna depende cada vez mais da energia elétrica, interrupções no seu fornecimento, em qualquer momento, podem resultar em consequências devastadoras (Bo, et. al., 2015).

Junto a este problema e acrescentado, principalmente, pelas questões ambientais, o desenvolvimento tecnológico e as novas políticas energéticas, têm incentivado a utilização de novas e diversas tecnologias, as quais têm se localizado, basicamente, ao nível da distribuição, sendo conhecidas como RED (Chowdhury, Chowdhury & Crossley, 2009; Corrêa, 2006; Jiayi, Chuanwen & Rong, 2008). RED são tecnologias que atuam tanto do lado da oferta como da demanda englobando a GD, o armazenamento de energia elétrica, a eficiência energética e o gerenciamento da demanda (FGV, 2016).

De maneira geral, do ponto de vista da operação da rede, os RED levam ao mesmo resultado: redução ou transformação da carga que a rede precisa atender. Do ponto de vista do consumidor estes recursos permitiriam sua maior participação na gestão de sua geração e consumo, incorporando um novo conceito revolucionário no setor: *o poder do consumidor decidir a respeito do seu consumo e até a possibilidade de contribuir para o atendimento dos demais consumidores pela venda de energia elétrica ao sistema* (empoderamento do consumidor) (Falcão, 2009; FGV 2016).

Sistemas de distribuição, conforme conhecidos na atualidade, encontram-se em fase de transição de sistemas tradicionalmente passivos com fluxos de energia unidirecional para sistemas ativos onde o fluxo de energia pode ser bidirecional, com processos de

controle e de decisão mais distribuídos (Chowdhury, Chowdhury & Crossley, 2009; Hatziargyriou, 2014).

No papel a implantação de uma rede elétrica ativa poderia permitir a integração dos RED, além de criar oportunidades para novos tipos de equipamentos e serviços, tudo o que será necessário para estar em conformidade com as novas demandas do setor. O objetivo principal desta rede será a de conectar de forma eficiente não só as fontes de geração, mas também de armazenamento de energia, com as demandas do consumidor, permitindo que ambos (operador de rede e consumidor) possam decidir a melhor forma de operação em tempo real (Hatziargyriou, 2014).

A atual rede elétrica de distribuição possui limitações à integração das fontes renováveis, uma vez que, dada sua intermitência, aleatoriedade e incerteza, poderiam prejudicar o desempenho do sistema, impactando negativamente no consumidor. Nesse sentido, uma solução tecnológica que garanta não só o desempenho apropriado do sistema, mas também, que ajude na construção desta nova rede elétrica ativa seriam *as microrredes*.

Microrredes são tecnologias que surgem como uma solução prática, confiável e limpa na tarefa de integrar a GD renovável (e outros RED) ao sistema de distribuição (Planas, et. al., 2014), estas possuem a capacidade para organizar a expansão, reduzindo a interferência negativa e, podendo acrescentar os benefícios que os RED proporcionam.

O lugar das microrredes no atual sistema elétrico pode ser explicado através de uma visão geral de sua evolução histórica, uma vez que este conceito não é novo; remontando-se aos estágios iniciais de desenvolvimento do setor elétrico no século XIX e sendo proposto por Thomas Edison, que enfatizou a GD de energia.

Em julho de 1879, ao viajar pelo oeste dos EUA, Thomas Edison pensou em iluminar com eletricidade as cidades escuras por onde ele passava, prevendo o início de uma nova indústria de distribuição de eletricidade. Em outubro de 1879 ele já tinha uma lâmpada incandescente de trabalho e em poucos meses uma patente do sistema de distribuição em CC (Galvin, Yeager & Stuller, 2009).

A primeira microrrede foi construída em 1882 por Edison, na estação da rua Manhattan Pearl. Esta é considerada, essencialmente, uma microrrede, uma vez que a geração centralizada não tinha sido ainda estabelecida. Em 1886, a empresa de Edison já

tinha instalado 58 microrredes em CC e cerca de 500 plantas de iluminação isoladas nos EUA, Chile e Austrália (Galvin, Yeager & Stuller, 2009; PIKE, 2009; Pilar, 2011; Wouters & Hende, 2015).

No final do século XIX já existiam mais de 20 operadoras de telégrafo, telefone e companhias de luz operando apenas em Manhattan, cada um com seus próprios fios e postes. Em 1900 cerca da metade da energia elétrica produzida nos EUA provinham de unidades pequenas e isoladas (Galvin, Yeager & Stuller, 2009).

Pouco tempo depois, a indústria de serviços elétricos evoluiu para um mercado monopolista regulado pelo estado, implantando o atual sistema centralizado, eliminando assim o incentivo para a evolução das microrredes (Galvin, Yeager & Stuller, 2009; PIKE, 2009; Wouters & Van Hende, 2015). Consequentemente, a ideia de Edison foi perdida na medida em que as plantas centralizadas e linhas de transmissão de longa distância expandiam-se mais e mais.

Posteriormente, já acrescentado com algumas melhoras tecnológicas, estes sistemas foram novamente utilizados como parte dos diversos programas de eletrificação rural desenvolvidos, principalmente, nos países em desenvolvimento (EEM, 2014; Hossain, et. al., 2014; Wouters, 2014). Nesse contexto, estava sendo retomada a ideia de Edison que era a de levar energia (iluminação) aos lugares onde esta não existia.

Contudo, na atualidade, novas tecnologias não existentes nas primeiras aplicações, estão possibilitando que as microrredes tenham uma maior evolução tecnológica, permitindo sua integração à rede elétrica e a inovação do setor. Estas novas tendências estão confluindo para a criação de mercados, futuramente promissores, de microrredes integradas ao sistema elétrico, destacando-se os EUA, Europa e Ásia, os quais estão mudando a arquitetura fundamental da sua rede elétrica.

Nesse sentido, o modelo atual está sofrendo mudanças de um sistema essencialmente centralizado para outro misto com GD. Essa nova arquitetura requer a adequação das normas e leis atuais que regem o sistema elétrico. A GD pode representar um impacto essencialmente positivo quando integradas apropriadamente ao sistema, de forma controlada e segura e é nesse sentido que as microrredes se encaixam, deveria, por tanto, incentivar-se a utilização da GD (mas também RED) associada às microrredes.

3. Microrredes elétricas

Microrredes elétricas são uma tecnologia em ascensão global que, conforme destacado anteriormente, foram utilizadas décadas atrás como parte dos programas de eletrificação rural, principalmente, nos países em desenvolvimento. Neste trabalho estas microrredes são denominadas como microrredes tradicionais ou convencionais.

O conceito de microrrede foi proposto pela Universidade de Wisconsin-Madison (UWM) dos EUA, sendo definida como um agrupamento de REDs e cargas, operando como um único sistema (Lasseter, 2002; Wu, et. al., 2013). Posteriormente, o Consórcio para Soluções Tecnológicas em Confiabilidade Elétrica (CERTS) dos EUA, acrescentou esse conceito agregando o fornecimento de energia térmica e como uma forma de aumentar a confiabilidade e flexibilidade dos sistemas elétricos locais (CERTS, 2002; Hossain, et. al., 2014; MICROGRID INSTITUTE, 2013; Tan, Li & Wang, 2012; Wu, et. al., 2013).

Os testes para desenvolver este conceito foram realizados, pela UWM, onde foi construída uma microrrede no Centro Tecnológico Dolan (Asmus, 2010; Lasseter, 2007; Romankiewicz, et. al., 2013; Wu, et. al., 2013). A fim de ser diferenciadas das microrredes tradicionais, neste trabalho estas microrredes são denominadas de microrredes modernas (ou inteligentes) ou, simplesmente, microrredes.

3.1. Definição de microrrede

Microrredes, consideradas como "blocos de construção das redes inteligentes" (Bordons, García-Torres & Valverde, 2015; Hatziargyriou, 2014; Suryanarayanan, et, al., 2010), são entidades únicas controladas, localizadas à jusante da subestação de distribuição, com limites elétricos definidos, constituídos por REDs e cargas (elétricas ou térmicas) e com potencial para operar de maneira não autônoma (conectadas à rede) ou autônoma (desconectadas da rede ou ilhadas) (Chowdhury, Chowdhury & Crossley, 2009; DOE, 2012; Hossain, et. al., 2014; Romankiewicz, et. al., 2013). Microrredes apresentam três características importantes (Hatziargyriou, 2014; Wouters, 2014):

- Integração e controle dos recursos pelo lado da oferta, da demanda e armazenamento de maneira local. Podendo ser implantadas ao nível da distribuição, na média ou baixa tensão.
- Capacidade para operar conectadas ou ilhadas da rede.

- Capacidade de lidar com interesses conflitantes das diferentes partes envolvidas, de modo a chegar a uma operação globalmente ideal para os envolvidos.

O fato da microrrede ser percebida como uma entidade única e controlável pela rede lhe conferem duas implicações importantes (Romankiewicz, et. al., 2013; Wouters & Van Hende, 2015): (***i***) capacidade para fornecer serviços complexos, por exemplo, prestação de serviços ancilares e (***ii***) capacidade para coordenar com outras entidades da rede, por exemplo, GD, microrredes e sistemas de armazenamento.

É importante frisar que a definição de microrrede não faz referência à tecnologia envolvida, motivação, fonte utilizada, qualidade da energia ou escala. Não existe tamanho definido para microrredes, este depende, basicamente, das cargas e autonomia requerida, as quais fixam sua potência mínima, podendo variar dos quilowatts (kW) até os megawatts (MW) (EEM, 2014; Soshinskaya, et. al., 2014). Diversos estudos têm classificado as microrredes de diversas formas:

- Segundo o nível de integração e impacto à rede elétrica (Hossain, et. al., 2014; Suryanarayanan, et al., 2010): remotas, das concessionárias e instalações.
- Segundo o operador, beneficiário e tamanho do RED (Schwaegerl, et. al., 2009): monopólio do operador do sistema de distribuição, consórcio prosumidor e de mercado livre.
- Segundo o nível de tensão (Soshinskaya, et. al., 2014): isoladas, baixa tensão e alimentadoras de média tensão.
- Segundo o segmento de aplicação (NAVIGANT, 2013b; PIKE, 2012; Pilar, 2011): comunitária/distribuidora, comercial/industrial, institucional/campus universitário, isoladas e militares.
- Segundo a forma de alimentação (De Castro, 2015): cargas alimentadas individualmente ou geração centralizada.
- Segundo o modo de controle (De Castro, 2015): principal, principal virtual (remoto, via comunicação) ou distribuído.
- Segundo a energia fornecida (De Castro, 2015; Planas, et. al., 2014): CA ou CC.

Diversas são as motivações existentes para promover a GD e microrredes, estas se agrupam através de, pelo menos, quatro grupos interessados, conforme mostrado na Figura 3. Consumidores estão cada vez mais interessados em reduzir seus custos energéticos e aumentar sua confiabilidade, a indústria de energia elétrica na manutenção ou aumento da qualidade da energia enquanto atende à demanda crescente e obrigações de energia limpa e os governos na mitigação das mudanças climáticas.

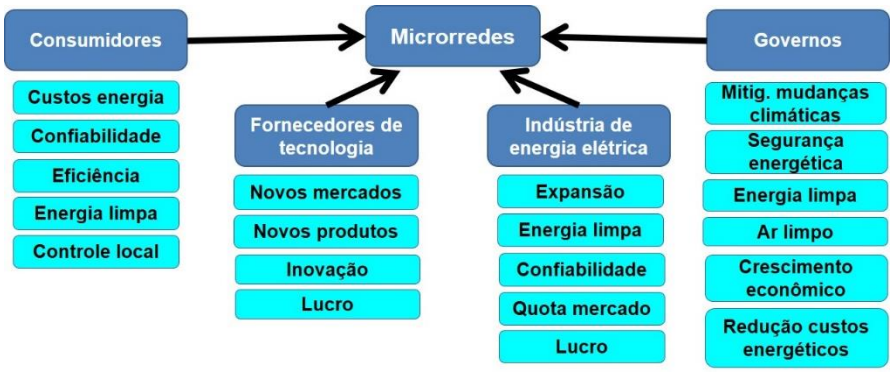

Figura 3. Promotores das microrredes nos grupos interessados. Fonte (Romankiewicz, *et. al.*, 2014).

Merecem destaque neste grupo os fornecedores de tecnologia de diversos setores, tal como Tecnologias da Informação e Comunicação (TIC), os quais devem desempenhar um papel preponderante no desenvolvimento das microrredes, procurando oportunidades potenciais para inovar.

Conforme destacado, microrredes estão constituídas por RED, entretanto, estes últimos podem existir de forma independente às microrredes, sendo diferenciados pelos benefícios que podem oferecer. A Tabela 2 mostra os benefícios dos RED e as microrredes, onde: *RED* recurso distribuído conectado à rede, *MRT* recurso distribuído que pode ilhar como microrrede e *MR* microrrede que pode ilhar e possui controles avançados.

Tabela 2. Comparação dos benefícios entre REDs e microrredes. Fonte (KEMA, 2014).

Benefício	*RED*	*MRT*	*MR*
Econômico			
Direto			
Redução de custos energéticos	X	X	X
Participação nos mercados de serviços ancilares	X	X	X
Venda de excedentes à rede	X	X	X

Participação nos programas de resposta à demanda	X	X	X
Otimização de ativos baseado em sinais de preço e tempo real nos mercados de energia			X
Indireto			
Redução das perdas na Transmissão e Distribuição	X	X	X
Adiamento de investimentos na Transmissão e Distribuição	X	X	X
Suporte para a implantação de energia renovável	X	X	X
Confiabilidade e Qualidade da Energia			
Capacidade para operar em ausência da rede	X	X	X
Redução das interrupções de energia		X	X
Aumento da qualidade de energia		X	X
Aumento da confiabilidade da energia		X	X
Capacidade para operar em ausência da infraestrutura elétrica e gás natural		X	X
Meio Ambiente			
Redução das emissões de GEE	X	X	X
Redução das emissões de poluentes	X	X	X
Segurança e Proteção			
Refúgios durante interrupções de energia			X
Capacidade para suportar a comunidade durante interrupções de energia de longo prazo			X

RED oferecem benefícios limitados, que podem ser ampliados através das microrredes. Por exemplo, a redução de custos e perdas com GD fotovoltaica, está limitada à disponibilidade da fonte solar, a inclusão de outros sistemas de geração ou armazenamento aumentaria estes benefícios. Ainda assim, o sistema não teria a capacidade de otimizar seu funcionamento, logo a inclusão de controles avançados acrescentaria outros benefícios como: aumento da confiabilidade, atendimento de cargas específicas, etc.

3.2. Situação atual das microrredes

Apesar das microrredes ter sido propostas, discutidas e experimentadas há alguns anos, o conceito moderno (integradas e flexíveis), que atualmente gera maior relevância, é quase inexistente fora dos laboratórios (Hossain, et. al., 2014; Lasseter, 2001; Planas, et. al., 2014; Tao, et. al., 2011). Microrredes encontram-se ainda em estágios iniciais de desenvolvimento, a Figura 4 mostra o estágio de desenvolvimento da indústria, assim como cada uma das características em cada estágio.

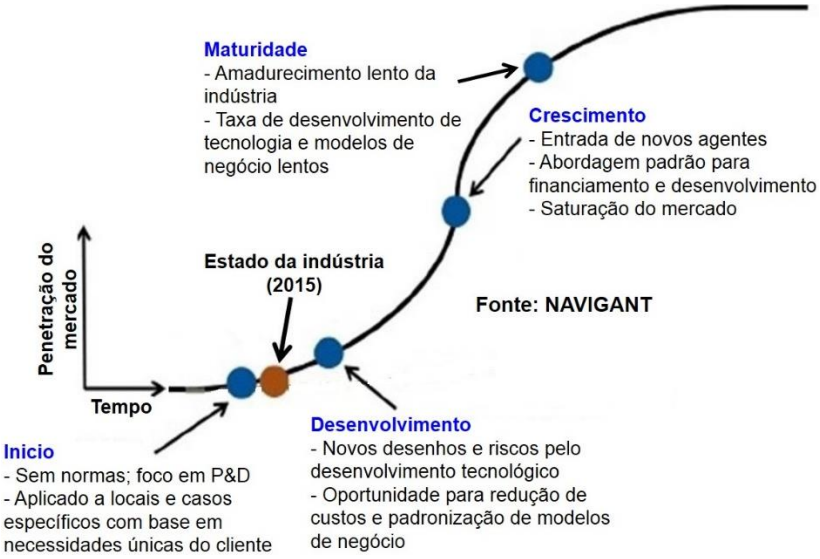

Figura 4. Estágio de desenvolvimento das microrredes. Fonte (NAVIGANT, 2015b).

Distribuidoras ao redor do mundo têm movimentado mais de US$ 2,4 bilhões na atividade econômica em microrredes. Estima-se que em 2023 as quotas deste mercado serão divididas assim (NAVIGANT, 2014b): Ásia-Pacífico US$ 2,5 bilhões, Europa US$ 1,2 bilhões, América do Norte US$ 1,1 bilhões, Oriente Médio & África US$ 714,2 milhões e América Latina US$ 300,3 milhões.

Conforme destacado em (NAVIGANT, 2016b), América do Norte, com 42% do mercado mundial em 2016, possui a maior capacidade instalada em microrredes, sendo a maioria localizada nos EUA. Aumento dos RED, além de problemas relacionados à segurança energética, têm influenciado o seu desenvolvimento neste país (Suryanarayanan & Kyriakides, 2014; Wouters, 2014; Zeng, et. al., 2014).

Segundo o Instituto de Pesquisa em Energia Elétrica (EPRI), o índice de duração de interrupção média do sistema (SAIDI), nos EUA, em média de 4 h/ano, é elevado quando comparado, por exemplo, com o índice da Espanha (1,7 horas), Reino Unido (1,5 horas) ou da França (1 hora), ocasionando perdas diretas nas concessionárias de US$ 26 bilhões/ano e perdas econômicas associadas de US$ 100 bilhões/ano (Rouse & Kelly, 2011; SAVIVA, 2013). Espera-se que o país movimente US$ 40 bilhões/ano até 2020, acrescentando sua capacidade instalada de 0,9 GW em 2014 para 4,1 GW em 2020 (EEM, 2014; NAVIGANT, 2013a).

Devido a características tais como: necessidades especiais de confiabilidade & segurança, tempos longos para retorno de investimento e facilidade de financiamento, os setores com maior potencial para desenvolvimento de microrredes no país encontram-se nos chamados mercados MUSH (Militar, Universidade, Escolas e Hospitais), além das concessionárias (Grimley & Farrell, 2016; MICROGRID INSTITUTE, 2013).

O desenvolvimento do setor no país, foi devido aos diversos programas implantados pelo Departamento de Defesa americano (DOD) através do Programa SPIDERS (US$ 38,5 milhões em bases militares), Departamento de Energia americano (DOE) através do Programa RDSI (US$ 50 milhões em doações para projetos) e à Ata Americana de Recuperação e Reinvestimento – ARRA (US$ 55 milhões em projetos) (Bossart, 2009; Manríquez, 2013; Romankiewicz, et. al., 2014; Romankiewicz, et. al., 2013).

Atualmente, alguns estados como, Minnesota, Massachusets, Califórnia, Connecticut, Maryland, Nova Iorque, entre outros, estão identificando barreiras nas suas legislações que dificultam o desenvolvimento de microrredes (Aggarwal & Burgess, 2014; CPUC, 2014a; EEM, 2014; GREENBIZ, 2014; KEMA, 2014; MARYLAND ENERGY ADMINISTRATION, 2014; MICROGRID INSTITUTE, 2013). Além disso, algumas instituições como o Consórcio para Soluções Tecnológicas de Confiabilidade Elétrica (CERTS), Laboratório Nacional Lawrence Berkeley (LBNL), Laboratório Nacional de Energias Renováveis (NREL), Laboratório Nacional SANDIA, Instituto de Pesquisa em Energia Elétrica (EPRI) e diversas universidades, têm apoiado o desenvolvimento de microrredes (DOE, 2003; EEM, 2014; Shahidehpour & Clair, 2012).

O governo de Canadá em parceria com universidades e indústria, está desenvolvendo o programa Rede de Microrredes Inteligentes (NSMG-Net), com orçamento de US$ 4,6 milhões (NSERC, 2015). O projeto pretende desenvolver, testar e verificar as tecnologias e regulação necessárias para uma futura rede inteligente no Canadá. O destaque é o projeto de demonstração no Instituto de Tecnologia British Columbia (BCIT) no campus Burnaby, como sendo a primeira microrrede inteligente do país.

Também, a Solar Canadense em 2014, em parceria com o Ministério de Energia de Ontário com um investimento de US$ 2,9 milhões, inaugurou um centro de testes de microrredes, cujo objetivo é ganhar vantagem competitiva no desenvolvimento destes sistemas, através do seu estudo quando conectadas e isoladas da rede (EEM, 2014; ONTARIO MINISTRY OF ENERGY, 2015).

No continente asiático destacam a China e Japão. O Japão, desde 2003, foi o primeiro país em desenvolver pesquisas em microrredes, financiando alguns projetos de demonstração através da Organização para o Desenvolvimento de Tecnologia Industrial e Novas Energias (NEDO) (Manríquez, 2013; Romankiewicz, et. al., 2014; Romankiewicz, et. al., 2013).

Contudo, foi após o acidente de Fukushima em 2011, que houve uma alteração significativa nas perspectivas do setor energético japonês, provocando um maior interesse na energia distribuída renovável e microrredes (MME, 2015). O Ministério do Meio Ambiente japonês iniciou um programa de incentivo às tecnologias mais resistentes a desastres como, as microrredes, financiando projetos de demonstração (GLOBAL DATA, 2015). Além disso, o país encontra-se desenvolvendo pesquisas em novas baterias capazes de armazenar grandes quantidades de energia e de maneira econômica (MME, 2015).

Pesquisas em microrredes na China surgiram em 2004, centrando-se na conexão de RED e sua influência na distribuição (Wu, et. al., 2013). O Ministério da Ciência e Tecnologia e a Fundação Nacional de Ciências Naturais (NSFC) foram os órgãos responsáveis em aprovar projetos e fundos relacionados a microrredes. Em 2006 o Conselho de Estado chinês considerou as microrredes como uma tecnologia avançada para a GD, colocando-a nos Planos Nacionais de Desenvolvimento de Ciência e Tecnologia de Médio e Longo prazo 2006 - 2020 (Zeng, et. al., 2014).

Outros países asiáticos também estão desenvolvendo alguns projetos de P&D em microrredes, nomeadamente Coréia, Índia, Cingapura e Taiwan. Por exemplo, no final de 2011, Cingapura instalou seu Centro Experimental de Redes Elétricas (EPGC) no Instituto A*STAR do Instituto de Química e Ciências da Engenharia, a qual pode testar equipamentos destinados a atender códigos elétricos na Ásia (Romankiewicz, et. al., 2014).

Atualmente, os países desenvolvidos da região da Ásia-Pacífico estão esperando os resultados operacionais dos projetos desenvolvidos, que devem mostrar informação relacionada a modelos de financiamento, modelos de negócio e preferências de tecnologia, no entanto, esta análise e coleção de dados deve levar alguns anos (NAVIGANT, 2014a).

O desenvolvimento das microrredes na União Europeia (UE) teve início com projetos de P&D que datam de 1998. Destacam os Programas Marco (FP): FP5 (integração em larga escala de microgeração em redes de baixa tensão), FP6 (conhecido como "More Microgrids" que surgiu da continuação do projeto "Microgrids", para controle e operação de microrredes) e FP7 (eficiência, segurança e qualidade da energia elétrica e redes de gás na UE) (Manríquez, 2013; Romankiewicz, et. al., 2014; Romankiewicz, et. al., 2013).

Portugal em 2012 inaugurou, no Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores (INESC), o Laboratório de Microrredes e Veículos Elétricos como parte do Projeto Redes Elétricas Inteligentes e Veículos Elétricos (REIVE) (SGEVL, 2015). Na Dinamarca, destaca-se o Programa de Pesquisa em Microrredes da Universidade de Aalborg que conta com o Laboratório de Microrredes Inteligentes (IMGL) e o Laboratório de Microrredes em CC (AALBOR UNIVERSITY, 2015).

3.3. Componentes da microrrede

Algumas das condições de funcionalidade e operacionalidade das microrredes são (Chowdhury, Chowdhury & Crossley, 2009; Do Nascimento, 2014; Soshinskaya, et. al., 2014): (***i***) geração de energia para atender a demanda do consumidor, (***ii***) gerenciamento de energia (oferta e demanda) para manter seus requisitos mínimos de operação (***iii***) funcionalidade plug & play para inserir qualquer novo sistema sem problemas (flexibilidade sistêmica) e para se conectar e ilhar da rede (redução dos efeitos negativos das interrupções) e (***iv***) funcionalidade peer to peer para continuar operando mesmo, com a perda de qualquer equipamento.

A fim de disponibilizar estas condições, microrredes devem contar com uma série de interfaces, equipamentos, controles e dispositivos de supervisão & proteção, que garantam seu funcionamento, integração e proteção, sem causar transtornos ou perturbações à rede, equipamentos ou pessoas (Corrêa, 2006; Falcão, 2009; Zeng, et. al., 2014). Estes são agrupados em três grupos (Soshinskaya, et. al., 2014): (i) geração, sistema de armazenamento e cargas, (***ii***) rede física para distribuição e (***iii***) controles avançados. Os quais são discutidos brevemente a seguir.

A Figura 5 mostra a configuração típica de uma microrrede, no qual se destacam o Ponto de Acoplamento Comum (PAC) que conecta a microrrede com a rede, cumprindo funções de ilhamento ou reconexão e o Centro de Gerenciamento da Microrrede (CGMR)

onde se executa o controle global da microrrede (Falcão, 2009; Jiayi, Chuanwen & Rong, 2008).

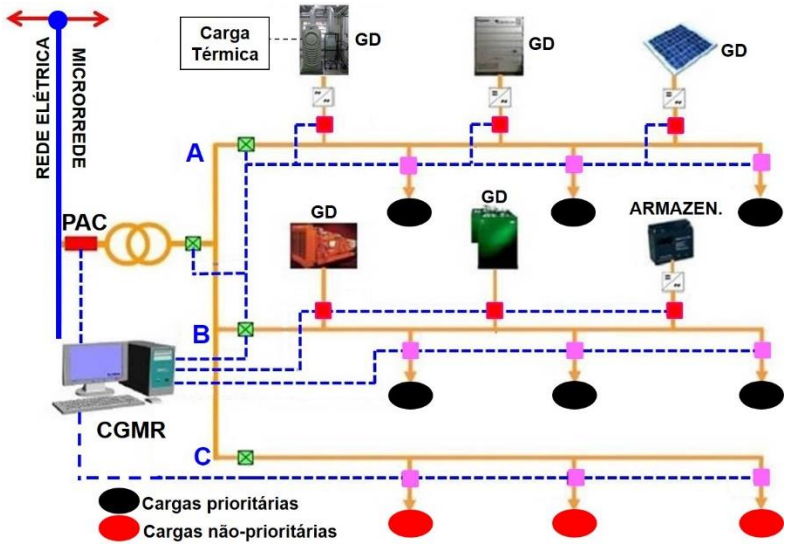

Figura 5. Configuração típica de uma microrrede. Fonte (Falcão, 2009, adaptado).

3.3.1. Geração, sistemas de armazenamento e cargas

Microrredes utilizam a GD como sistemas de geração, sendo classificadas em (Katiraei, 2008; Mariam, Basu & Conlon, 2013; Planas, et. al., 2014; Soshinskaya, et. al., 2014): (***i***) controláveis ou despacháveis, com base em fontes convencionais e algumas renováveis (PCHs e plantas de biogás) e (***ii***) unidades não controláveis ou não despacháveis, com base em fontes renováveis (fotovoltaica e eólica).

Os desequilíbrios de energia no sistema elétrico convencional são compensados através da inércia do sistema (leve redução da frequência) (Jiayi, Chuanwen & Rong, 2008), entretanto, em microrredes esta questão torna-se complexa, principalmente, quando da sua operação ilhada. Nesse sentido, a fim de eliminar ou reduzir este problema, microrredes podem agregar sistemas de armazenamento de energia (Mariam, Basu & Conlon, 2013; Preto, 2012).

Sistemas de armazenamento, além de mitigar a intermitência de fontes renováveis, proporcionam estabilidade, qualidade e confiabilidade ao fornecimento de energia, melhorando o desempenho total da microrrede (Soshinskaya, et. al., 2014; Tan, Li & Wang, 2012). Podem atuar como uma ponte ou reserva de energia que equilibra a demanda do consumidor nos períodos nos quais a geração de energia na GD é nula ou insuficiente.

Além das funções mencionadas, sistemas de armazenamento podem compensar as quedas da tensão local, servir como reserva durante falhas no fornecimento de energia, apoio à microrrede em situações de sobrecarga (especialmente no modo ilhado), etc. (Lasseter, 2002). Sistemas de armazenamento podem incluir: baterias, volantes de inércia, capacitores de energia, supercondutores magnéticos (SMES), ar comprimido, veículos elétricos, etc.

No Apêndice A mostra-se as características técnico econômicas de algumas tecnologias de GD e armazenamento (EPE, 2016b; EPE, 2014b; FRAUNHOFER ISE, 2015; Hoppmann, *et. al.*, 2014; Hossain, *et. al.*, 2014; IEA, 2014a; IEA, 2014d; IEA, 2011; Planas, *et. al.*, 2014; REN21, 2015; Zakeri & Syri, 2015). O nível de desenvolvimento e aplicações de algumas das tecnologias de armazenamento são mostrados nas Figura 6 e Figura 7, respectivamente.

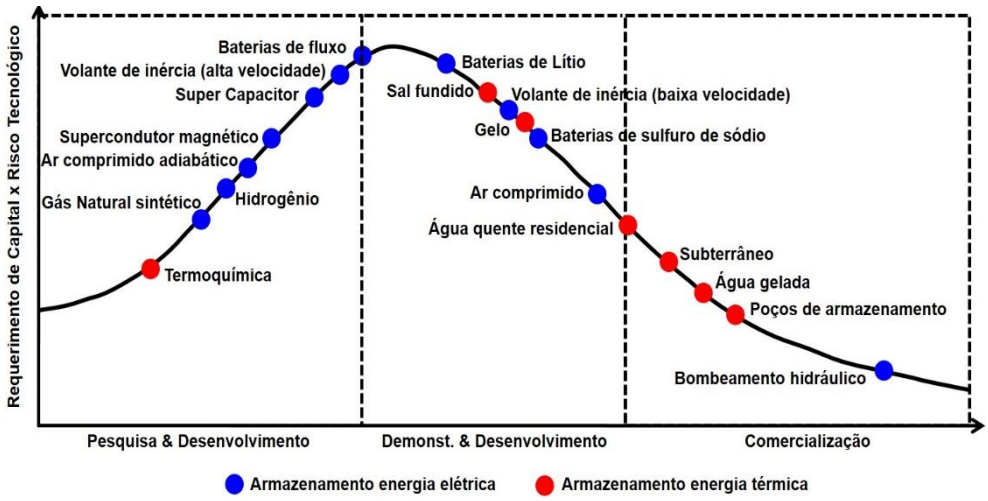

Figura 6. Nível de desenvolvimento tecnologias de armazenamento de energia 2014. Fonte (IEA, 2014a).

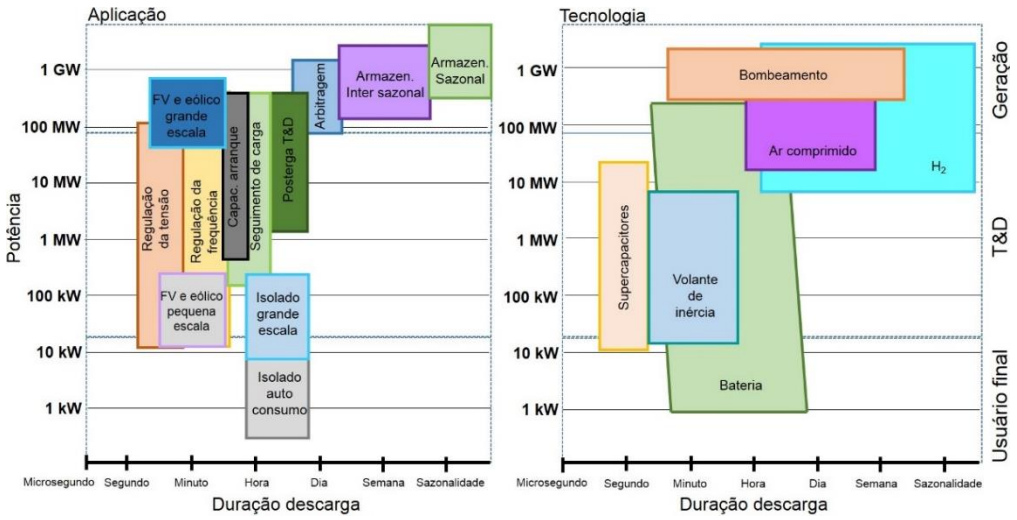

Figura 7. Tecnologias de armazenamento de energia e suas aplicações. Fonte (IEA, 2014b).

Entre as tecnologias que estarão em maior demanda nos próximos anos destacam-se as baterias, bombeamento hidráulico e capacitores (IEEE-SMART GRID, 2012). Dentre as baterias, as mais apropriadas para microrredes devem ser: Chumbo-ácido, Níquel-Ferro, Níquel-Cádmio (NiCd), Híbrido Níquel-Metal (NiMh) e Lítio Íon (Tan, Li & Wang, 2012).

Duas configurações para conexão de sistemas de armazenamento em microrredes são típicas, conforme mostrado na Figura 8 (Tan, Li & Wang, 2012; Wei & Géza, 2007): (***i***) agregada; agrupados num único sistema, apropriada para pequenas escalas e (***ii***) distribuída, conectada diretamente à GD, sofre mais perdas; a fim de reduzir custos e maximizar eficiências, cada par GD/armazenamento deve ser otimizado.

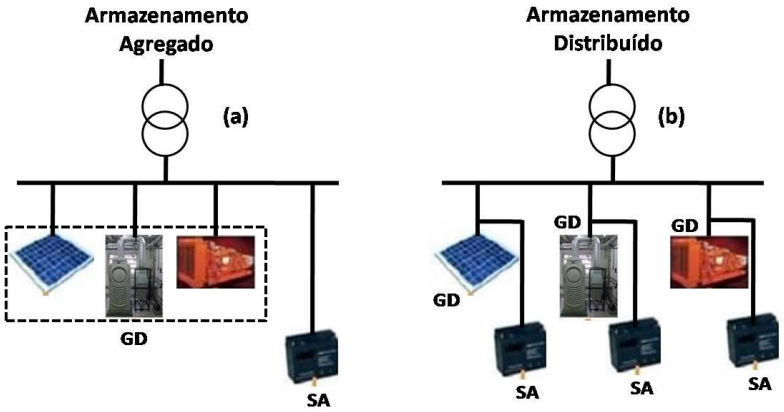

Figura 8. Configurações típicas de conexão sistemas de armazenamento. Fonte (Elaboração própria).

Atualmente, não existe uma tecnologia apropriada, todas possuem limitações (energia, tempo de resposta, autonomia, custos, ciclo de vida, etc.) e as questões econômicas são, ainda, pouco conhecidas pelo setor, a maioria se encontra em estágios iniciais de desenvolvimento. No futuro, microrredes podem utilizar uma combinação das duas configurações, armazenamento híbrido (permitiriam abarcar um maior espectro das aplicações) ou armazenamento na forma de hidrogênio junto com baterias e super capacitores, indicada como provável solução para a geração renovável (Behnam & Sanna, 2015; Bordons, García-Torres & Valverde, 2015; Hossain, et. al., 2014; Tan, Li & Wang, 2012; Zamora & Srivastava, 2010).

O uso de hidrogênio como meio de armazenamento da energia elétrica renovável baseia-se na possibilidade de produzir hidrogênio por eletrólise, armazená-lo em diferentes formas (baixa ou alta pressão, hidretos metálicos, etc.) e, posteriormente, utilizá-lo para gerar novamente eletricidade, principalmente, em células de combustível, para aplicações estacionárias ou móveis ou para uso como combustível em veículos com células de combustível (Bordons, García-Torres & Valverde, 2015).

As cargas em microrredes são componentes que consumem energia (elétrica ou térmica) e são classificadas como: (***i***) prioritárias, críticas ou sensíveis cujo fornecimento de energia deve ser quase contínuo e com determinada qualidade, principalmente, no modo ilhado e (***ii***) não prioritárias, não críticas ou não controláveis que, eventualmente e, por qualquer motivo, podem deixar de receber energia (Do Nascimento, 2014; Planas, et. al., 2014; Soshinskaya, et. al., 2014).

Esta classificação permite planejar a estratégia de operação da microrrede, pois (Lidula & Rajapakse, 2011): oferece uma maior flexibilidade entre oferta e demanda, reduz a máxima demanda, otimiza a operação dos REDs, melhora a qualidade e confiabilidade da energia às cargas prioritárias, permite conhecer a energia importada/exportada à rede principal e estabiliza tensão e frequência facilitando a limitação da carga/geração quando da operação no modo ilhado.

3.3.2. Rede física para distribuição da energia

Redes físicas são as responsáveis por conectar e distribuir a energia entre os diversos componentes da microrrede, podem ser aéreas ou subterrâneas, sendo conectadas ao PAC, onde acontece a sincronização da microrrede com a rede elétrica. Estas operam de maneira similar às redes de distribuição, porém, em menor escala, devendo também

possuir diversos dispositivos de proteção e segurança, tanto para equipamentos como pessoais. A princípio microrredes poderiam ser utilizadas em qualquer dos três tipos de configuração comumente utilizadas na distribuição: radial, malha e reticulada.

Pesquisas em microrredes têm sido feitas, principalmente, em redes de distribuição com configuração radial ou malha. Na configuração radial, sistemas de proteção podem ser localizados na sub estação. A configuração em malha oferece melhores condições para as microrredes do que a configuração radial, entretanto, torna mais difícil o sistema de proteção. Já a configuração reticulada torna desafiador os sistemas de proteção e operação das microrredes (Hossain, et. al., 2014; Soshinskaya, et. al., 2014). Segundo a energia distribuída, estas podem ser classificados em (Ustun, Ozansoy & Zayegh, 2011):

- Distribuição em CC; ainda não populares, pesquisas ao seu respeito estão adquirindo maior importância.
- Distribuição em CA; sistema convencional, dependendo da energia gerada, microrredes podem ser conectadas a um barramento comum.
- Distribuição em CA de alta frequência (HFAC); novo conceito em fase de desenvolvimento. Na microrrede em HFAC, os REDs são acoplados a um barramento comum, dispositivos eletrônicos de potência convertem a frequência da energia gerada a 500/1000 Hz em CA e a transmitem para a carga, onde um conversor CA/CA converte a energia em 60 Hz CA novamente.

3.3.3. Controles avançados

Em ambos os modos de operação, microrredes devem atender as demandas dos consumidores de forma segura e confiável, características estas que devem ser garantidas através de um conjunto de controles avançados que devem proteger, operar e controlar a microrrede.

Estes são sistemas complexos, pois, utilizam uma ampla gama de recursos tanto pelo lado da oferta como da demanda, cada um com suas próprias características físicas e temporárias de produção e consumo de energia (SAVIVA, 2013). Estes controles devem ter especial ênfase sobretudo no modo ilhado, uma vez que, as correntes de curto circuito podem diminuir, substancialmente, após ilhamento da rede (Justo, et. al., 2013).

Sistemas de controle nas microrredes devem garantir o suprimento da energia demandada através de sua geração e/ou armazenamento, tanto nas condições normais ou nas contingências e independente da conexão com a rede (Bordons, García-Torres &

Valverde, 2015). Não existe uma estrutura geral na sua arquitetura de controle, uma vez que esta depende do tipo de microrrede ou infraestrutura existente (Hatziargyriou, 2014).

Algumas das funções do sistema de controle são (Planas, et. al., 2013; Zamora & Srivastava, 2010): operação apropriada das fontes de geração, transferência adequada da potência ativa e reativa entre a microrrede e a rede, condução dos processos de conexão e desconexão, otimização da participação no mercado, otimização da utilização de energia, gestão das cargas sensíveis, gestão do sistema de armazenamento e fornecimento de serviços ancilares.

A noção de controle é central em microrredes, o controle coordenado de uma quantidade grande de RED pode ser alcançado por diversas técnicas, as quais vão desde uma abordagem de controle centralizado a uma abordagem descentralizada, dependendo da parcela de responsabilidades assumidas por um controlador central aos controladores locais dos RED e cargas (Bordons, García-Torres & Valverde, 2015; Hatziargyriou, 2014; Xiao, et. al., 2010; Zamora & Srivastava, 2010).

A Figura 9 apresenta uma visão geral das principais funcionalidades do sistema de controle na microrrede. Estas funcionalidades podem ser distinguidas em três grupos. O nível inferior intimamente relacionado aos componentes individuais e ao controle local, o nível médio para o controle da microrrede e o nível superior para a interface entre a rede e a microrrede (Bordons, García-Torres & Valverde, 2015, Hatziargyriou, 2014).

Figura 9. Funcionalidades do sistema de controle da microrrede. Fonte (Hatziargyriou, 2014).

- Nível superior; a principal interação com a rede está relacionada à participação da microrrede no mercado, especificamente, às ações para importar ou exportar energia na sequência das decisões do operador da rede ou da Companhia de Serviços Energéticos (ESCO). Devido ao tamanho relativamente pequeno da

microrrede, uma ESCO poderia gerenciar um maior número de microrredes, a fim de maximizar seus lucros e fornecer serviços ancilares à rede.

- Nível médio; o CGMR executa o controle global da microrrede, podendo: restabelecer ou manter a tensão e frequência nos limites específicos, garantir o sincronismo entre microrrede e rede, providenciar referências de potência ativa e tensão para geradores da rede, prever a carga em curto prazo, minimizar emissão/perdas, entre outros.
- Nível inferior; este nível inclui todas as funcionalidades que são locais e desempenhadas por uma única GD, armazenamento ou cargas controláveis, ou seja: funções de proteção, controle primário da tensão/frequência, controle primário da potência ativa/reativa e gerenciamento da bateria.

Controles centralizados, são sistemas básicos e de baixo custo de instalação e operação, onde o CGMR possui um papel importante otimizando a troca de energia entre a microrrede e a rede (Katiraei, et. al., 2008). A localização das funções e gestão da informação num único ponto lhe proporcionam uma visão global da microrrede, enviando comandos baseados na informação obtida de todo o sistema, porém, necessitam de uma rede de comunicação complexa (geralmente bidirecional) que afeta a flexibilidade e confiabilidade do sistema (Bordons, García-Torres & Valverde, 2015; Colson, Nehrir & Gunderson, 2011).

Este tipo de controle é apropriado em microrredes onde os proprietários da geração e cargas têm objetivos comuns (geração e carga lhe pertencem a um só consumidor) e em microrredes em pequena escala, que podem ser viáveis de controle com a presença de um operador (Planas, et. al., 2013; Zamora & Srivastava, 2010).

Controles descentralizados, sistemas mais caros e complexos que os anteriores, porém, fornecem maior autonomia aos componentes da microrrede, podendo operar no modo plug & play (fácil reconfiguração), visando otimizar sua produção a fim de satisfazer a demanda e máxima exportação para a rede (Hatziargyriou, 2014; Katiraei, et. al., 2008).

Estes controles são apropriados quando a geração possui diferentes proprietários e para microrredes que operam no mercado onde a geração local pode ter outras tarefas além do fornecimento de energia elétrica, como, produção de calor, manutenção da tensão

local em um determinado nível ou fornecimento de backup para cargas críticas em caso de falha do sistema principal (Planas, et. al., 2013; Zamora & Srivastava, 2010).

3.4. Vantagens das microrredes

Conforme destacado, microrredes têm conseguido um importante destaque por questões relacionadas ao aumento das fontes renováveis intermitentes e à segurança energética. Estas são consideradas como soluções apropriadas, confiáveis e limpas a fim de integrar este tipo de geração à rede elétrica e aumentar sua confiabilidade, possibilitando um melhor controle e gestão, além de potencializar seus benefícios.

Microrredes também permitem a integração de sistemas de armazenamento, possibilitando uma melhor utilização dos recursos locais disponíveis. Além disso, a capacidade de conseguir um elevado nível de automação lhes permitiria suportar uma variedade de cargas e fontes de geração sem a presença da rede elétrica.

Do ponto de vista da distribuidoras, microrredes, através da gestão local de energia, poderiam também ajudar a resolver questões do atendimento as suas demandas crescentes de energia, através da própria redução da demanda, pela implantação local e pela maior integração de diversas fontes de energia e sistemas de armazenamento nas proximidades do consumidor.

Além disso, estas permitiriam realizar reparos locais sem afetar o suprimento de energia aos consumidores, similar à GD, porém num nível mais automatizado (cargas despacháveis poderiam ser desligadas), poderiam também reduzir o estresse e congestionamento nas linhas, além de reduzir os custos e perdas no transporte da energia elétrica.

Microrredes também são importantes no setor pois poderiam reduzir o impacto ambiental, diminuir ou adiar investimentos no setor, economizar energia, permitir a expansão do sistema de distribuição de forma coordenada e flexível, melhorar a qualidade e confiabilidade no fornecimento de energia, etc. (SIEMENES, 2014).

Do ponto de vista do consumidor, microrredes têm o potencial de atender seus requerimentos energéticos utilizando recursos locais. Além disso, poderiam fornecer energia e outros serviços com qualidade e de forma ininterrupta; reduzir a poluição e seus custos energéticos; proporcionar gerenciamento da energia tanto pelo lado da oferta e demanda; entre outros.

Em contraste com a qualidade homogênea da energia fornecida pela rede elétrica, algumas microrredes, a fim de maximizar seus benefícios econômicos, poderiam também controlar localmente, a qualidade e confiabilidade da energia e adaptá-la aos requerimentos individuais, oferecendo serviços mais customizados, além disso, poderiam fornecer outro tipo de serviços diferente do fornecimento de energia elétrica.

Entre estes serviços, a oferta de serviços ancilares suscita um grande desafio e que deve revolucionar o mercado de energia, beneficiando consumidores (garantia de uma melhor qualidade e confiabilidade no fornecimento de energia) e grandes centrais (deixarão de se preocupar com pequenos inconvenientes na qualidade e confiabilidade de energia que são de difícil gestão).

Diferentemente dos sistemas convencionais, um dos aspectos mais importantes nas microrredes é sua capacidade de armazenar energia elétrica, nesse sentido, o sistema de armazenamento oferece os seguintes benefícios:

- Fornecimento de energia no curto prazo; são mais viáveis quando do acontecimento de interrupções momentâneas.
- Realização de uma transição suave entre os modos de operação da microrrede; atuando como "amortecedores" de energia em casos de emergência e facilitar a partida autônoma do sistema.
- Integração de fontes renováveis intermitentes; podem armazenar o excedente da energia gerado durante uma elevada disponibilidade do recurso renovável, para posterior utilização durante sua escassez. Conforme observado na Figura 10 a energia fotovoltaica excedente no período de menor consumo (mais barata), poderia ser utilizada no período de maior consumo (mais cara).

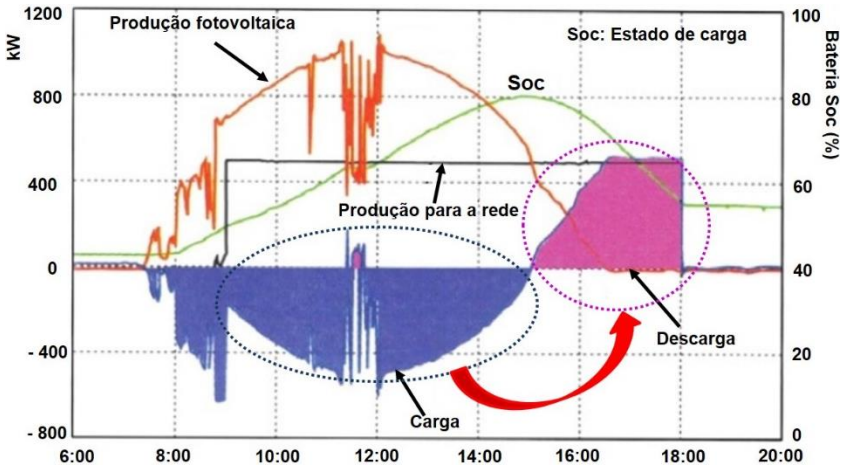

Figura 10. Desempenho de sistema fotovoltaico com armazenamento. Fonte (Tan, Li & Wang, 2012).

- Arbitragem; a diferença entre os preços da energia na ponta e fora da ponta pode representar uma oportunidade para estes sistemas, desde que consigam armazenar energia economicamente. De maneira geral, microrredes poderiam comprar energia da rede quando mais barata e gerar sua própria energia (ou vender seus excedentes) quando mais cara.
- Otimização das fontes de geração; podem fornecer suporte quando algumas fontes de GD, principalmente, renováveis intermitentes, não operam em condições normais.
- Melhora na qualidade da energia; possuem um papel importante no aumento da qualidade de energia da microrrede.
- Fornecimento de serviços ancilares; microrredes compostas de GD de grandes tamanhos podem fornecer serviços ancilares com a integração de sistemas de armazenamento.

De maneira geral, os benefícios que as microrredes podem oferecer para as distribuidoras, consumidores e sociedade podem ser divididos: econômico, confiabilidade da energia, qualidade da energia, ambiental, segurança energética e proteção, conforme mostrado na Tabela 3.

Tabela 3. Benefícios das microrredes. Fonte (NYSERDA, 2014; Romankiewicz, *et. al.*, 2013).

Benefícios	Proprietário	Distribuidora	Sociedade
Econômico (direto)			
Redução custos de energia	X	X	

Venda do excedente de energia à rede	X	X	
Participação resposta à demanda do mercado	X	X	
Econômico (indireto)			
Redução custos congestionamento do sistema		X	X
Redução perdas transmissão e distribuição		X	X
Redução da reserva operativa		X	
Confiabilidade de energia			
Redução quedas de energia	X		
Capacidade partida autônoma		X	X
Qualidade de energia			
Capacidade controle potência ativa e tensão	X	X	X
Ambiental			
Aumento na utilização das fontes renováveis		X	X
Redução emissões SO_2, NO_X, CO_2 e GEE		X	X
Segurança e proteção			
Redução das falhas no sistema	X	X	X

A diferença das redes elétrica inteligentes, microrredes são um conceito mais voltado para o consumidor, pois lhe permite, entre outras questões, ser menos dependente da distribuidora. Dependendo dos requerimentos, microrredes podem ser utilizadas em diferentes circunstâncias pelos consumidores (SIEMENES, 2014):

- Segurança e confiabilidade no sistema; hospitais, universidades, centros de dados, dependências militares, etc. dependem do fornecimento ininterrupto de energia elétrica.
- Segurança física e cibernética; algumas instalações públicas, particularmente as militares e de segurança, necessitam um alto grau de segurança física e eletrônica.
- Transformação planejada; organizações em ampliação ou transformação são candidatos ideais para desenvolvimento de microrredes.
- Incentivos regionais; regulamentos e incentivos do governo que podem vir ajudar a implantação de microrredes.
- Altruísmo; organizações com forte compromisso com as energias renováveis e uma visão de sustentabilidade são, provavelmente, potenciais investidoras em microrredes.

4. Obstáculos à implantação de microrredes no setor elétrico

A inserção de fontes renováveis intermitentes, tanto na geração centralizada como na distribuída, está mudando a forma de produzir, distribuir e consumir a energia elétrica. Esta última forma de geração deve cumprir um papel importante no condicionamento das novas necessidades de uma sociedade digital moderna, podendo servir como complemento ao atual sistema convencional.

Quando da sua organização através de microrredes, estas tecnologias poderiam operar completa ou parcialmente sem apoio da rede elétrica, proporcionando benefícios não só ao consumidor, mas às distribuidoras e sociedade em geral. Além dos inúmeros benefícios, microrredes criam também expectativas relacionadas às novas redes inteligentes, uma vez que são vistas como blocos que poderiam facilitar sua construção. O surgimento da rede inteligente dar-se-ia através de união de microrredes de baixas potências, através de uma transformação orgânica e evolutiva.

Entretanto, apesar destas considerações sua aplicação fora dos laboratórios é quase inexistente, são poucos os projetos de demonstração que proporcionam algumas das funcionalidades oferecidas. Do ponto de vista comercial, a mudança das microrredes do laboratório para o mercado real estaria impossibilitada devido à presença de fatores internos e externos (Tao, et. al., 2011).

Fatores internos derivam das lacunas técnicas ainda não preenchidas, pois, muitas das vezes, testes no laboratório, embora solidamente comprovados, são limitados. Fatores externos, são quase "invisíveis" quando do seu estudo ao nível de laboratório e resultam das questões regulatórias e econômicas do mercado real, que têm um impacto significativo na sua migração do laboratório para sistemas comerciais.

Por tanto, neste capítulo pretende-se mostrar uma visão de como as microrredes devem enfrentar alguns dos diversos desafios, a fim de conseguir sua inserção no setor. Devem ser mencionados alguns relacionados aos aspectos técnicos, regulatórios, econômicos e de mercado.

4.1. Desafios técnicos

Atualmente, poucos exemplos de microrredes, possuem um escopo quase completo de serviços e capacidades previstas, destacam-se alguns exemplos como: as microrredes da Prisão de Santa Rita na Califórnia (KEMA, 2014; Romankiewicz, et. al., 2014;

Romankiewicz, et. al., 2013) e da FDA em Maryland (Honeywell, 2013; Honeywell, 2012; MICROGRID INSTITUTE, 2013) (ambas nos EUA) e a microrrede da Universidade de Tohoku Fukushi em Sendai (Japão) (Planas, et. al., 2014; Romankiewicz, et. al., 2014; Romankiewicz, et. al., 2013; Soshinskaya, et. al., 2014), as quais são brevemente descritas no Apêndice B.

A fim de conseguir a plena utilização de microrredes no mercado, diversas questões técnicas devem ser resolvidas. Microrredes conectadas à rede e com opção de ilhamento ainda experimentam alguns problemas relacionados à localização, proteção, conexão/reconexão com a rede, estratégias de controle e operação, transferência entre os modos de operação, armazenamento e estresse na rede (Hossain, et. al., 2014; Soshinskaya, et. al., 2014; Wouters, 2014; Zeng, et. al., 2014).

Uma das questões refere-se à localização e capacidade dos diferentes REDs instalados na rede (CPUC, 2014a; Leonhardt, et. al., 2015; Pilar, 2011; Wu, et. al., 2013). A localização e capacidade adequada poderiam proporcionar diversos benefícios ao sistema (melhora no nível de tensão, redução das perdas, redução do congestionamento, fornecimento de serviços ancilares, etc.) (Basu, et. al., 2011; CPUC, 2014a). Entretanto, a falta de estudos necessários para sua identificação, impediria sua implantação em grande escala.

Destaca-se a importância da realização de mapeamentos de energia a fim de organizar e apresentar dados como base para definir características energéticas de uma área e como parte do processo de planejamento energético. Este mapeamento poderia ajudar a identificar: oportunidades de novos projetos, tecnologias apropriadas, oportunidades para conectar projetos ou centros de energia e priorização de projetos (Leonhardt, et. al., 2015).

O aumento da GD renovável, principalmente, a fotovoltaica, pode originar problemas na distribuição: (***i***) impactos no alimentador; problemas no sistema de proteção, adicionando estresse a determinados dispositivos e (***ii***) impactos na rede; problemas de desequilíbrio entre oferta e demanda (KEMA). Vale a pena destacar que estes impactos poderiam ser reduzidos através da maior utilização de tecnologias fósseis e/ou tecnologias de armazenamento de energia.

O aumento das tecnologias fósseis poderia originar um aumento na emissão de gases poluentes, principalmente, próximo ao consumidor. A utilização de tecnologias de

armazenamento de energia requerer que estas apresentem elevadas densidades de potência (resposta às rápidas variações de potência) e energia (obtenção de maior autonomia), no entanto, nenhuma das tecnologias de armazenamento disponíveis no mercado oferece estes requerimentos ao mesmo tempo, existindo a necessidade de associar mais de uma tecnologia, impactando nos custos, uma vez que seu desenvolvimento tecnológico ainda não tem preços competitivos (Etxeberria, et. al., 2012).

Outra questão nas microrredes refere-se à transição entre o modo de operação conectado para ilhado. O ilhamento é uma questão técnica considerável, que requer a análise das condições do sistema no momento da separação, uma vez que o ilhamento desnecessário pode causar transientes ou perda de sincronismo, originando transtornos e prejuízos (Mendonça, 2011).

Existem duas formas de realizar a transição para o modo ilhado (Soshinskaya, et. al., 2014; Tao, et. al., 2011): (***i***) partida autônoma; com um curto período de descontinuidade no suprimento da energia e (***ii***) transição suave; sem descontinuidade no suprimento da energia. Destaca-se o caso da microrrede da Prisão de Santa Rita que teve dificuldades na partida autônoma, refletindo-se na confiabilidade da energia durante o período da transição (início da falta de energia até a re-energização da microrrede através da partida autônoma).

De maneira geral, apesar de ainda ser difícil de conseguir-se, a transição suave é a forma que mais se aproxima das expectativas do consumidor, no entanto, não deveria ser descartada a utilização da partida autônoma como medida de apoio (CERTS, 2002; Hossain, et. al., 2014; Soshinskaya, et. al., 2014; Tao, et. al., 2011).

Por outro lado, quando da transição do modo de operação ilhado para conectado, a re-sincronização da microrrede com a rede representa um grande desafio. Esta reconexão, que pode causar desequilíbrio entre geração e carga, deve ser realizada no momento apropriado para fechar o interruptor entre estes, podendo ser necessário um maior controle da tensão e/ou frequência no modo ilhado.

Da mesma forma que no sistema elétrico convencional, microrredes necessitam esquemas de proteção e segurança, não somente contra falhas externas, mas, principalmente, contra as próprias falhas. Uma vez que a maioria das pesquisas foram

desenvolvidas com microrredes conectadas à rede, estas utilizaram sistemas de proteção convencional.

Proteção das microrredes é outro desafio técnico, uma vez que alguns aspectos não são considerados na proteção das redes convencionais. Por exemplo, a existência de um fluxo bidirecional, exigiria uma maior flexibilidade no controle e proteção dos sistemas envolvidos, além do gerenciamento em tempo real, principalmente, com a maior penetração das microrredes (Hossain, et. al., 2014).

Estas questões podem ainda ser mais críticas quando da operação da microrrede no modo ilhado (Lasseter, 2002; Wouters, 2014), uma vez que, devido à diferença das unidades de geração quando comparadas às do sistema convencional (porte e tipo), correntes de curto poderiam ser consideravelmente menores, não sendo possível utilizar as técnicas tradicionais, tornando-se ainda difícil a coordenação da proteção, pois ora a microrrede está conectada ora está ilhada (Mendonça, 2011).

Outro dos desafios das microrredes encontra-se nas restrições das distribuidoras, no que se refere à manutenção de um nível mínimo de qualidade da energia quando conectadas à rede, principalmente, devido à flutuação da potência em algumas fontes de geração (Sanz, et. al., 2014). Destacam-se os problemas de queda da tensão-frequência e desequilíbrio de fases na microrrede de Hachinohe no Japão e problemas com correntes harmônicas e na manutenção da amplitude da tensão no microrrede de Bronsbergen na Holanda (Kojima, 2009; Loix & Ku, 2009).

Nas últimas décadas, têm sido desenvolvidos alguns dispositivos, controles e normas a fim de integrar REDs à rede elétrica. Embora não existam normas específicas para lidar com microrredes, destaca-se, a IEEE 1547, mostrada na Tabela 4. Especificamente, a IEEE 1547.4, pode desempenhar papel fundamental na conexão de microrredes com propósito de ilhamento (Lidula & Rajapakse, 2011; Wouters, 2014).

Tabela 4. Normas IEEE 1547. Fonte (IEEE STANDARDS, 2015; NREL, 2014).

Norma	Descrição	Escopo
IEEE 1547	Normas para interconexão de recursos distribuídos com sistemas	1547.1: Standard for conformance tests procedures for equipment interconnecting distributed resources with electric power systems
		1547.2: Application guide for IEEE 1547 standards for interconnecting distributed resources with electric power systems

	elétricos de potência	1547.3: Guide for monitoring information exchange, and control of distributed resources with electric power systems
		1547.4: Guide for design, operation, and integration of distributed resource island systems with electric power systems
		1547.5: Technical guidelines for interconnection of electric power sources greater than 10 MVA to thee power transmission grid
		1547.6: Recommended practice for interconnecting distributed resources with electric power systems distribution secondary networks
		1547.7: Guide for conducting distribution impact studies for distributed resource interconnection
		1547.8: Recommended practice for establishing methods and procedures that provide supplemental support for implementation strategies for expanded use of IEEE std 1547-2003

Estima-se que no futuro, microrredes deverão ter a coordenação do fluxo de energia e informação, portanto, a questão associada aos sistemas de gerenciamento de energia, unidades de supervisão & proteção e alguns controladores avançados devem ser de grande importância na pesquisa. Nesse sentido, a utilização de protocolos padrões de comunicação e transferência de dados tal como a IEC 61850 podem chegar ter um papel importante, surgindo como uma alternativa natural para troca de informações de proteção entre os Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (Rodrigues & De Conti, 2016; Yoo, et. al., 2011; Zeng, et. al., 2014).

O processo de automação de uma subestação elétrica envolve o monitoramento e controle das grandezas elétricas envolvidas no processo de transmissão e distribuição (tensão, corrente, potência ativa, reativa e posições aberta/fechada de secionadoras e disjuntores). Este processo torna-se complexo pela coexistência de várias gerações de tecnologias e de diversos fabricantes que convivem hoje em dia dentro das subestações, pois os equipamentos dos vários fabricantes não operam entre si (interoperabilidade).

É nesse cenário que se encaixa a IEC 61850, pois propõe uma arquitetura de comunicação única entre todos os dispositivos, independente da função que este exerce na subestação ou de seu fabricante, garantindo sua interoperabilidade (SEL, 2010). O gerenciamento, proteção e controle das microrredes requer de sistemas de comunicação e protocolos específicos para análise em tempo real. Nesse sentido, por características tais como alta velocidade de comunicação (imprescindível nos sistemas de proteção), além

da flexibilidade para implementação de técnicas através de agentes (entidades), a IEC 61850 é apontada como um padrão em comunicações de microrredes (Da Conceição, 2011).

Finalmente, uma questão que não pode ser desprezada diz respeito aos problemas causados pelo descarte do material utilizado, destacando, as tecnologias renováveis e de armazenamento de energia, uma vez que pode chegar a ser um problema de difícil solução, por exemplo, hoje em dia a reciclagem das baterias dos celulares e computadores continua sem solução.

O desperdício mundial fotovoltaico em 2025 será de 24.855 toneladas e em 2035 de 1.161.173; as consequências desta situação podem ser extremamente severas, principalmente, em países que não possuem uma lei sobre o sistema de gestão da qualidade ou tempo de vida útil dos equipamentos como, por exemplo, na China (Zeng, et. al., 2014), nesse sentido, paralelamente, devem ser considerados programas que venham a diminuir estes efeitos.

4.2. Desafios regulatórios

O conceito atual de microrrede, que tem gerado grande interesse, é recente e não possui uma única definição, destaca-se o manifestado em (KEMA, 2014): "*hoje em dia não existe um acordo universal sobre a definição de microrredes, nem tamanho, nem área geográfica ou utilização de energia que esta deveria ter*".

Na Espanha, por exemplo, este conceito não é reconhecido pela regulação, logo, seu desenvolvimento é restrito (Fernandez, et. al., 2010). Em Minnesota nos EUA, algumas questões geram incertezas na sua regulação, políticas e incentivos, por exemplo, tarifas de conexão não consideram seus benefícios, falta de definição e prioridades políticas do estado; estas não são qualificadas para receber incentivos permitidos a outras tecnologias limpas (MICROGRID INSTITUTE, 2013).

Outra questão refere-se à diferenciação entre o conceito de REDs e microrredes, onde muitas das vezes são utilizados como sinônimos (KEMA, 2014), originando confusões que podem resultar em decisões políticas que não consigam apoiar completamente as microrredes e, consequentemente, a não obtenção dos resultados esperados.

Por exemplo, alguns incentivos poderiam converter, parcial ou totalmente, um caso de negócio de microrredes em simples negócio de GD, obviamente, a diferença entre

mercado da microrrede e de GD é se as funcionalidades avançadas serão necessárias ou não para a operação das unidades a fim de fornecer serviços de valor agregado (Tao, et. al., 2011).

Consequentemente, uma das primeiras e mais relevantes questões regulatórias refere-se à definição de microrrede, preferencialmente, que seja consistente no país, permitindo uma fácil discussão política, tanto a nível regional como nacional, assim como normas consistentes a fim de implantar projetos em grande escala.

As perspectivas de o consumidor poder controlar localmente os serviços de energia, são uma forte ameaça às distribuidoras, não só por questões de segurança, mas também pelo impacto na sua fonte de renda e modelo de negócios (Bronin & McCary, 2013; EEM, 2014; Lehr, 2013; Pilar, 2011). Consequentemente, estas têm colocado resistência à sua utilização, logo, seu relacionamento com as distribuidoras é outra das questões relevantes nas microrredes.

Um destes desafios encontra-se na regulação da conexão com o sistema elétrico onde, normalmente, são reconhecidos três tipos para simples geradores (Grimley & Farrell, 2016). Por exemplo, as regras de conexão na distribuição, estabelecidas pela Comissão de Serviços Públicos de Califórnia (CPUC) nos EUA, reconhecem somente: compensação de energia, autogeração (sem exportação) e tarifa de acesso de distribuição por atacado (WDAT), não considerando a conexão de microrredes (CPUC, 2014a).

Também, por exemplo, em Minnesota (EUA), políticas de conexão não têm sido alteradas para acomodar os novos padrões e requisitos tecnológicos da indústria, por exemplo, planejadores do sistema de distribuição não consideram as microrredes como recursos potenciais ou ativos capazes de lidar com restrições do sistema ou de adiar despesas de capital (MICROGRID INSTITUTE, 2013).

Outro destes desafios encontra-se nas taxas de conexão e de utilização da rede que têm sido implantas em alguns países como, por exemplo, EUA, Holanda, Espanha e França, estas não têm considerado os benefícios que tanto a GD como as microrredes poderiam proporcionar ao sistema e, na prática, tem sido, quase que destinadas a proteger o sistema da distribuidora (Cossent, Gómez & Frías, 2009; MICROGRID INSTITUTE, 2013).

Taxas de conexão são pagas apenas uma vez no acesso à rede para compensar os custos de conexão. Dependendo dos impactos estes podem envolver somente os custos diretos da conexão ou, além disso, custos de reforços na rede como, por exemplo, na Holanda ou Espanha (Cossent, Gómez & Frías, 2009). Dependendo do consumidor, estas taxas podem prejudicar a viabilidade financeira do projeto, por exemplo, após a manutenção (e substituição em alguns casos) das caldeiras, aquecedores e geradores da Universidade de Nova Iorque e uma análise detalhada das altas tarifas, nível de segurança e resiliência requerida pela universidade, esta decidiu pagar as elevadas taxas de conexão requeridas pela distribuidora local, a fim de conectar sua microrrede. Contudo, conforme destacado em (MICROGRID INSTITUTE, 2013), a ausência destes incentivadores nos desenvolvedores de microrredes, poderiam não justificar estas elevadas taxas.

Taxas de uso do sistema são pagas periodicamente pelos consumidores e alguns geradores como, por exemplo, na Áustria, Dinamarca e Itália. Estas devem refletir os custos incorridos pelo uso da rede e a recuperação dos custos reconhecidos ao operador do sistema. A fim de integrar a GD (mas também as microrredes) estas deveriam depender de alguns parâmetros tais como: localização, nível de tensão do ponto de conexão e tempo do dia e/ou ano de utilização (Cossent, Gómez & Frías, 2009).

Além destas taxas, existem guias ou códigos de conexão que confinam a uma escala gerenciável, os impactos da GD, sem perturbar a funcionalidade e, principalmente, segurança da rede. Destaca, por exemplo, a regulação antilhamento, que foi uma forma dos operadores de rede, lidar com instabilidades da GD fotovoltaica, porém, que limita grandemente a obtenção das funcionalidades da microrrede (Tao, et. al., 2011; Wouters, 2014).

Requerimentos antilhamento obrigam, por motivo de falha ou de manutenção programada, a desconexão automática destes sistemas da rede de distribuição. Porém, uma das principais características da microrrede está na sua capacidade de poder operar ilhada da rede. Nesse sentido, defensores da microrrede, argumentam que este é o momento preciso quando estas poderiam oferecer seu maior valor aos seus proprietários, consumidores e sociedade em geral (Asmus, 2010; Pilar, 2011).

Conforme destacado em (Soshinskaya, et. al., 2014), esquemas de proteção antilhamento, estão interferindo com a capacidade da microrrede realizar uma transição suave ao modo ilhado e continuar operando, uma vez que REDs são forçados a

desconectar-se antes que a microrrede possa comutar. Entretanto, alguns códigos e padrões de rede referentes à conexão, conforme mostrado na Tabela 4, estão sendo elaborados.

Outra das questões neste relacionamento com as distribuidoras está no sentido de se estas são concorrentes ou podem se apoiar mutuamente (ser complementares). Nesse sentido, não existem ainda, incentivos nas distribuidoras a fim de realizar investimentos em microrredes, distribuidoras as consideram como potenciais concorrentes (Basu, et. al., 2011; MICROGRID INSTITUTE, 2013).

O poder que as distribuidoras possuem sobre determinada área geográfica (concessão), tem sido uma das questões mais ásperas no seu relacionamento com as microrredes. Por exemplo, considerando que microrredes poderiam ser instaladas nestas áreas, estas não poderiam passar seus fios pela rua a fim de atender seus consumidores, podendo ser consideradas ilegais (Bronin & McCary, 2013; EEM, 2014; Grimley & Farrell, 2016).

Questões relacionadas ás áreas de concessão devem ser abordadas, uma vez que poderiam ser suficientes para que empresas com potenciais projetos de microrredes, desistam da sua implantação. Esta questão, por exemplo, foi vivenciada pela microrrede de Burrstone em Nova Iorque, instalada a fim de atender três instituições vizinhas: Foxton St. Luke's Healthcare, St. Luke's Nursing Home e Utica College. A fim de atravessar fios pela via pública, a empresa responsável teve 10 meses de discussão com a Comissão de Serviços Públicos, antes do projeto entrar em operação (COGEN, 2010).

Nesse sentido, existem discussões a respeito de como distribuidoras e microrredes poderiam definir suas tarefas e responsabilidades. Uma tentativa por resolver esta questão estaria em dois tipos de políticas de regulação (Basu, et. al., 2011; Soshinskaya, et. al., 2014; Tao, et. al., 2011): a política do *bom cidadão e a do cidadão ideal*.

Na política do *bom cidadão*, microrredes atenderiam apenas seus próprios consumidores, podendo importar, mas não exportar, potência ativa à rede e sem solicitação de potência reativa. Por óbvias razões, esta seria a preferida das distribuidoras, podendo ter suas variantes (Tao, et. al., 2011): *promessa de se manter bom cidadão* proporcionando uma previsão do seu padrão de consumo numa base intradiária e *bom cidadão flexível* ajustando sua produção reativa para controlar a tensão em seu PAC.

Também podem ser unidas estas variantes a fim de ter uma terceira, a *promessa de manutenção de bom cidadão flexível*.

Na política do *cidadão ideal*, microrredes poderiam comprar e vender potência ativa e reativa à rede. Entretanto, existiria problemas na venda de energia, uma vez que segundo a lei, em alguns países a venda de energia por parte de estes sistemas seria proibida (Grimley & Farrell, 2016). Destaca-se como exemplo os casos das microrredes de Sendai e Hachinohe (Japão) e da J&J (EUA) que foram proibidas, pelo marco regulatório e de mercado, de injetar energia à rede (Irie, 2012; Kojima, 2009; PRAC, 2006).

Outra das questões importante neste relacionamento, refere-se aos mecanismos de regulação tradicional. Existência de mecanismos simples, por meio do qual as distribuidoras recolhem suas receitas dos consumidores com base em uma tarifa fixa aplicada ao consumo volumétrico, ou seja, se um cliente usa 100 kWh/mês e a tarifa é 0,15 US$/kWh, o cálculo da conta seria direto. As receitas da distribuidora estão diretamente relacionadas à venda de energia, ocasionando-lhes perdas quando da diminuição desta venda, devido a participação das microrredes (Aggarwal & Burgess, 2014; MICROGRID INSTITUTE, 2013; Sioshansi, 2014).

Caso as microrredes possam participar do mercado, níveis elevados de penetração poderiam originar subsídios cruzados entre os consumidores, onde distribuidoras, a fim de garantir recursos para investimento, tenham que aumentar seus encargos fixos aos consumidores que dependem destas, entretanto, os consumidores que possuem microrredes, comprariam cada vez menos energia das distribuidoras; dando origem à chamada espiral da morte das distribuidoras, conforme mostrado na Figura 11.

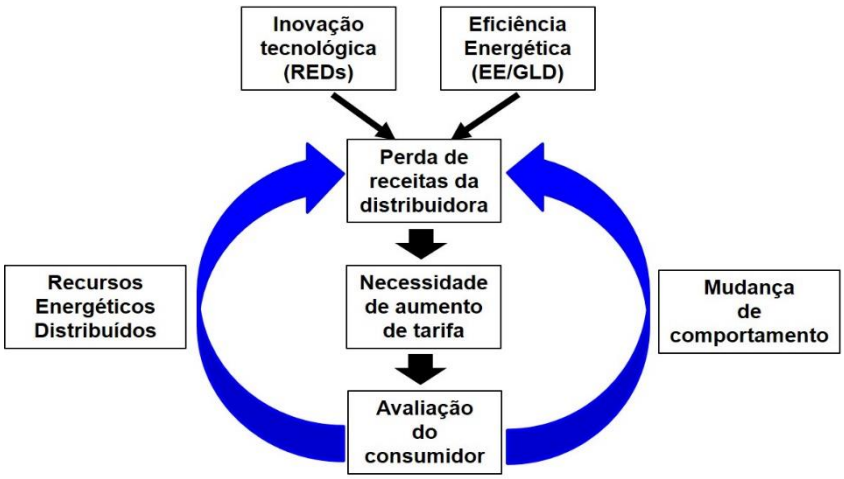

Figura 11. Espiral da morte das distribuidoras. Fonte (Fratzscher, 2015).

Nessa perspectiva, onde são colocados os dois extremos, proibição e elevada participação das microrredes no mercado, cabe a pergunta de como as distribuidoras poderiam ser retribuídas, justa e apropriadamente, aos investimentos realizados a fim de fornecer um melhor serviço aos consumidores, sem ser prejudicadas.

Uma das propostas sugeridas seria a fixação de Tarifas Baseada no Desempenho (PBR) (Aggarwal & Burgess, 2014; Lehr, 2013). Este mecanismo desagregaria o lucro da distribuidora dos seus custos, fixando-o pelo seu desempenho relativo a um valor de referência específico. A distribuidora seria recompensada com base na obtenção de objetivos específicos de desempenho, proporcionando-lhe a oportunidade de obter um maior retorno, se esta for capaz de conseguir os objetivos identificados.

O PBR, quando bem desenhado, pode incluir incentivos por sobre desempenho ou penalidades por sub desempenho, conforme esquematizado na Figura 12. Além disso, vale a pena salientar que o objetivo a ser atingido pela distribuidora poderia representar um simples parâmetro, por exemplo, redução de custos ou poderia representar um conjunto de parâmetros.

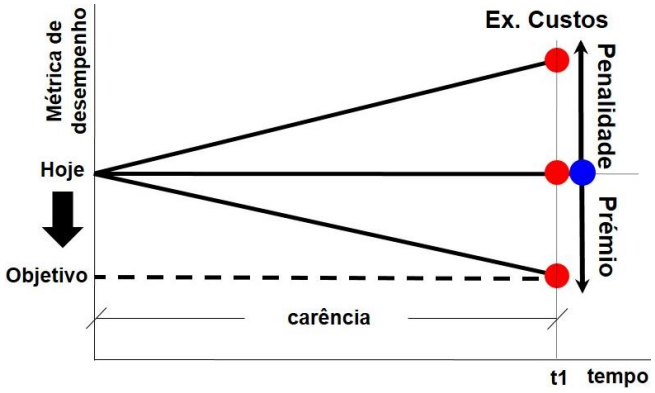

Figura 12. Regulação no setor elétrico baseado no PBR. Fonte (Aggarwal & Burgess, 2014, adaptado).

Desta forma, distribuidoras teriam modelos de investimento e negócio mais flexíveis e compensados. Além disso, este mecanismo, poderia oferecer um período de carência para a distribuidora tentar atingir os objetivos. Este mecanismo necessita de metodologias bem estabelecidas e claras para a determinação do objetivo, sendo o horizonte de tempo o suficientemente longo para a distribuidora poder reorientar seus negócios a fim de atingir os objetivos. Um exemplo deste mecanismo foi implantado em Illinois nos EUA, uma vez que as distribuidoras não foram capazes de fornecer os benefícios do

investimento em redes inteligentes aos consumidores (incertezas na recuperação dos custos) (Aggarwal & Burgess, 2014).

Dependendo das condições do alimentador de distribuição e capacidade do gerador, podem ser necessários estudos de impacto no sistema, logo, a implantação de microrredes pode requerer da negociação de acordos operativos com a distribuidora. Podem ser necessárias a definição de regras capazes de lidar com diferentes tipos de conexão, tarifas que considerem a capacidade da microrrede, tipos de serviços fornecidos, geração máxima total, estudos de engenharia, custos de potencializar a rede, etc. (CPUC, 2014a).

A atomização do mercado elétrico com introdução das microrredes poderá proporcionar diversos benefícios, quando quantificados e regulamentados apropriadamente. Entretanto, esta situação trará um aumento na complexidade e custos de transação no próprio mercado, onde, o consumidor final, por questões de uma não apropriada regulamentação ou alocação de custos, poderia ser prejudicado.

Por tanto, é necessária a garantia de um elevado grau de proteção aos consumidores, o que implica uma atuação reforçada das entidades reguladoras, a modo de garantir que estes possam se beneficiar das novas condições de funcionamento do mercado de eletricidade, por exemplo, fornecendo guias, mecanismos de resolução de conflitos, tratamento de queixas, criação de competências, etc. (Preto, 2012).

Cabe aos órgãos reguladores e aos formuladores de políticas considerar um novo modelo para o setor com inclusão das microrredes, na qual as distribuidoras poderiam, talvez, continuar a se manter como espinha dorsal do sistema elétrico, sem prejudicar aos consumidores, permitindo sua competição em igualdade de condições e no preenchimento das necessidades de abastecimento (CPUC, 2014a; EEM, 2014).

4.3. Desafios econômicos

A análise econômica das microrredes deve ser realizada através de um estudo dos seus custos e benefícios correspondentes (Marnay, et. al., 2008), os quais são mostrados nas Tabela 3 e Tabela 5, respectivamente.

Tabela 5. Custos das microrredes. Fonte (NYSERDA, 2014; Romankiewicz, *et. al.*, 2013).

Custos	Proprietário	Distribuidora	Sociedade
Custos de planejamento e administração			
Projeto	X		

Permissão desenvolvimento e construção	X		
Esforços para garantir financiamento	X		
Marketing	X		
Contratos de negociação e administração	X	X	
Custos de capital			
Equipamento de geração	X		
Equipamento de armazenamento	X		
Infraestrutura de distribuição	X		
Modernização da rede		X	
Custos de O&M			
O&M geração e armazenamento	X		
O&M infraestrutura distribuição	X		
O&M infraestrutura dedicada à instalação		X	
Custos ambientais			
Custos equipamentos controle emissão	X		
O&M equipamentos controle emissão	X		
Licenças de emissão	X		
Danos à saúde humana e ecológicos			X

Sem considerar os custos à sociedade, custos da microrrede podem ser divididos em dois grupos (Planas, et. al., 2014): custos de desenvolvimento e custos da distribuidora. O primeiro grupo está relacionado aos custos de desenvolvimento da microrrede propriamente dita, os quais são mais relevantes. O segundo grupo representa os custos incorridos pela distribuidora, resultado das necessidades de investimento a fim de superar problemas técnicos e manter adequadas as condições de operação da rede. Em alguns casos, estes últimos, podem ser omitidos pois quantidades significativas de GD podem ser conectadas à rede sem necessidade de investimentos consideráveis (Costa, Matos & Lopes, 2008).

Alguns dos fatores que devem ser considerados na análise econômica das microrredes são: ambiente de operação (localização geográfica, tarifas de energia elétrica e gás, relacionamento com a distribuidora local e incentivos), investimento tecnológico ótimo (viabilidade das tecnologias disponíveis e perspectivas do consumidor) e utilização de aspectos únicos (fornecimento de diversos níveis de confiabilidade e qualidade de energia, serviços ancilares, fornecimento de energia elétrica e térmica).

A integração de diversos recursos na microrrede, de maneira local, permitiria a redução nos custos diretos de energia para os usuários e indiretos para os não usuários das microrredes. Entretanto, estes benefícios econômicos poderiam somente ser obtidos

através de uma adequada localização, operação e desenho da microrrede, o qual depende de caso a caso.

Benefícios diretos têm sua origem, principalmente, na melhoria da eficiência energética, que se dá através da redução do consumo e/ou utilização da energia de maneira mais inteligente e os indiretos, principalmente, pela redução dos custos de capital e operacional do sistema elétrico. Microrredes poderiam também oferecer benefícios tais como aumento da resiliência, segurança e confiabilidade da energia para os usuários os quais, ainda, não podem ser capturados (monetizáveis) pelas microrredes, isto é, não são considerados na sua análise econômica, pois, não são compreendidos pelo mercado (EEM, 2016).

A avaliação destes últimos benefícios se complica mais ainda pois o seu valor, depende das questões locais ou seja de cliente para cliente. Por exemplo, o valor que um centro de pesquisa, universidade, indústria ou hospital poderia dar a estes benefícios é bem diferente do valor que um prédio comercial, residencial ou consumidor cativo poderiam dar.

Na Figura 13, mostra-se graficamente a importância de considerar-se os benefícios proporcionados pelas microrredes. Na Figura 13-a, os benefícios totais da microrrede (usuário (azul), distribuidora (verde) e sociedade (vermelho)) são maiores que seus custos totais; caso o proprietário somente possa recuperar seu investimento através dos benefícios ao usuário (sem considerar à sociedade e distribuidora), este não seria suficiente. Na Figura 13-b, a criação de alguns mecanismos de incentivo ao longo do tempo, permitiria capturar a maioria dos benefícios que as microrredes poderiam oferecer, possibilitando sua capitalização no futuro (tempo 2).

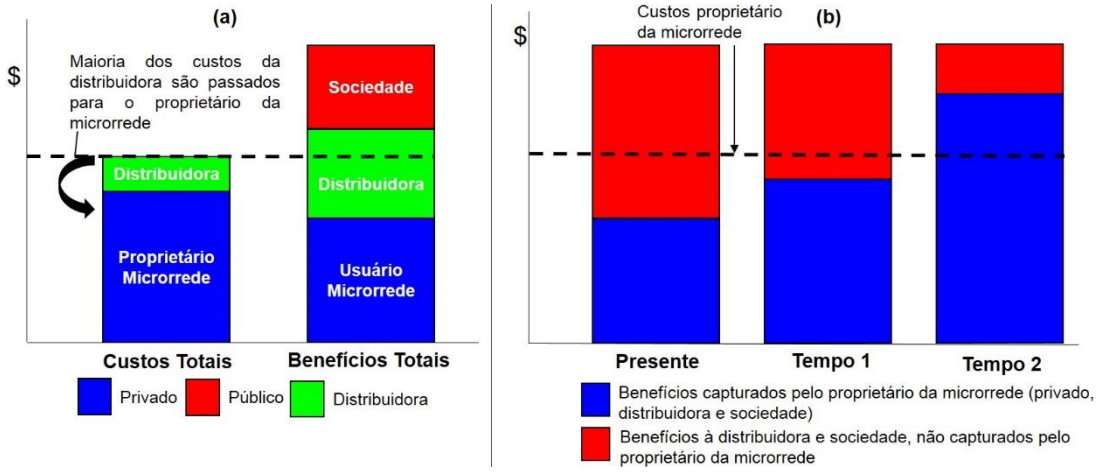

Figura 13. Microrredes (a) sem capitalização e (b) com capitalização progressiva. Fonte (NYSERDA, 2014).

A capacidade das microrredes de fornecer energia e outros serviços como, por exemplo, serviços ancilares poderiam lhe gerar receitar e melhorar sua economia. Algumas microrredes em Nova Iorque nos EUA como da Universidade de Nova Iorque, Coop City e da Universidade de Cornell são permitidas de comercializar seus excedentes com a rede, entretanto, outras como as microrredes de Sendai e Hachinohe (Japão) e da J&J (EUA) não poderiam nem injetar energia à rede, prejudicando sua viabilidade econômica.

Dependendo do ambiente de operação, é importante identificar as características que possam elevar o valor das microrredes, minimizando seus custos e maximizando seus benefícios. Esta situação poderia se dar, por exemplo, através da incorporação de um conjunto diversificado de usuários a fim de dimensionar eficientemente ou operar frequentemente os ativos de geração, permitindo sua utilização mais econômica (NYSERDA, 2014).

Na Figura 14, por exemplo, mostra-se as curvas de carga (D_1 e D_2) de dois consumidores cujas demandas de energia são complementares, nesse sentido, a curva de carga resultante do sistema ($D_1 + D_2$) poderia ser mais estável, permitindo que a geração seja utilizada de forma mais consistente, diminuindo seu tempo ocioso, beneficiando técnica e economicamente à microrrede.

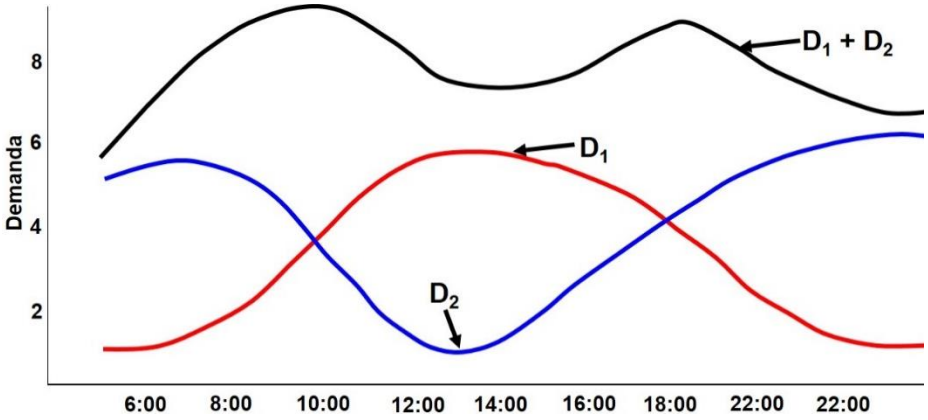

Figura 14. Utilização de microrredes em usuários com demandas complementares. Fonte (Leonhardt, *et. al.*, 2015).

Microrredes possuem diversas tecnologias com diversos graus de amadurecimento tecnológico, nesse sentido, apesar de algumas destas ser economicamente viáveis, outras, como a fotovoltaica, células de combustível e sistemas de armazenamento, continuam sendo caras, quando da não existência de algum mecanismo de apoio. Grande parte dos projetos piloto desenvolvidos no âmbito de programas em microrredes nos EUA, teve a participação de diversos agentes, principalmente, o governo cobrindo parte dos custos conforme no exemplo mostrado na Figura 15.

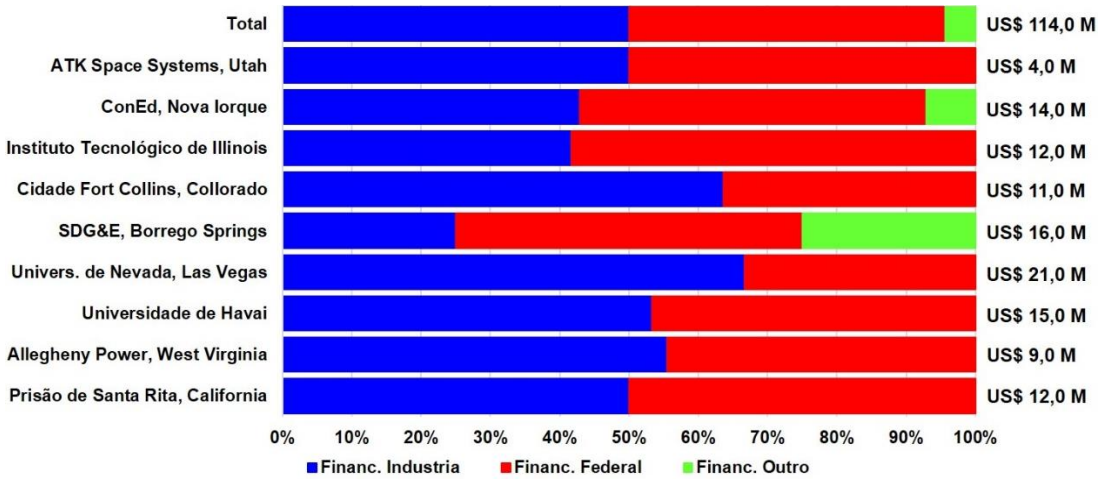

Figura 15. Projetos piloto em microrredes nos EUA e divisão dos custos de desenvolvimento. Fonte (SAVIVA, 2013).

Contudo, o suporte a algumas das tecnologias de GD e armazenamento que fazem parte das microrredes pode não ser suficiente, uma vez que poderia também ser necessário o apoio aos sistemas de controle e gerenciamento de energia, os quais ainda estão em desenvolvimento. Destaca-se o exemplo da microrrede de Am Steinweg na Alemanha cujos custos do Sistema de Fluxo de Potência e Gerenciamento de Qualidade (PoMS)

devem ser diminuídos a fim de serem integrados em larga escala (Soshinskaya, et. al., 2014).

Conforme destacado, o desenvolvimento das microrredes parte da questão essencial em saber se seus custos e benefícios podem ser refletidos apropriadamente no mercado. Nessa tentativa, questões tecnológicas e políticas podem ajudar na captura dos benefícios, uma vez que, quando bem definidas, poderiam levá-las do atual ambiente de penalização (*ambiente das penalidades*) para um ambiente onde seus serviços sejam apropriadamente valorizados ou incentivados (*ambiente dos pagamentos*) (Romankiewicz, et. al., 2014; Romankiewicz, et. al., 2013).

O progresso tecnológico deve conduzir a melhores serviços e funções das microrredes, tornando-as mais viáveis, de melhor qualidade e mais robustas, por outro lado, políticas apropriadas, com financiamento e objetivos definidos, podem ajudar não só no desenvolvimento de projetos de pesquisa e demonstração, mas também na sua implantação no setor.

Nessa perspectiva, o plano de desenvolvimento de uma microrrede que pode ser tecnicamente viável, muitas das vezes, encontra problemas nos custos de financiamento, sendo este um dos maiores componentes individuais no custo total, que permitirá, ou não, a existência de um retorno econômico. Nos EUA, país líder mundial em microrredes, estão sendo analisados e propostos alguns modelos de financiamento que poderiam ser utilizados nas microrredes, conforme mostrado na Tabela 6.

Tabela 6. Modelos de financiamento de microrredes. Fonte (Leonhardt, *et. al.*, 2015).

Mecanismo	Características
Sem financiamento	Caso a entidade participante tenha fundos suficientes ou acesso a capital, o projeto pode ser financiado em parte ou no total por fontes internas.
Financiamento de capital	Investidores, que assumem mais riscos e não precisam participar da microrrede, contribuem ao projeto adquirindo participação acionária que lhes dá direito a parte dos lucros ao longo do tempo de vida do projeto.

Contratos de compra de energia (PPA)	Podem ser utilizados por Empresas de Serviços Energéticos (ESCOs) para financiar a construção dos ativos de geração. Normalmente, a participação do consumidor no custo de capital é pouca ou nula e o custo de instalação é recuperado através da venda de energia para o consumidor a uma taxa pré-definida (que não necessariamente é fixa e pode estar vinculada ao custo do gás ou eletricidade). Podem também oferecer contratos de longo prazo de O&M do sistema. Também podem incluir cláusulas de inadimplência para ambos os lados, por exemplo, consumidores obrigados a comprar parte ou toda a energia gerada (mantendo um mínimo) e geradores manter uma eficiência mínima de operação.
Isenção de impostos	Podem ajudar a reduzir os custos totais de financiamento do projeto, quando, por exemplo, municipalidades, hospitais, universidades, etc. participam do projeto.
Contratos de desempenho energético (EPC)	Similares ao PPA (tipicamente, vinculado a ativos de geração). Este pode abranger outras medidas e serviços tais como "retrofit" de prédios ou operação de planta. Alguns ou todos os custos iniciais de melhorias energéticas podem ser suportadas pela ESCO e o proprietário do prédio paga com a economia de energia. Tipicamente inclui um terceiro participante para Medição e Verificação (M&V), que fornece os relatórios de custos e economia de energia.
Property Assessed Clean Energy (PACE)	Permite que um proprietário privado receba um empréstimo do estado ou municipalidade para melhoras energéticas em sua propriedade. É essencialmente um EPC a partir de uma fonte do governo. Os pagamentos são cobrados pelo município local no imposto sobre a propriedade. Estes empréstimos são associados à propriedade e não ao proprietário, por isso obrigações contratuais são transferidas após a venda da propriedade.
Bônus de Conservação de Energia Qualificada (QECB)	Títulos que permitem que os governos estaduais e locais emprestem dinheiro a taxas atraentes, para financiar projetos de conservação de energia. São títulos tributáveis, o que significa que investidores devem pagar impostos federais.
Financiamento na conta (OBF)	Permite aos consumidores da distribuidora investir em melhoras de eficiência energética e pagar o financiamento através de encargos nas suas contas de energia. Algumas distribuidoras podem ter este tipo de mecanismos que procuram arranjos neutrais na conta (as economias de energia são suficientes para cobrir os pagamentos mensais tal que, os encargos mensais nas contas sejam iguais ou menores ao montante pré-investido). Entretanto, devido aos elevados custos da microrrede, poucos projetos poderiam ser financiados desta forma. No entanto, este ainda pode ter um papel importante, uma vez que medidas de eficiência energética e modernização podem ser uma das primeiras fases de qualquer projeto de microrrede.
Projetar, Construir (Own), Operar, Manter (DBOOM)	DBOM/DBOOM é uma combinação de vários mecanismos financeiros e, essencialmente, transforma o projeto para uma solução terceirizada. Isto significa que o construtor deverá abordar o projeto de uma perspectiva de ciclo de vida completo em vez de uma simples construção. Reduz os esforços de gestão dos consumidores na construção e operação do sistema bem como um bom alinhamento

	dos incentivos. Se a mesma empresa projeta, desenvolve e opera a instalação, a empresa é melhor incentivada a fazer escolhas de design que reduzem o custo total do sistema.
Bancos Verdes	Agências governamentais que emitem e controlam a dívida para projetos de energia limpa, onde propostas de fundos não podem, normalmente, ser financiados. Não são concorrentes dos credores comerciais e podem incluir projetos com tecnologias muito novas para os bancos comuns, onde os custos de transação são elevados.

Recursos para investimento de microrredes poderiam ser fornecido por terceiros, pelo proprietário ou por mais de uma fonte. Projetos em microrredes nos EUA têm recebido o apoio do governo cobrindo parte dos seus custos, para o restante houve variações nos modelos de financiamento (Burr, 2013; MICROGRID INSTITUTE, 2013; Romankiewicz, et. al., 2014; Romankiewicz, et. al., 2013; SAVIVA, 2013). Desde que os projetos de microrredes requerem uma customização, não só dos custos mas das suas prováveis receitas, investidores têm tido dificuldade em estabelecer modelos de financiamento replicáveis.

Os modelos de financiamento mais comuns utilizados pelos desenvolvedores de microrredes nos Estados Unidos têm sido (EEM, 2016): PPA e EPC, geralmente utilizados por companhias fornecedoras de energia e em projetos de eficiência energética, respectivamente. No entanto, microrredes não são somente projetos de geração de energia ou eficiência energética, mas uma combinação de ambos com benefícios adicionais como resiliência, segurança e confiabilidade.

Nesse sentido, um modelo de financiamento apropriado para microrredes deveria considerar não somente o fornecimento e/ou economia de energia mas seus benefícios adicionais, não correntemente considerados, pois não podem ainda ser monetizados. A fim de alcançar o máximo retorno de investimento é necessário entender o valor destes benefícios adicionais assim como a inteligência e capacidade do controlador da microrrede, que coordena sua operação a fim de atingir o máximo valor e desempenho dos seus componentes (EEM, 2016).

A inclusão das microrredes no sistema convencional é uma área de extenso debate, este processo tomaria lugar caso exista incentivo à liberalização do mercado, existência

de diversos modelos de negócio, estruturas de planejamento, operação, controle e desenho e estrutura tarifária apropriada (Wouters, 2014).

Referente à estrutura tarifária, tarifas de eletricidade podem ser fixas ou variar com o tempo de uso (ToU). No primeiro caso, a compra e venda de energia seria a preços fixos e no segundo caso, esta seria realizada a preços por hora (ou blocos) do dia. A fim de incentivar as microrredes, a adoção de tarifas ToU poderia ser importante; estas poderiam ser facilmente aceitas por consumidores que tenham sido expostos previamente a tarifas fixas e porque proporcionariam uma melhor flexibilidade e transparência na troca de energia, favorecendo a implantação de recursos locais e a adoção de microrredes (Ferreira, et. al., 2013; Hatziargyriou, 2014; Quinteiro, et. al., 2015).

Uma das principais características do atual modelo do setor elétrico fundamenta-se no fornecimento de um mesmo nível de qualidade e confiabilidade de energia para todos seus clientes, em todos os momentos e em todos os lugares e cuja manutenção a elevados níveis resulta onerosa. Nesse sentido, o paradigma familiar de fornecimento de energia necessita ser revisado, a fim de liberar a rede para operar em um nível de qualidade e confiabilidade mais adequado aos objetivos sociais atuais.

Uma vez que microrredes, possuem o potencial de adaptar sua energia de acordo às necessidades de qualidade e confiabilidade locais, estas poderiam fornecer serviços mais personalizados para diferentes tipos de cargas, por exemplo, conforme mostrado na Figura 16, obtendo assim melhores vantagens econômicas. Os níveis desejados de qualidade e confiabilidade, que poderiam ser menores dos que desfrutamos hoje, poderiam ser escolhidos com base em critérios mais objetivos como custo benefício e não apenas nos padrões tradicionais de engenharia.

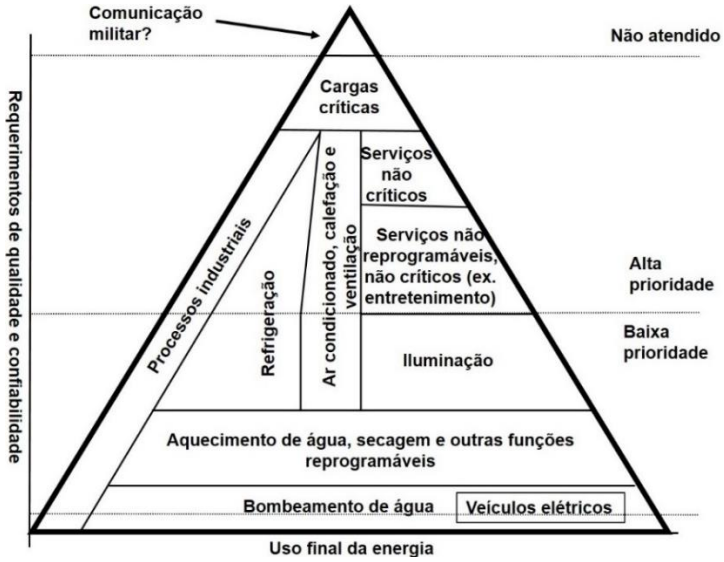

Figura 16. Pirâmide para qualidade e confiabilidade de energia. Fonte (Marnay & Lai, 2012).

Uma das ideias mais radicais propostas pelas microrredes, é que, as cargas sensíveis poderiam ser atendidas por sistemas locais, logo os custos de manutenção da qualidade e confiabilidade da rede poderiam diminuir. A Figura 17 mostra a abordagem econômica na escolha de um ponto de qualidade para a rede, dois custos aparecem: (***i***) custo da falta de confiabilidade (ou custo da interrupção) que diminui na medida que a confiabilidade aumenta e (***ii***) custo da confiabilidade que aumenta na medida que a rede se torna mais robusta. A soma destes dois custos resulta no custo total da confiabilidade, onde custo mínimo para a sociedade é a parte mais baixa desta curva.

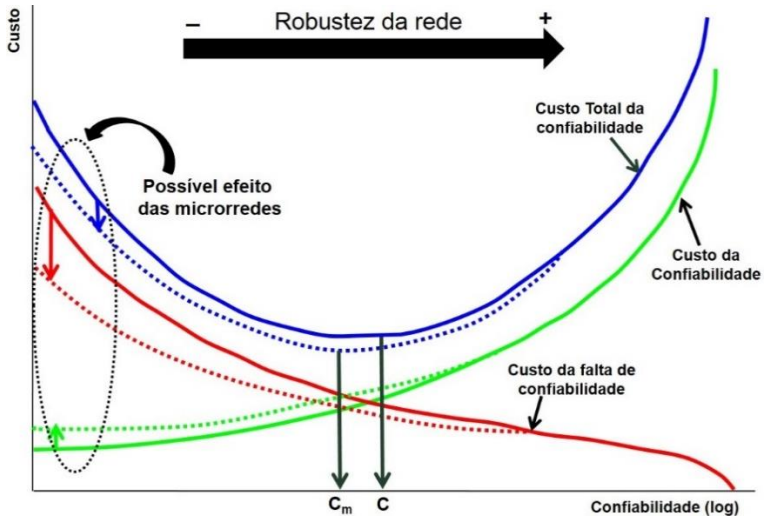

Figura 17. Abordagem econômica do custo da confiabilidade na rede e possível efeito das microrredes. Fonte (Marnay & Lai, 2012; Marnay, 2009).

A curva do custo da confiabilidade é simples de determinar, pois reflete o investimento necessário a fim de, no mínimo, manter a robustez da rede (ou aumentá-la). A curva do custo da falta de confiabilidade não é tão simples, uma vez que envolve a mensuração de problemas que vão além da simples falta de energia. Caso microrredes atendam as cargas sensíveis de maneira local, estas reduziriam o custo total da confiabilidade para redes menos robustas, além de ter o potencial de diminuir o custo ótimo para a sociedade.

4.4. Desafios de mercado

A participação das microrredes no mercado é um processo complexo, uma vez que sua configuração e estratégias de operação dependem dos diversos interesses dos agentes envolvidos, os quais são muitos, e que podem ser potencialmente conflitantes. A quantidade e definição destes agentes, ainda, não é uma questão de amplo consenso, porém, são vislumbrados os seguintes (Hatziargyriou, 2014):

- *Consumidor*, representado por uma família ou empresa de médio ou pequeno porte, conectada à rede de distribuição, devendo pagar taxas pelo uso da rede e consumo de energia.
- *Operador/proprietário GD*, operadores ou proprietários de GD (normalmente, proprietários são também responsáveis pela operação), com permissão para comercializar sua energia produzida, muitas das vezes com incentivos, podendo pagar tarifas pelo uso da rede.
- *Prosumidor*, consumidores que tenham instalado GD, a qual fornece, total ou parcialmente, sua demanda; podendo injetar seus excedentes ou a totalidade da sua energia à rede.
- *Cliente*, são consumidores, operadores/proprietários de GD e prosumidores.
- *Órgão regulador do mercado*, órgão independente, responsável pela operação do mercado de forma aberta, justa e transparente, garantindo o livre acesso à rede e alocação eficiente dos custos.
- *Fornecedor varejista,* ESCO, agente que de forma parcial ou completamente regulada, pode comercializar energia (ou outros serviços) com os clientes, onde os preços são determinados pelo próprio fornecedor, dependendo do tempo e local, podendo a energia ser de diversas fontes. Este agente é o chamado a traduzir a complexidade e sofisticação do mercado varejista, podendo incluir esquemas de remuneração para resposta a demanda. Uma ESCO é uma

empresa que fornece serviços energéticos com o objetivo de reduzir os custos de energia de um grupo clientes. No futuro, microrredes poderiam integrar sua carteira comercial, conforme destacado anteriormente.

- *Operador da microrrede*, responsável pela operação, manutenção e desenvolvimento da rede de distribuição local formando a microrrede. Este papel poderia ser desempenhado pela distribuidora ou outro agente.
- *Distribuidora*, responsável pela operação, manutenção e desenvolvimento da rede de distribuição de uma determinada área. Normalmente, este agente poderá gerenciar a alta, média e baixa tensão do sistema de distribuição; estará obrigado a fornecer ou absorver energia e poderá estar envolvido (ou não) em atividade varejista.

Dependendo dos agentes envolvidos, o planejamento e operação da microrrede no mercado podem seguir objetivos econômicos, técnicos e ambientais, conforme mostrado na Figura 18.

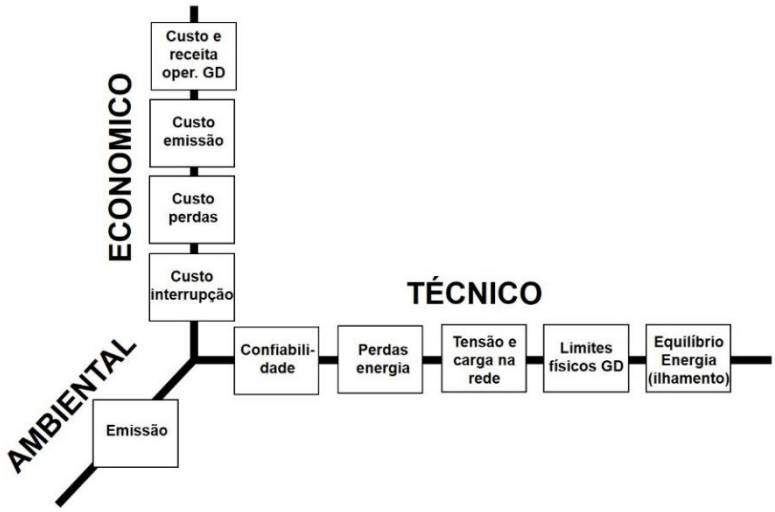

Figura 18. Estratégias de operação em microrredes. Fonte (Hatziargyriou, 2014).

A opção econômica, preferida pelo proprietário, consumidor, operador de GD e prosumidor, objetiva minimizar os custos totais, independente, do seu desempenho ou impacto na rede ou das emissões, sua principal limitação decorre na capacidade da GD. A opção técnica, preferida pela distribuidora (operador de sistema), objetiva otimizar a operação da rede, sem considerar custos e receitas. A opção ambiental, objetiva diminuir os níveis de emissão, sem considerar aspectos econômicos ou técnicos.

Entretanto, pode existir uma quarta opção que combine os três objetivos destacados anteriormente, a qual converte critérios técnicos e ambientais em equivalentes

econômicos, considerando as restrições de ambos. Este critério multi objetivo poderia ser relevante, por exemplo, para agentes que participem não só do mercado de energia, mas de outros mercados como da emissão de certificados.

Conforme sua localização na cadeia do setor, dois grandes mercados podem ser distinguidos (Hatziargyriou, 2014): atacadista (início da cadeia) e varejista (final da cadeia). Tradicionalmente, o mercado atacadista tem sido mais competitivo, porém, recentemente, muitos países estão reestruturando o mercado varejista, outorgando-lhe maior competitividade, permitindo que seus consumidores possam escolher seu fornecedor e preço da energia. Destaca-se o exemplo de países como Alemanha e Portugal onde os seus consumidores podem escolher livremente seu fornecedor de energia (EC, 2016; ERSE, 2016).

Esta reestruturação poderia conceder um papel mais ativo às microrredes, não somente na comercialização da sua energia, mas também no fornecimento de outros serviços, aumentando a confiabilidade, qualidade e eficiência do sistema elétrico, podendo oferecer custos comparativamente mais baixos, pois incentivar-se-ia a concorrência (Chowdhury, Chowdhury & Crossley, 2009).

Porém, a fim de conseguir tal objetivo deve-se garantir a abertura de uma concorrência justa, marco regulatório apropriado, quantificação e alocação adequada dos custos e benefícios, assim como uma infraestrutura de TIC que seja capaz de suportar a operação do mercado (plataforma de comercialização) (Basu, et. al., 2011; Hatziargyriou, 2014).

A participação das microrredes no mercado também levanta questões sobre como estas poderiam ser compensadas pelos serviços prestados, senda esta uma área, ainda, sujeita a muita análise e discussão, especialmente na questão de modelos de negócio (EEM, 2014). Modelos de negócio, através de uma estrutura organizacional, permitiriam às microrredes gerar renda através da criação e captura de valor dos diversos produtos oferecidos, de uma maneira diferente ao padrão em vigor (Lafranque, 2015; Teece, 2010).

Dependendo da sua capacidade, microrredes não poderiam participar diretamente do mercado varejista, assim, estas poderiam, eventualmente, ser controladas pelo operador da rede ou fazer parte de uma ESCO ou fornecedor varejista. Para estes dois últimos

casos, destaca-se o modelo APM–Prosumidor baseado em infraestrutura TIC e cujo esquema é mostrado na Figura 19.

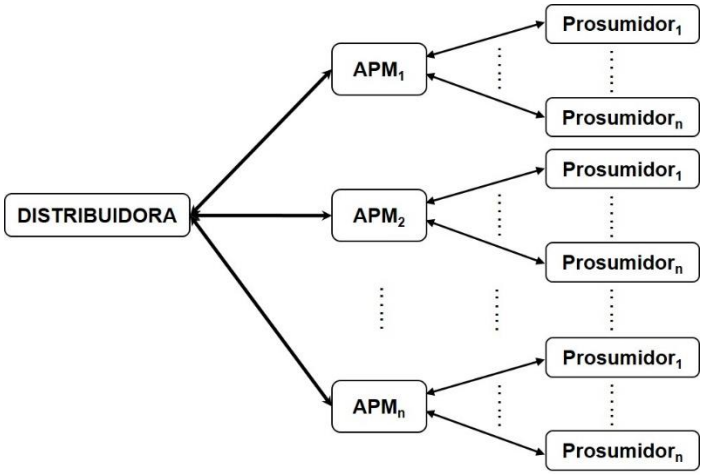

Figura 19. Esquema do modelo de negócios APM - Prosumidor. Fonte (Sanz, *et. al.*, 2014).

Este modelo, teria o potencial de gerenciar a energia da microrrede, inclusive de alguns elementos básicos da vizinhança (geração, armazenamento, iluminação pública, etc.), unidades complexas (edifícios, shoppings, etc.) e parte da rede de distribuição, suportando a participação de vários agentes e grandes volumes de informação. Para tal fim, o modelo sugere a incorporação de dois agentes no setor:

- *Gerenciador Agregador de Prosumidores* (*APM*), pessoa física ou jurídica que, através de relações contratuais, pode representar um ou vários prosumidores na compra ou venda de energia. Este papel poderia ser representado por agentes novos ou existentes no setor, por exemplo, comercializadores, ESCOs ou administradores de imóveis (Sanz, et. al., 2014).

  O gerenciamento das instalações, as quais poderiam incluir parte da rede de distribuição, lhe permitiriam otimizar sua operação e participação no mercado, simplificando as tarefas do operador de rede, particularmente, quando da existência de vários prosumidores (Palizban & Kauhaniemi, 2013).
- *Prosumidor*, pessoa física ou jurídica que pode estabelecer relações contratuais com o operador do sistema ou *APM*, podendo adquirir energia para consumo próprio, mas também, gerar energia para seu próprio consumo ou venda. A utilização de sistemas de armazenamento lhe permitiria escolher o momento mais adequado para o consumo ou venda de energia.

Neste modelo, um ou vários consumidores que possuem REDs, podem-se beneficiar da redução nos seus custos energéticos e das potenciais receitas pela comercialização de energia. Contudo, uma das dificuldades no modelo está relacionada à quantidade de APMs existentes, podendo gerar situações conflitivas por óbvios interesses próprios. A fim de evita-las, o operador do sistema deverá selecionar propostas tecnicamente mais eficientes e viáveis (Sanz, et. al., 2014).

Além do modelo mencionado anteriormente, existem outros que estão sendo discutidos e propostos, principalmente, nos EUA e que dependem da estrutura de propriedade e/ou operação dos elementos da microrrede. O esquema deste modelo é mostrado na Figura 20:

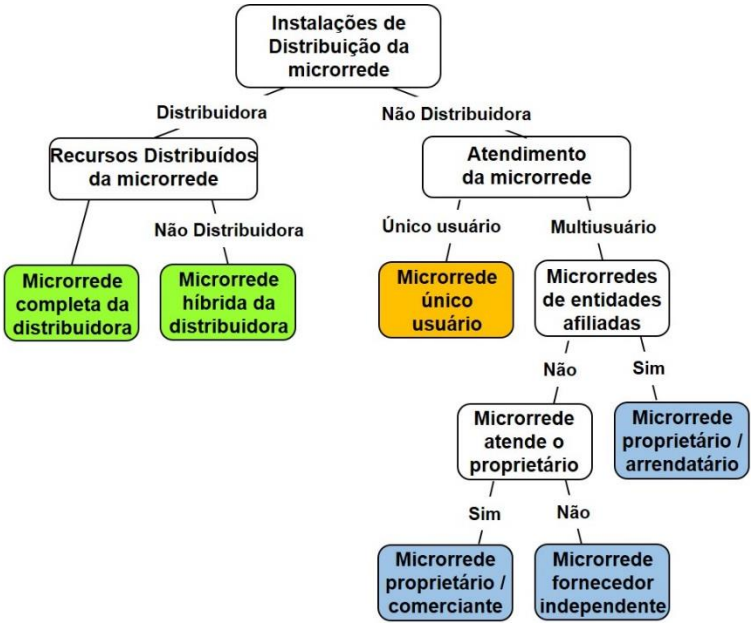

Figura 20. Tipologia modelos de negócio em microrredes. Fonte (Grimley & Farrell, 2016; Hatziargyriou, 2014; KEMA, 2014; NYSERDA, 2014)

- *Microrrede da distribuidora*; de propriedade da distribuidora, unidades de geração teriam tendência a ser maiores e os sistemas de armazenamento a ser localizados nas subestações. Custos da microrrede (de desenvolvimento e da rede), seriam arcados pela distribuidora. De maneira geral, o planejamento e operação da microrrede seria baseada em questões técnicas, como alternativas à modernização de infraestrutura. No entanto, outras estratégias, tais como, atendimento a comunidades isoladas poderiam ser consideradas (MICROGRID INSTITUTE, 2013).

Aproveitando a expertise da distribuidora, esta conseguiriam uma melhor integração e gerenciamento da microrrede, podendo, inclusive, ajudar na manutenção da estabilidade e confiabilidade do sistema, uma vez que poderiam ser melhor padronizadas e organizadas (Wouters, 2014).

Este modelo, teria maior aceitação em mercados não liberalizados onde a distribuidora possui a distribuição e comercialização da energia, sendo a única responsável pelos custos e benefícios da microrrede (Soshinskaya, et. al., 2014). Entretanto, vale destacar que isto não garante o desenvolvimento efetivo da microrrede, além disso, a implantação deste modelo, requer a permissão para as distribuidoras possuir ativos de geração e de uma avaliação do seu impacto no mercado atacadista, uma vez que distribuidoras participariam do setor de geração.

Como exemplos destacam as microrredes da CERTS em Ohio de propriedade da American Electric Power (melhora da confiabilidade da rede), da Borrego Springs de propriedade da San Diego Gas & Electric (integração de REDs) e da Central Hudson Gas & Electric em Denning (melhora da confiabilidade da rede).

Vale destacar que este modelo pode ter duas variações (NYSERDA, 2014): (***i***) com a distribuidora proprietária da rede e dos ativos de geração, modelo conhecido como microrrede da distribuidora (conforme explicado) e (***ii***) com a distribuidora proprietária da rede, sendo os ativos de geração de propriedade de outro agente diferente da distribuidora, modelo conhecido como microrrede híbrida, conforme explicado a seguir.

- *Microrrede híbrida*; a geração é de propriedade ou contratada pelos participantes da microrrede (exemplos campus, complexo de escritórios ou instalações industriais) e a rede de distribuição, serviços de medição, controles, pontos de conexão e controle no modo ilhado, sob responsabilidade da distribuidora.

  A distribuidora gerencia os pontos de conexão e quando a microrrede é ilhada, esta mantém o controle em ambos os lados do ponto. Durante o ilhamento a distribuidora deve garantir a adequação do fornecimento para os participantes,

podendo gerenciar as cargas. Redes inteligentes permitiriam um melhor controle da microrrede, uma vez que distribuidoras poderiam, seletiva e automaticamente, desconectar determinados consumidores ou cargas a fim de manter o equilíbrio. Este modelo aproveitara as melhores características de ambos os participantes, a expertise da distribuidora e o fornecimento de capital privado do proprietário.

Entretanto, este modelo seria mais complexo que o primeiro, pois, inclui o controle de diversas fontes de geração e cargas (de diversos proprietários), situação que se complica quando do ilhamento da microrrede, pois usuários individuais poderiam produzir instabilidades quando da concorrência por energia.

Como exemplo destaca a microrrede de Parkville em Connecticut nos EUA. A cidade de Hartford propôs o desenvolvimento de uma microrrede no bairro Parkville, a qual fornece energia a uma escola (centro de refúgio para 500 pessoas durante emergências e falta de energia), centro sênior, biblioteca, supermercado e posto de combustível adjacente (NYSERDA, 2014).

- *Microrrede único usuário*; apenas um único proprietário e participante no controle da microrrede como, por exemplo, prédios, comércios, indústria, MUSH, etc. Consumidores teriam um melhor controle do seu consumo e construiriam suas próprias instalações de distribuição, sem preocupação de atravessar vias públicas ou propriedades privadas.

  Entretanto, a complexidade no controle da microrrede dependeria diretamente dos requerimentos do usuário, estas poderiam ter configurações simples ou até complexas. Contudo, em quaisquer dos casos existe a necessidade que o proprietário tenha um nível de expertise apropriado, fato que poderia acarretar problemas na sua implantação e/ou operação, caso não seja desenvolvido por um terceiro.

  Este modelo pode oferecer algumas vantagens como (KEMA, 2014; NYSERDA, 2014): redução na emissão de gases poluentes (quando da utilização de sistemas de cogeração), redução dos custos associados ao uso das instalações da distribuidora, potencial para capturar uma maior parcela dos

benefícios econômicos da microrrede e capacidade de adaptar soluções tecnológicas aos requerimentos do consumidor. Como exemplo destaca-se microrrede da Prisão de Santa Rita na Califórnia e várias microrredes de propriedade das universidades nos EUA que têm operado por anos.

- *Microrrede multiusuário*; poderia também ser chamada de microrrede cooperativa, entidades empresariais poderiam ser proprietárias ou operar microrredes a fim de atender uma grande e variada quantidade de clientes, tornando-se o modelo mais complexo em termos de propriedade, licenciamento, acordos contratuais, operação, etc.

  Em mercados liberalizados, os objetivos destas microrredes podem ser os mais diversos e com participação de vários agentes, de maneira geral, fornecedores ou ESCOs seriam os agentes mais adequados para maximizar o valor da participação agregada dos REDs (Hatziargyriou, 2014).

  Da mesma forma que o modelo híbrido, este beneficia-se pela divisão dos custos de capital e acesso a capital privado, o que permitiria sua rápida expansão. Entretanto, quando da existência de um mercado não liberalizado, o modelo requer da permissão da distribuidora a fim da microrrede operar dentro de sua área de concessão, o que resulta difícil. Além disso, custos de transação e faturamento dos consumidores acrescentariam o grau de complexidade podendo inibir o seu desenvolvimento.

  Dependendo da relação entre o proprietário e clientes da microrrede, este modelo pode ter três variações (NYSERDA, 2014): (***i***) proprietário/arrendatário (inquilino), (***ii***) proprietário/comerciante e (***iii***) fornecedor independente.

  No modelo proprietário/arrendatário os clientes (que não são proprietários) estão associados ao proprietário da microrrede através de contratos de arrendamento, podendo a microrrede atender ou não o seu proprietário. Um exemplo deste modelo poderia estar num shopping, onde este seria o proprietário da microrrede que fornece serviços para outras entidades que alugam seu espaço.

No modelo proprietário/comerciante uma microrrede atende o seu proprietário e outros clientes, os quais estão associados através da própria microrrede. Este modelo pode resultar da seleção de um projeto que depois procura usuários vizinhos para integrá-los à microrrede. O objetivo desta integração é a melhora econômica do projeto, por exemplo, através da geração de um novo perfil de carga e/ou melhor taxa de utilização dos ativos de geração.

Como exemplo deste modelo podemos destacar a microrrede do Parque de Negócios Eastman (grande complexo industrial) em Rochester em Nova Iorque, construído pela fábrica Kodak e que atende a diversas empresas que fazem parte do parque (NYSERDA, 2014).

O modelo fornecedor independente permitiria que uma organização, com expertise e recursos necessários, possa construir e operar uma microrrede em usuários que não a possuem. Este modelo pode permitir ao projeto de microrrede se beneficiar de incentivos governamentais que, de outra forma, não estariam disponíveis se um dos usuários servisse como proprietário da microrrede, Por exemplo, quando um município quer construir uma microrrede, este pode utilizar um terceiro para possuir e operar a infraestrutura, permitindo a utilização de incentivos federais disponíveis para entidades privadas mas não para o município.

Outra das prováveis abordagens no setor que poderiam produzir resultados mutuamente benéficos tanto para acionistas das distribuidoras, clientes e usuários da microrrede, considera o chamado modelo *Win-Win* (MICROGRID INSTITUTE, 2013). Onde, por exemplo, com o desacoplamento das tarifas a fim de obter outras receitas, distribuidoras poderiam oferecer serviços particulares às microrredes, alguns dos quais poderiam ser: energia de reserva, previsão, balanceamento, despacho, medição e faturamento aos seus usuários.

Assumindo que microrredes poderiam ser integradas às distribuidoras, estas poderiam se beneficiar através da receita conseguida pelos serviços oferecidos às microrredes, enquanto que os proprietários ou clientes da microrrede pela obtenção de serviços padronizados a custos mínimos; situação que poderia ser difícil através do desenvolvimento da própria competência ou pela terceirização.

Alguns dos outros benefícios que este modelo poderia trazer são: contratos de longo prazo por parte das distribuidoras; distribuição das economias entre distribuidoras e microrredes; negociação de taxas; possibilidade da distribuidora investir como parceiro; possibilidade de desenvolver arranjos "compra tudo, vende tudo" (BA/SA) com a distribuidora, onde toda a energia demandada pela microrrede é adquirida da distribuidora e todos os serviços de energia produzidos pela microrrede são vendidos à distribuidora. Além deste modelo, destacam-se também outros dois apresentados em (MICROGRID INSTITUTE, 2013), sendo estes: distrito energético e capital privado DBOOT.

O distrito energético compreende organizações com um ou vários consumidores, enquadrados em leis de auto geração e GD, que utilizam serviços de aquecimento ou resfriamento. Através de Contratos de Serviços de Energia (ESA), o cliente poderia escolher ser o único participante ou adicionar outros a fim de conseguir a otimização da microrrede, no que se refere à utilização, economia, operação, etc.

Vale destacar que estas organizações seriam equivalentes às microrredes multiusuários, mencionadas anteriormente, porém envolvendo, também, o fornecimento de energia térmica. Atualmente, este modelo já existe em países frios como EUA, Canadá e na Europa, principalmente que requerem sistemas de aquecimento com as companhias de gás. O que este modelo propõe é acrescentar a estas microrredes o fornecimento de energia elétrica.

No modelo de capital privado DBOOT, uma companhia de capital privado, projeta, constrói, possui, opera e, posteriormente, transfere (siglas em inglês DBOOT) uma microrrede para o(s) cliente(s). Este modelo, similar ao modelo fornecedor independente, permite que usuários e outros participantes possam obter créditos fiscais, reduzindo assim, custos de investimento e exposição a projetos arriscados.

Também neste modelo, usuários da microrrede, prévia estipulação através de um ESA e por um tempo determinado, devem pagar pelos serviços fornecidos pela microrrede, onde as taxas não deveriam ser maiores que as mesmas que os usuários pagariam sem a microrrede. Posteriormente, após a recuperação do capital por parte do investidor, a propriedade da microrrede, em sua totalidade, seria transferida para o usuário.

Além destes modelos de negócio, existem outros que estão começando a ser sugeridos no setor e que são brevemente explicados a seguir (Borghese, Cunic & Barton, 2017; GTM, 2017; NAVIGANT, 2016a; POWERMAG, 2016):

- DBOOM; uma entidade (companhia privada ou distribuidora) lida com questões associadas ao Desenho, Construção, Operação, Propriedade e Manutenção da microrrede (DBOOM). A Siemens é a primeira empresa do setor privado que está começando a oferecer este tipo de modelo, que é um modelo mais abrangente. As capacidades da empresa combinam o financiamento, consultoria, tecnologia avançada, ativos de geração, operação e manutenção e um sistema de controle e supervisão apropriado à microrrede.
- DBOOME; similar ao modelo DBOOM. A distribuidora poderia Desenhar, Construir, Possuir, Operar, Manter e Energizar (DBOOME) a microrrede para seus clientes. A PowerStream, a segunda maior concessionária municipal em Ontário (Canadá), está desenvolvendo um projeto piloto que envolve vinte residências, onde cada uma é equipada com um sistema fotovoltaico de 5 kW e uma bateria de Ion Lítio de 6,8 kW/12 kWh, com custo de manutenção zero e um custo inicial para cobrir parcialmente a instalação, seguido de uma taxa de serviço mensal nominal por cinco anos do programa.
- Serve one Customer and many (SoCm); este modelo deriva da natureza dupla da maioria das microrredes: como um serviço independente local e como um recurso vinculado à rede. Neste modelo a distribuidora implanta uma microrrede com apoio parcial de um cliente que demanda dos serviços de esta (por exemplo, resiliência), porém, quando da não utilização da microrrede por parte do cliente, a distribuidora poderia utilizar estes ativos para fornecer serviços à rede. O cliente paga pelo uso esperado da instalação e a distribuidora solicita a retribuição econômica à comissão de serviços públicos pelos serviços prestados à rede. Destacam os projetos da concessionária de serviços públicos de Arizona uma na estação militar do corpo da marinha Yuma e o outro no centro de dados Aligned em Phoenix.
- Microrrede com um Serviço (MaaS); similar ao DBOOT. Uma companhia privada (ou a distribuidora) oferece aos clientes acesso aos serviços da microrrede através de um modelo PPA similar ao da indústria solar para vender a microrrede como um serviço. Destaca o exemplo da Schneider Electric que

fornecerá uma microrrede para o instituto correcional de Montgomery em Maryland. Neste modelo a Duke Energy será a proprietária e operará a microrrede por 25 anos e o instituto correcional pagará pela energia e pela segurança energética do local para instalações críticas em caso de falta de energia. A Schneider Electric estabeleceu a conexão entre o cliente com o investidor e forneceu a metade dos equipamentos que a Duke comprará para construir a instalação. Este modelo evita o risco dos clientes na compra de uma tecnologia emergente. Similar a este modelo, porém, colocando o risco nos clientes, destaca o modelo Propriedade-Cliente.

- Provedor de serviço; alguém que consegue os vendedores, a firma de engenharia / de procura / construtora, financiadores e todos os outros equipamentos e depois vende o serviço. A Hitachi Social Innovation Business nos EUA é um desses prestadores de serviços, especialmente para clientes de campus.

A introdução de avanços tecnológicos como as REDs, microrredes e redes inteligentes deverão trazer diversos desafios ao modelo de negócios tradicional das empresas do setor, o qual deve ser modificado, onde novas estruturas regulatórias e industriais deverão ser elaboradas, criando novos ecossistemas no setor (Asmus, 2010). Nesse sentido, conforme destacado em (Fox-Penner, 2014; Lehr, 2013), são visualizados dois novos modelos a respeito do futuro das distribuidoras, os quais são brevemente descritos a seguir:

a) *Integrador Inteligente* (*SI*); modelo no qual a distribuidora é responsável pela operação e manutenção da rede, porém, sem a possibilidade de possuir ativos de geração nem comercializar energia. Através das diversas fontes localizadas na rede, este deve fornecer energia elétrica com elevado grau de confiabilidade, a preços estabelecidos por mecanismos de mercado e aprovados por órgãos reguladores.

   A rede deve possuir uma arquitetura aberta, física e eletricamente desenhada para permitir o fluxo bidirecional e conexão dos REDs, o integrador terá que garantir a conexão de cada gerador existente no seu sistema, mantendo o equilíbrio com a demanda dos seus clientes.

   Os clientes poderão escolher seus próprios fornecedores de energia, bem como a eficiência dos serviços contratados e, dependendo dos preços da energia,

poderão mudar seu perfil de uso ou trocar energia com a rede, quando possuam geração própria.

O principal negócio do integrador será o fornecimento e gerenciamento de plataformas TIC, necessárias na comercialização de energia entre seus clientes. A pouca comercialização de energia não prejudicaria seu lucro, pois, deverão recompensados pela manutenção e operação apropriada do sistema.

Contudo, caso seu lucro diminua por uma menor comercialização de energia, este poderia solicitar ao órgão regulador a inclusão de algumas taxas por outros serviços (por exemplo, taxas de conexão). Em (Fox-Penner, 2014) são ressaltadas algumas questões que ainda devem ser discutidas a respeito de estes integradores:

- Redução do poder de mercado local que algumas firmas poderiam ter quando da pouca existência de concorrência.
- Precificação dos benefícios conseguidos através da inclusão da GD, microrredes e programas de resposta à demanda.
- Precificação da necessidade de utilização da rede, como suporte "imprevisível" aos clientes com geração própria. Consumidores que confiam seu fornecimento total à rede não podem subsidiar consumidores que utilizem esporadicamente a rede e vice-versa.
- Questões a respeito de como este modelo conseguirá melhorar a relação entre distribuidoras e clientes, nesse sentido, destacam-se duas tendências: Business To Consumer (B2C) e Business To Business (B2B).

  B2C, plataforma de transação comercial entre integradores e consumidores que requer de uma rede muito mais extensa a fim de resolver os problemas dos consumidores.

  B2B, plataforma de comércio entre os integradores e outras empresas, cujas necessidades serão diferentes aos anteriores, uma vez que as empresas podem ser fornecedoras ou instaladoras de sistemas de energia.

  Um exemplo desta nova entidade poderia ser a Plataforma do Sistema de Distribuição (DSP) no marco do programa Reforma da Visão de Energia (REV) iniciada no estado de Nova Iorque nos EUA. O REV em Nova

Iorque, através de uma reforma profunda do seu mercado_elétrico, busca incentivar nos usuários a instalação de REDs e microrredes, facilitando que estes possam comprar e vender sua energia.

Nesse sentido, a distribuidora tornar-se-á uma nova entidade, a DSP, que atuará como uma plataforma de comercialização, garantindo a utilização e a combinação mais eficiente e econômica de energia de varejo. Neste novo modelo a distribuidora não mais depende da venda de energia para geração de receita, mas é paga pelo seus serviços no gerenciamento da plataforma (EEM, 2015; Kramer, 2015).

b) *Prestador de Serviços Energéticos* (*ESU*), modelo no qual a distribuidora deve operar a rede a fim de fornecer serviços energéticos (aquecimento, resfriamento, etc.) aos seus clientes. A diferença do integrador, o prestador pode possuir ativos de geração, mas também é requerido que compre ou transmita energia de outros geradores conectados. A Figura 21 mostra a relação entre o prestador e seu cliente.

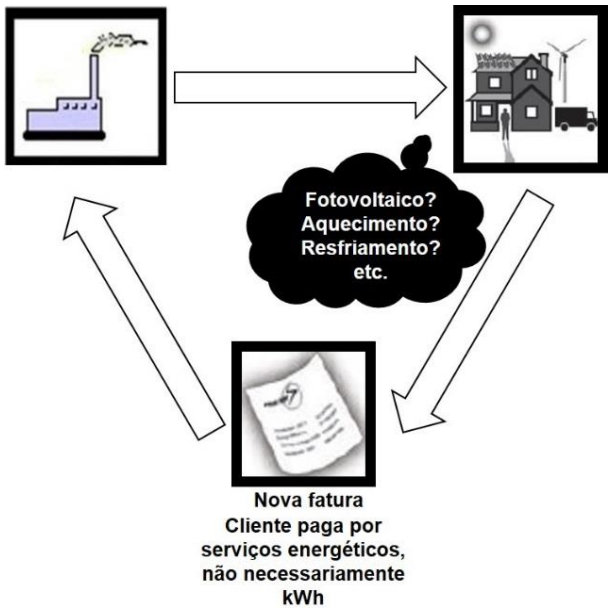

Figura 21. Prestador de serviços energéticos e relação com o seu cliente. Fonte (Fox-Penner, 2014).

O prestador possui quase os mesmos objetivos que o integrador, no sentido de planejar, expandir e operar a rede de maneira confiável, permitindo a integração da GD, microrredes e sistemas energéticos comunitários. Além disso, também devem operar as mesmas plataformas de informação, controle e definição de

preços que o integrador, fornecendo preços sob uma forma aprovada pelos reguladores.

Uma vez que o prestador possui geração própria ou contratos de fornecimento, existem dois aspectos principais nos quais o prestador diferencia-se do integrador: em primeiro lugar, o prestador não necessariamente terá incentivos para cooperar com sistemas de geração local, pois são concorrentes e em segundo lugar, o prestador terá pouco incentivo a reduzir o consumo de seus clientes.

Destaca-se que o prestador deverá fornecer, não necessariamente, energia elétrica (US$/kWh), mas serviços energéticos como aquecimento, resfriamento, iluminação, etc., consequentemente, os preços dos serviços comercializados poderiam estar em unidades monetárias pelas unidades energéticas respectivas.

Por exemplo, US$/BTU para energia térmica, US$/lúmen para iluminação e assim por diante, por tanto, um dos grandes problemas na implementação deste modelo estaria na impossibilidade de medição de algumas unidades energéticas de maneira prática e econômica.

Avanços tecnológicos no processamento de dados, redes de comunicação e automação dos sistemas de potência, devem permitir a realização de abordagens mais sofisticadas no setor, sendo agrupados em novos modelos operacionais e de mercado, os quais são referidos como tecnologias de redes inteligentes e Energia Transactiva (Transactive Energy – TE) (MICROGRID INSTITUTE, 2013).

As redes inteligentes, junto com a análise de dados, permitiriam a otimização do sistema de distribuição em tempo real, bem como seu planejamento, ajudando nas decisões de investimento. Além disso estas permitiriam que tecnologias modernas como as microrredes, sejam gerenciados pela distribuidora de maneira mais granular e dinâmica, permitindo o desenvolvimento de um novo modelo de mercado, onde o consumo de energia no varejo e decisões de fornecimento sejam incentivadas pela competitividade de preços.

A TE, é um conceito novo associado a noções como a Internet das Coisas (IoT) e a Enernet das Coisas (EoT). A IoT é uma rede de objetos físicos com tecnologia embarcada,

sensores e conexão com rede capaz de coletar e transmitir dados, ou seja, é o modo como os objetos se conectam e se comunicam entre si e com o usuário, através de sensores inteligentes e softwares que transmitem dados para uma rede, incorporada às microrredes, é considerada como uma tecnologia de gerenciamento da demanda com foco no cliente final.

Segundo Brian Lakamp, CEO da Totem, a EoT seria uma rede de energia dinâmica, distribuída, redundante e multi participativa construída em torno de uma geração limpa, armazenamento e distribuição, base para o desenvolvimento das cidades inteligentes, ou seja, é uma rede de energia (batizada de "enernet" em alusão à internet pois funcionaria nos mesmos moldes), onde a eletricidade poderá ser distribuída de forma gratuita; uma rede voltada a estabelecer uma comunicação bidirecional entre consumidores e distribuidoras.

A TE é um conceito que se refere à utilização de técnicas econômicas e de controle para gerenciar o fluxo ou troca de energia no sistema elétrico existente, permitindo o equilíbrio dinâmico da oferta e demanda, utilizando valores econômicos e baseados no mercado de energia (CPUC, 2014b). Esta possui a visão de uma rede inteligente onde, levando em consideração as restrições da rede, cada dispositivo pode utilizar sinais econômicos para otimizar a alocação dos recursos.

A TE poderia ser aplicada numa área localizada, como uma microrrede ou em todo o sistema, sendo sua ideia principal a integração dos mercados de atacado, de varejo e os sinais de mercado, em uma única plataforma pela utilização de transações a futuro e a vista. Esta representa uma interrupção no modelo tradicional de negócios das empresas do setor e o ingresso de novas firmas apoiadas em novas tecnologias.

Os modelos de negócio para microrredes aqui apresentados representam um novo paradigma de utilização que vão desde o modelo de único usuário aos modelos híbridos ou multiusuários que, embora conceitualmente possam funcionar, existem, ainda, questões técnicas, regulatórias e econômicas que devem ser superadas.

A discussão destes modelos apresenta uma diversidade de possibilidades; no entanto, não existe modelo específico que deva impulsionar o desenvolvimento das microrredes, uma vez que estas dependem das características das fontes locais e as necessidades que

os diferentes usuários possam ter, por tanto, é necessária, ainda, uma aprendizagem significativa.

No curto prazo a participação das microrredes no mercado se dará através do apoio a alguns dos modelos de negócio existentes. No longo prazo o desenvolvimento tecnológico, e o suporte regulatório e financeiro poderiam viabilizar o desenvolvimento de outros modelos mais robustos e complexos.

A Figura 22, mostra o potencial de crescimento e complexidade de implantação dos diversos modelos de negócio. O modelo com menor complexidade para seu desenvolvimento seria o único usuário; o modelo da distribuidora seria complexo devido aos limites da regulação, já os modelos multiusuário, DBOOT, APM – Prosumidor, MaaS, etc. apesar de possuir um elevado potencial de crescimento, porém, possuem um maior grau de complexidade para seu desenvolvimento.

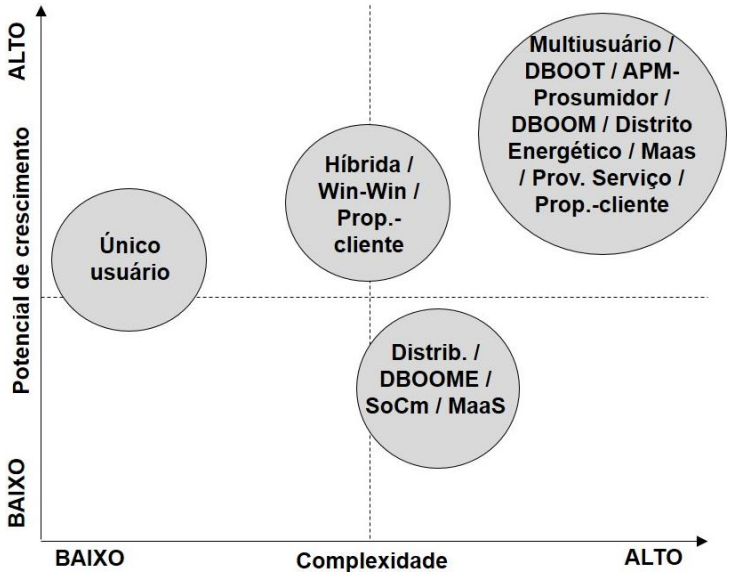

Figura 22. Modelos de negócio em microrredes, crescimento potencial e complexidade de implantação. Fonte (Elaboração própria).

5. Proposta de implantação de microrredes no Brasil

5.1. Características do setor elétrico no Brasil

O SEB é um sistema hidrotérmico de grande porte caracterizado pela ampla participação das fontes renováveis, principalmente, hídrica e conformado por diversos agentes públicos, privados e mistos, sendo regulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Em 2015 o consumo e geração totais foram de 465,2 TWh e 581,5 TWh, respectivamente; onde a geração hídrica foi de 359,7 TWh (queda de 9,1% com sobre o valor produzido em 2014) e dos derivados de petróleo de 25,4 TWh (retração de 18,6% com respeito a 2014) (EPE, 2016a).

São quatro os segmentos que constituem o SEB, sendo: geração, transmissão, distribuição e comercialização. A geração, com 148,1 GW de capacidade instalada em 2016 (capacidade hídrica de 64,7%) (ANEEL, 2016) está classificada em (ABRADEE, 2015): concessionários de serviço público, produtores independentes e autoprodutores.

Problemas relacionados ao esgotamento dos potenciais economicamente mais vantajosos, grandes distâncias do potencial remanescente aos centros de consumo e menor possibilidade de construção de grandes reservatórios (utilização de usinas a fio de água), tem colocado uma série de desafios no segmento de geração, indicando uma provável tendência à redução na participação da hidroeletricidade no país.

O incremento de usinas a fio de água deve reduzir a capacidade de reserva estratégica do sistema, demandando uma maior flexibilidade operativa dos reservatórios existentes, além de uma maior capacidade instalada de usinas de reserva, por exemplo, térmicas flexíveis, especialmente nos períodos de hidrologia desfavorável (Da Silva, De Castro & Ramos, 2013; EPE, 2014a).

A maior parte da energia no país circula pelo Sistema Interligado Nacional (SIN), permitindo a complementaridade energética entre as diferentes fontes e regiões. Este possui uma extensão de 125.640 km; apenas 1,7% da energia requerida pelo país encontra-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados na região amazônica (EPE, 2016a; ONS, 2015). O segmento de distribuição, mais extenso e ramificado que a transmissão, está composto por 63 concessionárias (ABRADEE, 2015) que atuam, exclusivamente, em sua respectiva área de concessão, sendo este regulado pelos Procedimentos de Distribuição (PRODIST).

O mecanismo tarifário da distribuição é o serviço pelo preço, onde a ANEEL fixa uma tarifa justa ao consumidor, que assegure uma receita e que garanta o equilíbrio econômico financeiro da distribuidora, sendo os mecanismos: Reajuste Tarifário Anual (RTA) e Revisão Tarifária (ABRADEE, 2015).

O primeiro atualiza, anualmente pelo Índice Geral de Preços – Mercado (IGP-M), o poder de compra da receita da distribuidora, contemplando investimentos realizados com "*prudência*" e "*razoabilidade*", a fim de garantir o fornecimento eficiente de energia. O segundo analisa, após um período previamente definido no contrato de concessão (geralmente de quatro anos), o equilíbrio econômico financeiro da distribuidora, garantindo uma tarifa justa ao consumidor e investidor, dividindo "ganhos" e/ou "perdas" de produtividade (Carneiro, 2009; De Castro, 2011).

A estrutura tarifária do segmento está dividida em dois grupos: Grupo A (alta tensão e tarifação binômia) e Grupo B (baixa tensão e tarifação monômia). Os consumidores são divididos em: (***i***) cativo, só compra energia da distribuidora local, (***ii***) livre, demanda mínima de 3.000 kW, pode comprar energia do mercado livre e (***iii***) especial, demanda entre 500 kW e 3.000 kW, pode comprar energia no mercado livre, somente de fonte incentivada (solar, eólica, PCHs ou biomassa) e com direito a desconto nas tarifas pelo uso do sistema de distribuição (TUSD) e transmissão (TUST) de até 80%.

A tarifa de energia (preço cobrado por unidade de energia) é um agregado complexo de custos que envolvem custos com geração, transmissão & distribuição, perdas de energia (técnicas e não técnicas), impostos tributos, encargos, entre outros (agrupados em: energia, transmissão, distribuição, encargos e tributos) (ABRADEE, 2015). Conforme destacado, dentre estes custos estão também incluídos os custos por perdas técnicas e não técnicas; as perdas não técnicas correspondem a 8,7% da energia produzida no país, a ANEEL utiliza métodos regulatórios que determinam o nível máximo destas perdas que as distribuidoras podem repassar às tarifas, áreas com maior complexidade social podem ter maior repasse (Di Santo, et. al., 2015).

A comercialização de energia é realizada em dois ambientes: Contratação Regulada (ACR) e Contratação Livre (ACL). No ACR, esta é realizada através de leilões regulados pela ANEEL e promovidos pela Câmera de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Distribuidoras com demanda superior a 500 GWh/ano são obrigadas a participar, devendo garantir atendimento à totalidade do seu mercado cativo, quando menor a este limite,

podem adquirir energia do seu último agente supridor, com tarifa regulada ou mediante processo de licitação pública promovido por estas (Da Silva, De Castro & Ramos, 2013; De Castro, 2011). No ACL, a comercialização é feita através de contratos bilaterais livremente negociados, onde consumidores livres e/ou especiais podem selecionar seu fornecedor de energia, sendo, praticamente, voltado para empresas com maior volume de consumo.

Devido ao fato da operação do SIN ser centralizada, o despacho da geração, que procura o menor custo total sem considerar os montantes contratados por cada usina, pode gerar diferenças entre o montante contratado e o verificado; estas são resolvidas no chamado Mercado de Curto Prazo (MCP), na CCEE, através do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), que valora a energia comercializada.

Para calcular o PLD são utilizados modelos matemáticos, os mesmos utilizados pelo ONS no despacho otimizado, os quais procuram encontrar a solução ótima, em termos de economia esperada de combustível, entre os benefícios da utilização da água hoje ou seu armazenamento para uso futuro (Tolmasquim, 2012).

A utilização destes modelos matemáticos, faz com que o PLD não seja um preço resultante das forças econômicas da oferta e demanda por energia, não sendo, portanto, um parâmetro útil na comercialização de energia elétrica. Por exemplo, não leva em conta a reação da demanda, além de ser um valor no mínimo semanal (Da Silva, De Castro & Ramos, 2013; De Castro & Da Silva, 2016).

Além disso, o PLD é fortemente influenciado pelas condições hidrológicas. Em condições desfavoráveis o PLD é elevado, caso contrário é baixo, por exemplo, em 2014, ano de uma grave crise hídrica no país o valor do PLD chegou a ultrapassar os R$ 800/MWh, tornando o MCP um ambiente com elevado grau de incerteza (CCEE, 2015).

Desde sua implantação em 2004, o atual modelo do setor destaca, principalmente, o incentivo ao crescimento do parque gerador, pois, por exemplo, indica-se que as distribuidoras devem contratar o 100% da sua energia requerida para o seu mercado, em contratos de longo prazo, sendo este custo repassado aos respectivos consumidores através das tarifas.

De maneira geral, este modelo considera os consumidores como simples agentes passivos, que internalizam os efeitos daquilo que é estabelecido no setor, não existindo

mecanismos que estimulem sua participação mais ativa. Entretanto, desde 2012, esta situação tem estado mudando, a introdução de alguns mecanismos deve transformar o setor, estimulando uma participação mais ativa dos consumidores. Dentre estes mecanismos destacam-se: micro e minigeração distribuída, tarifa branca e medição eletrônica.

Conceitos de micro e minigeração distribuída foram introduzidos em 2012 e, recentemente, modificados em mar/2016. Microgeração (capacidade até 75 kW) e minigeração (capacidade acima de 75 kW e menor ou igual a 5.000 kW, sendo até 3.000 kW para fonte hídrica), são sistemas de geração conectados à rede de distribuição com base em fontes renováveis (solar, eólica, biomassa, hídrica, outras), além da cogeração qualificada (eficiência maior que 75%).

Estes sistemas fazem parte de um mecanismo de compensação energética que permite que seus excedentes de energia sejam injetados à rede da distribuidora local e "*creditados*" em até 5 anos, pela mesma Unidade Consumidora (UC) ou outra da mesma titularidade localizada na mesma área de concessão que a UC original.

A tarifa branca é um mecanismo que incentiva a redução do consumo nos horários em que o sistema é mais solicitado, criando três postos tarifários: (***i***) Ponta, período de três horas consecutivas diárias definidas pela curva de carga da distribuidora (exceto sábados, domingos e feriados nacionais), (***ii***) Intermediário, uma hora imediatamente anterior e posterior ao de ponta (***iii***) Fora da ponta, horas complementares à ponta e intermediário, bem como sábados, domingos e feriados nacionais (Callai, Bernardon & Abaide, 2014).

A utilização de medidores eletrônicos ou medidores inteligentes tem seus inícios em 2012. A instalação destes medidores (junto com a tarifa branca) devem ser realizados em UCs do Grupo B (exceto a subclasse residencial baixa renda e subgrupo iluminação pública). Refere-se à utilização destes medidores como obrigatória em UCs que tenham aderido à modalidade tarifária branca, podendo, prévia observação da regulamentação técnica, também ser solicitado por outras UCs independente da sua adesão à tarifa branca.

Quando comparado aos países desenvolvidos, o consumo de energia elétrica no país encontra-se em níveis inferiores, por exemplo, em 2013 o consumo per capita no país foi

de 2.529 kWh/hab enquanto que nos EUA de 12.988 kWh/hab (WORLD BANK, 2016), indicando, de alguma forma, o nível de atraso no desenvolvimento do país.

Nesse sentido, a energia elétrica passa a ser um bem essencial, sobre tudo, se considerarmos a probabilidade de outras crises agravar a situação do setor, poderíamos pagar um elevado preço pela energia das usinas térmicas ou, no pior dos casos, enfrentar um racionamento forçado, com já tem acontecido.

Outra questão importante é a qualidade da energia na qual o país não tem bons resultados. Um importante indicador, a Duração Equivalente de Interrupção por UC (DEC) equivalente ao SAIDI, tem aumentado nos últimos anos a uma taxa constante de 1,1% a.a. para o período de 2005 a 2015 (Galo, et. al., 2014), em 2016 seu valor foi de 15,8 horas. Além disso, em (WEF, 2016), para o período de 2015 – 2016, de um grupo de 140 países, o Brasil ocupou a colocação 91 em qualidade da energia, o país obteve uma pontuação de 4,1 (excelente: 7 e ruim: 1).

Além disso, destaca-se o compromisso assumido através da celebração do Acordo de París, na COP 21 em 2015, em que o país se comprometeu a reduzir a emissão de gases de efeito estufa, em 2025 e 2030, respectivamente em 37% e 43% em relação aos níveis de 2005. Apesar do país possuir uma das matrizes mais renováveis do mundo, estas metas constituem um grande desafio. Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), será necessário expandir o uso de fontes renováveis (além da hídrica) para ao menos 23% até 2030, principalmente, pelo aumento da participação das fontes solar, eólica e biomassa; esta questão coloca maior preocupação na geração de energia com fontes renováveis.

5.2. Microrredes tradicionais no Brasil

Microrredes tradicionais, foram as primeiras microrredes implantadas décadas atrás, nos programas de eletrificação rural, principalmente, nos países em desenvolvimento. No Brasil, destacaram-se os seguintes programas: Programa de Desenvolvimento Energético nos Estados e Municípios (PRODEEM), Programa Nacional de Eletrificação Rural (Luz no Campo) e Programa de Universalização Luz para Todos (LpT).

O PRODEEM, uma das primeiras experiências na eletrificação rural, promoveu a utilização de fontes renováveis locais de forma descentralizada, chegando a instalar 5,2 MWp em sistemas fotovoltaicos em quase 9.000 sistemas (US$ 37,25 milhões). Deficiências no seu gerenciamento, conforme indicado pelo Tribunal de Contas da União

(TCU) impediram seu maior desenvolvimento, porém, foi útil como fonte de aprendizado (Galdino & Lima, 2002).

O programa Luz no Campo, considerou a extensão da rede e utilização da GD com fontes alternativas ou não, beneficiando, cerca de 570 mil famílias, desde sua criação até jan/2004. Da mesma forma que o PRODEEM, teve algumas deficiências, que impediram seu maior desenvolvimento.

O LpT, lançado após mudanças na universalização dos serviços de energia elétrica, contemplava a extensão de redes de distribuição ou utilização da GD com ou sem redes de distribuição associadas, promovendo a utilização de: PCHs, sistemas fotovoltaicos, eólicos, sistemas híbridos, entre outros; sendo as mini usinas fotovoltaicas a tecnologia mais utilizada (MME/LpT, 2011; MME/LpT, 2009). Até mar/2014 atendeu 15 milhões de pessoas. A fim de atender, principalmente, as famílias das regiões Norte e Nordeste do país, este programa foi prorrogado até dez/2018 (PORTAL BRASIL, 2015).

O LpT regulamentou a utilização de: Sistemas Individuais de Geração de energia elétrica com fontes alternativas – SIGFI (sistemas de geração, com fonte intermitente, atendendo uma única UC) e Microssistemas Isolados de Geração e Distribuição de energia elétrica – MIGDI (micro sistemas isolados de geração com rede de distribuição) (ELETROBRAS, 2015).

Microrredes tradicionais (ou minirredes de distribuição) foram definidas como (ELETROBRAS, 2015): *redes de distribuição de energia elétrica que podem operar isoladas do sistema de distribuição, atendidas diretamente por unidades de GD, partilhando a geração entre um pequeno grupo de UCs, geograficamente próximas umas das outras e de propriedade das distribuidoras*.

Estas microrredes podem fornecer energia em CA ou, quando autorizado pelo consumidor para SIGFI, em CA/CC, garantindo minimamente 48 horas de disponibilidade energética, seu consumo é medido através de medidores convencionais (ELETROBRAS, 2015). MIGDI, deve possuir um Sistema de Coleta de Dados Operacionais (SCD) e, para sistemas híbridos (geração a óleo e potência nominal maior que 1 MW), contar com medição de consumo de combustível.

MIGDIs também devem utilizar sistemas de controle que garantam o fornecimento da demanda do consumidor (potência e consumo), podendo utilizar dispositivos de

controle de cargas não prioritárias (ELETROBRAS, 2015). Estima-se que investimentos neste mercado cresçam a uma taxa de 17% a.a. até 2020 no país, aumentando de US$ 149 milhões em 2012 para US$ 518 milhões em 2020, conforme mostrado na Figura 23.

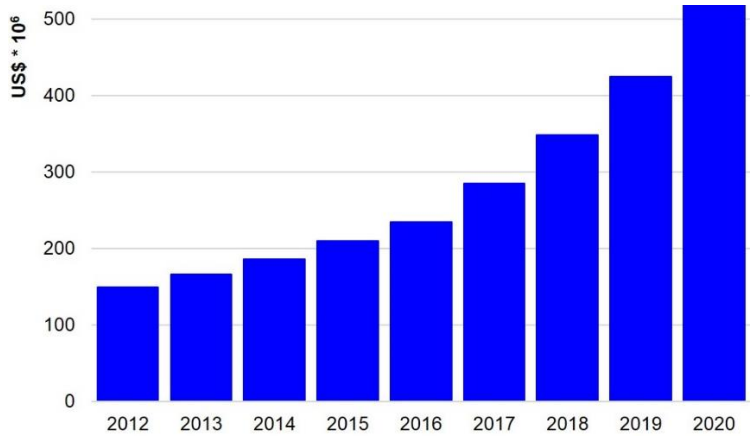

Figura 23. Investimentos no mercado de microrredes tradicionais no Brasil. Fonte (ZPRYME, 2012).

5.3. Estratégias para implantação de microrredes no Brasil

Devido à ampla dependência da hidroeletricidade no país, a redução da capacidade de regularização do sistema e o aumento da demanda sem a construção de hidrelétricas com reservatórios na mesma proporção, tornam o país mais dependente do regime de chuvas, acrescentando os problemas da segurança energética e maiores custos de energia, caso o acontecimento de eventos climáticos atípicos, como os já ocorridos recentemente.

Consequentemente, a fim de complementar este aumento na demanda (de maneira sustentável e com menor impacto ambiental), podendo melhorar a qualidade e confiabilidade da energia, diminuindo a dependência do sistema centralizado, promovendo a diversificação da matriz elétrica e poder cumprir com as metas da COP 21, microrredes aparecem como uma opção a ser considerada.

Microrredes no país, atualmente, encontram-se em fase incipiente; destacam o Laboratório de Microrredes Inteligentes da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) e a microrrede do Parque Sapiens (SC). O laboratório da UFSC foi implantada para fins de pesquisa, procurando criar ferramentas que viabilizem, principalmente, o conceito de redes inteligentes, modelos de negócio a ser oferecidos no ACL e comercialização de energia elétrica (Maryama, et. al., 2015; Silveira, et. al., 2015; Tractebel, 2016).

Este laboratório está conformado GD fotovoltaica (20 kWp), eólica (11 kW), simulador de microturbina a gás (30 kVA), além de um banco de baterias (10 kWh), gerando energia em CA/CC e cujo custo total foi de R$ 2,3 milhões, financiados pela Tractebel Energia (Silveira, et. al., 2015; Tractebel, 2016).

A microrrede do Parque Sapiens, inaugurada em 17/fev/2016, foi implantada dentro do projeto Implantação de Redes Distritais de GD da UFSC, em parceria com a CELESC e outras instituições. Este projeto tem como objetivo a instalação de redes distritais de GD (Quinteiro, et. al., 2013) e está constituída por GD fotovoltaica, eólica, geração diesel e banco de baterias. No Apêndice C são mostradas algumas microrredes tradicionais e microrredes implantadas no Brasil e no mundo.

5.3.1. Desafios técnicos

O conceito atual de microrredes envolve um sentido funcional mais amplo, com sua integração ao sistema elétrico. Conforme destacado, sistemas com todas suas características funcionais, são quase inexistentes fora dos laboratórios ao redor do mundo e, dado seu nível de desenvolvimento, também no Brasil. Microrredes, apresentam diversas questões técnicas que devem ser superadas, as quais, devido ao seu nível de desenvolvimento, são mais notórias no país.

Por exemplo, em questões de proteção, o sistema convencional utilizado em redes de distribuição não é apropriada para microrredes. A proteção convencional das redes de distribuição é baseada em alguns princípios como, por exemplo, fluxo de potência unidirecional e alta relação corrente de falta / corrente de carga. A introdução de microrredes nas redes de distribuição convencional deve impactar diretamente no seu desempenho, pois torna a rede de distribuição ativa (fluxo bidirecional de potência) e altera os valores da corrente de curto circuito, dependendo das fontes em operação (Rodrigues & De Conti, 2016).

A tecnologia mais utilizada nas microrredes ao redor do mundo é a fotovoltaica, ao que tudo indica, deve constituir uma tendência mundial. Estudos da EPE, apontam que o potencial de geração fotovoltaico frente ao consumo residencial no país em 2013 foi de 1,4 a quase 4 vezes o consumo do setor, considerando todo o país este potencial é 2,3 vezes maior que o consumo (EPE, 2014b).

Consequentemente, este fato nos indica que o atual aproveitamento da energia fotovoltaica no Brasil, encontra-se aquém do seu potencial e que, existiria uma significativa quantidade de excedentes de energia elétrica, que poderiam ser melhor aproveitados, quando da implantação conjunta com baterias, formando as microrredes.

Nesse sentido, cobra importância a legislação que regula à micro e minigeração distribuída, pois, pode ser considerada como ponto de partida à implantação de microrredes. Entretanto, distribuidoras, através de exigências técnicas e demora no atendimento (por exemplo, o caso da distribuidora Coelba que demorou mais de 600 dias do prazo total para conexão em 2013/14), segundo informado pela ANEEL, têm dificultado o desenvolvimento da micro e minigeração, fato que poderia afetar a implantação de microrredes.

Uma das questões técnicas nesta legislação associada à microrrede, está na proibição da micro e minigeração distribuída operar conectada à rede perante qualquer problema; por questões de segurança, estas devem se desconectar automaticamente da rede (sistema antilhamento). Defensores da microrrede indicam que é, justamente, neste momento que estas conseguiriam proporcionar maiores benefícios aos consumidores, proprietários e sociedade.

Quando da alteração para o modo ilhado da microrrede, o ajuste dos relés deve levar em consideração a drástica redução da corrente de falta, que acontece pela ausência da contribuição dos grandes geradores síncronos do sistema e à utilização da interface da eletrônica de potência da microrrede. Neste modo de operação, o sistema de proteção da microrrede deve possuir seletividade e coordenação para qualquer tipo de falta dentro da microrrede, evitando assim o desligamento de todas as fontes de GD (Rodrigues & De Conti, 2016).

Outra questão está relacionada à qualidade da energia. A intermitência na geração das fontes renováveis, principalmente, fotovoltaica e eólica, tornam mais complicado o controle da tensão nas redes de distribuição, uma vez que variam rapidamente, podendo inverter o fluxo, demandando reguladores mais sofisticados.

Reguladores automáticos de tensão, já estão começando a ser disponibilizados no mercado, porém, sua aplicação requer capacitação e ferramentas de análise ainda não

correntemente presentes nas distribuidoras, denotando a existência de falta de capacitação do pessoal do setor (Falcão, 2013).

Além disso, a maior penetração da GD renovável intermitente, poderia originar diversos problemas na rede, duas questões devem ser consideradas: impactos no alimentador (ocasionando estresse elétrico em determinados dispositivos) e impactos na rede (podendo ocasionar desequilíbrio entre a oferta e demanda). Estes impactos podem ser reduzidos através da utilização de tecnologias fósseis e/ou sistemas de armazenamento. Contudo, devem ser analisados um provável aumento nas emissões ou nos custos da microrrede (Etxeberria, et. al., 2012; KEMA, 2014; Medina, et. al., 2014).

Também, a fim de obter os melhores benefícios nas microrredes, é necessário realizar uma análise de custos, diferenças tecnológicas, capacidades dos REDs, além de um mapeamento dos melhores pontos da rede a fim de inserir estes sistemas (EPE, 2014b). Esta última questão, ainda desconhecida, permitiria a criação de melhores condições para a instalação de microrredes, melhorando a confiabilidade e qualidade da energia da rede e ajudando ao gestor na tomada de decisões, uma vez que poderiam, por exemplo, ser definidos contratos (com incentivos ou penalidades) entre distribuidora e proprietários (Moraes, 2010).

Conforme observado em diversos países no mundo, microrredes utilizam sistemas de armazenamento, para o caso brasileiro, não existe regulamentação prevendo este tipo de operação para a micro e minigeração distribuída. Entretanto, a este respeito, destaca-se o P&D da ANEEL voltado para o estudo de sistemas de armazenamento no país (P&D N^{o} 21/2016: Arranjos técnicos e comerciais para a inserção de sistemas de armazenamento de energia no setor elétrico brasileiro), lançado recentemente (mar/2016) e que pode beneficiar às microrredes. Espera-se que os projetos selecionados sejam finalizados na primeira metade de 2021.

A publicação de algumas normas referentes a sistemas fotovoltaicos e medidores eletrônicos, conforme mostrado nas Tabela 7 e Tabela 8, podem beneficiar este setor, uma vez que podem vir a incentivar à micro e minigeração distribuída o que, por sua vez, pode vir a incentivar a implantação de microrredes.

Tabela 7. Normas para sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Fonte (ABNT, 2016).

Norma	Título

ABNT NBR IEC 62116:2012	Procedimento de ensaio de antilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.
ABNT NBR 16149:2013	Sistemas Fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição.
ABNT NBR 16150:2013	Sistemas Fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição – Procedimento de ensaio de conformidade.
ABNT NBR 16274:2014	Requisitos mínimos de documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação do desempenho de sistemas fotovoltaicos conectados à rede

Tabela 8. Normas para medidores eletrônicos de energia elétrica. Fonte (ABNT, 2016; INMETRO, 2016).

Norma	Título
ABNT NBR 14519:2011	Medidores eletrônicos de energia elétrica - Especificação.
ABNT NBR 14520:2011	Medidores eletrônicos de energia elétrica - Método de ensaio.
ABNT NBR 14521:2011	Aceitação de lotes de medidores eletrônicos de energia elétrica - Procedimento.
Portaria INMETRO Nº 586/2012	Regulamento Técnico Metrológico (RTM) de software para medidor eletrônico de energia elétrica e software para sistema distribuído de medição de energia elétrica, denominado de sistema de medição de energia elétrica.
Portaria INMETRO Nº 587/2012	Regulamento Técnico Metrológico (RTM) para medidores eletrônicos de energia elétrica ativa e/ou reativa, monofásicos e polifásicos, inclusive os reacondicionados.
Portaria INMETRO Nº 602/2012	Regulamento Técnico Metrológico (RTM) que estabelece as condições mínimas a ser observadas na verificação periódica de medidores de energia elétrica ativa, baseados no princípio de indução e eletrônicos de energia ativa e/ou reativa, monofásicos e polifásicos.
Portaria INMETRO Nº 401/2013	Regulamento Técnico Metrológico (RTM) estabelecendo requisitos adicionais para medidores eletrônicos.
Portaria INMETRO Nº 520/2014	Regulamento Técnico Metrológico (RTM) estabelecendo requisitos na apreciação técnica de modelo de medidores de múltipla tarifação de medição de energia elétrica.

5.3.2. Desafios regulatórios

5.3.2.1. Segmento de distribuição de energia elétrica

O segmento de distribuição está regulado pela ANEEL através do PRODIST, que disciplina o relacionamento entre distribuidoras e demais agentes, garantindo a segurança, eficiência, qualidade e confiabilidade do sistema, além de especificar os requisitos técnicos da micro e minigeração distribuída, porém, sem considerar as microrredes.

Contudo, o PRODIST menciona algumas questões que, futuramente, poderiam formar uma base para este conceito:

- Estabelecimento de operação ilhada, prévia avaliação técnica envolvendo as UC atendíveis, de parte do sistema de distribuição para centrais geradoras com potência acima de 300 kW, sendo necessária a realização de estudos que avaliem a qualidade da energia.

  Esta questão, basicamente, refere-se quando da existência de locais apropriados para esta operação como, por exemplo, nos caso apresentados em (Barra, et. al., 2013; Lessa & Nery, 2012; Londero, Affonso & Nunes, 2012; Nogueira, 2013), onde, dada a existência de PCHs e a fim de atender áreas rurais, microrredes poderiam ser formadas. Nesse sentido, o PRODIST define esta microrrede como uma rede de distribuição de energia elétrica que pode operar isolada do sistema de distribuição e atendida diretamente por uma unidade de GD. Segundo esta definição, a microrrede se daria pela operação ilhada de uma central geradora a qual fornece energia a uma porção eletricamente isolada do sistema de distribuição.

  Contudo, esta incipiente definição não contempla as características apresentadas neste trabalho como: capacidade de ilhamento e reconexão, gerenciamento da energia (pelo lado da oferta e demanda), comercialização de energia e outros serviços.
- Definição de agrupamento de centrais de GD como um conjunto de GD situado na mesma área e conectadas à mesma distribuidora, despachadas através de um Centro de Despacho de GD (CDGD). Nesse sentido, este centro de despacho pode ser considerada como um CGMR da microrrede.
- Centrais geradoras conectadas à rede de distribuição podem contratar, livremente, à concessionária local para realizar atividades de O&M nas suas instalações de conexão. Este ponto poderia ser aplicado posteriormente às microrredes, onde a concessionária, como entidade com expertise, possa implementar outro modelo de negócio, por exemplo, fornecendo esses serviços às microrredes.

O ambiente regulatório no Brasil deve ser adaptado a fim de incluir microrredes no sistema elétrico, nesse sentido, uma das questões a resolver refere-se às regras de conexão, as atuais não são apropriadas para microrredes (CPUC, 2014a). Na maioria das

distribuidoras, incluindo as brasileiras, regras de conexão reconhecem somente três tipos de geradores conectados à rede, para o caso brasileiro são (agente de energia com instalações conectadas ao sistema elétrico de distribuição): produtor independente, autoprodutor e micro – minigerador.

O produtor independente comercializa parte ou toda sua energia produzida. O autoprodutor produz energia para uso próprio, podendo comercializar seus excedentes, prévia autorização da ANEEL. O micro – minigerador somente troca energia com a rede elétrica através do mecanismo de compensação energética.

Da análise dos tipos de geradores mencionados acima, conclui-se que o conceito de microrredes, conforme apresentado anteriormente, não se insere em nenhuma das classificações existentes no marco regulatório atual. Consequentemente, a fim de inserir as microrredes, será necessária a criação de regras que envolvam outros tipos de conexão, as quais consideram características como: conexão/desconexão da rede, alternância entre produtor/consumidor em curtos períodos de tempo, etc. (CPUC, 2014a; Quinteiro, et. al., 2015).

Embora as preocupações das distribuidoras, com respeito à conexão das microrredes, possam ser justificadas, uma vez que estas são responsáveis legais da segurança e apropriado desempenho da rede elétrica. Órgãos reguladores devem ser capazes de encontrar formas de atenuar estas preocupações através do desenvolvimento de procedimentos de conexão, dividindo as responsabilidades entre microrredes e distribuidoras.

Quando apropriadamente desenvolvidos, estes procedimentos poderiam estabelecer cronogramas e responsabilidades em ambas das partes, bem como as contingências se uma delas não cumprir suas obrigações. Caso sejam cumpridos os padrões definidos, por um lado, estes procedimentos forneceriam as garantias de conexão às microrredes e, por outro lado, as garantias à distribuidora de que estas não terão um impacto adverso no seu sistema ou consumidores.

Outra das questões no segmento de distribuição refere-se ao mecanismo regulatório tarifário, o qual deve garantir a receita necessária a fim da distribuidora formar o recurso financeiro destinado à recomposição dos seus investimentos, os quais devem ser realizados com "*prudência*" para a prestação do serviço.

Se bem que o conceito de "*prudência*" busca, de alguma forma, preservar os consumidores de investimentos desnecessários por parte das distribuidoras, entretanto, investimentos em, por exemplo, microrredes ou outro tipo de tecnologia moderna, além de ser tecnologias ainda não maduras, podem não ser enquadrados neste conceito, não sendo remuneradas pela tarifa (De Castro, Brandão & Zamboni, 2015). Distribuidoras poderiam ser permitidas de incorporar microrredes como um meio de expandir sua rede de distribuição. Uma maneira de fazer isto poderia ser através da permissão para possuir ativos de geração e poder realizar projetos piloto a fim de conseguir sua futura incorporação.

Distribuidoras não são incentivadas a realizar investimentos neste tipo de tecnologia, os quais poderiam melhorar a prestação de serviços e serem recompensadas, uma vez que sua receita está diretamente ligada à venda de energia. A receita da distribuidora pode aumentar pelos simples aumento no consumo dos consumidores existentes ou pelo crescimento vegetativo dos consumidores sendo, nestes casos, recompensados sem necessidade de ter investido na melhora do desempenho do sistema (Carneiro, 2009).

Além disso, ganhos em eficiência auferidos pelas distribuidoras, somente são repassados ao consumidor no final do ciclo, quando da Revisão Tarifária, existindo uma defasagem nos benefícios que o consumidor não recebe imediatamente. Consequentemente, distribuidoras são as mais beneficiadas lucrando mais quanto maior é sua venda.

Se por um lado a distribuidora pode ser remunerada sem realizar investimentos em melhoras do sistema, por outro, pode também ser punida com a redução das suas receitas quando, por exemplo, da redução no consumo do cliente ou do seu mercado, fato que teria maior impacto com a implantação da GD e microrredes.

Em alguns países como Portugal e Alemanha, a liberalização do setor permitiu a possibilidade dos consumidores de baixa tensão, inclusive, comprar energia no mercado livre. Entretanto no Brasil, esta possibilidade está restringida a consumidores com limite mínimo de demanda, como consumidores livres ou especiais.

Logo o modelo proposto pelas microrredes não poderia ser aplicado no ACR uma vez que consumidores cativos não poderiam comprar sua energia a não ser das distribuidoras. Além disso, devido ao fato da tarifa neste tipo de consumidores ser monômia (fixa), não

seria vantajoso para as microrredes, conforme destacado anteriormente, microrredes obtêm maiores vantagens de tarifas ToU.

Conforme destacado anteriormente, microrredes poderiam estar sujeitas a uma tarifa fixa de compra e venda de energia (podendo ambos coincidir) ou uma tarifa variável com o tempo (ToU) para a compra e venda de energia. Num mercado como o Brasileiro onde a maioria dos consumidores são expostos a tarifas fixas, tarifas ToU teriam melhor aceitação uma vez que seriam menos complexas de entender, além disso, estas provêm uma maior flexibilidade, favorecendo a implantação de microrredes (Ferreira, et. al., 2013; Hatziargyriou, 2014; Quinteiro, et. al., 2015).

Tradicionalmente, distribuidoras receberam o poder do monopólio de operação em certas áreas geográficas (concessão) a fim de fornecer serviços aos seus clientes. Estes territórios foram criados para, entre outras razões, reduzir os riscos financeiros da distribuidora, garantindo-lhe uma base de clientes através do qual seus investimentos possam ser recuperados e para garantir o serviço aos seus clientes.

Entretanto, estes territórios exclusivos são a principal razão pela qual microrredes poderiam ser consideradas ilegais e mesmo em lugares onde as microrredes possam ter o direito legal de operar, distribuidoras, provavelmente, devem utilizar estes territórios como uma justificativa para obstruir o seu desenvolvimento.

A questão da área de concessão é de extrema importância na implantação das microrredes, uma vez que, conforme destacado anteriormente, poderia ser suficiente para que empresas com potenciais projetos de microrredes, desistam de sua implantação, pois não poderiam atravessar fios pelas ruas a fim de atender seus clientes.

Uma maneira de resolver este problema poderia ser quando a microrrede seja autorizada a fornecer energia apenas para seus proprietários, para os integrantes de um condomínio ou para um número limitado de consumidores adjacentes (quando não há necessidade de atravessar fios pela rua a fim de atendê-los) (Grimley & Farrell, 2016).

5.3.2.2. Geração distribuída e microrredes de grande e médio porte

Considera-se GD de grande e médio porte, conforme definido em (EPE, 2014a): grande porte acima de 5.000 kW e menor ou igual a 30.000 kW e médio porte acima de 1.000 kW e menor ou igual a 5.000 kW, as quais poderiam propiciar a implantação das microrredes desse porte.

A GD de grande porte vinculada, geralmente, ao setor industrial, é definida como sendo: empreendimentos hidrelétricos (até 30.000 kW) e termelétricos (inclusive cogeração) com eficiências superiores a 75% (definição não aplicada à combustíveis como biomassa ou resíduos de processo), conectados ao sistema de distribuição do consumidor.

Estas já possuem alguns benefícios, por exemplo: comercialização da sua energia com as distribuidoras (limitada a 10% da carga destas últimas), sendo o custo repassado às tarifas dos consumidores e limitado ao maior valor entre o Valor Anual de Referência (VR) e o Valor Anual de Referência Específico (VRES); descontos de até 80% no TUSD e TUST (dependendo da potência, fonte de energia e início da operação), entre outros.

No final de 2015 o Ministério de Minas e Energia (MME) criou o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD), cujo objetivo foi ampliar a GD com base em fontes renováveis e cogeração em edificações públicas, comerciais, industriais e residenciais. Este abrange a GD de grande, médio e pequeno porte, cuja previsão de investimentos foi de R$ 100 bilhões e a adesão de 2,7 milhões de UCs até 2030.

Tentando tornar mais atraente a contratação de energia da GD de grande e médio porte, o ProGD definiu os valores de VRES para a fotovoltaica e cogeração a gás natural como sendo R$ 454,00/MWh e R$ 329,00/MWh, respectivamente. Entretanto, para a GD de pequeno porte, tomou-se como referência a legislação que regula a micro e minigeração distribuída, o qual utiliza o mecanismo de compensação energética.

Também em 2015, a fim de diminuir o consumo do SIN e mitigar o risco de racionamento, o governo incentivou a utilização do potencial de geração própria das UCs. Através de chamadas públicas, distribuidoras poderiam contratar energia de UCs com geração própria e conectadas à rede de distribuição (exceto as do mecanismo de compensação energética), as quais deviam ampliar seus períodos de geração.

Esta energia, excluindo o posto tarifário ponta, deveria ser paga a partir da celebração de um contrato até o 31/12/2016 e cujo valor seria a média mensal do Custo Marginal de Operação (CMO) do submercado da distribuidora, limitado ao valor do primeiro patamar da curva do custo do déficit. Despesas da distribuidora deviam ser reembolsadas pelo Encargo de Serviço do Sistema (EES).

Em Nota Técnica Nº 077/2015 a ANEEL determinou o preço de contratação das seguintes fontes: R$ 1041,86/MWh (óleo diesel e biodiesel), R$ 633,94/MWh (GN e biogás), R$ 603,32/ MWh (óleo combustível) e R$ 388,48/ MWh (demais fontes). A contratação da energia destas UCs, representou um avanço no incentivo à GD no país, mostrando-se uma boa oportunidade para grandes empresas, shoppings, hospitais, etc., reduzirem seus custos energéticos e, ainda, serem remunerados pela energia gerada. Dados da (EPE, 2015) indicam que a capacidade instalada destes sistemas no país estaria entre 7 a 9 GW.

Considera-se que um mecanismo assim possa vir a incentivar a utilização de microrredes, possibilitando sua remuneração efetiva quando da comercialização de energia. Entretanto, este não pode ser considerado dessa forma, uma vez que não é um programa de fomento a algum tipo de fonte energética.

Além disso, apesar de incentivar a geração própria de UCs, esta possui alguns pontos negativos que limitam sua maior aplicabilidade, por exemplo, seu caráter temporário (até 2016) e a proibição da participação de UCs que tenham aderido ao mecanismo de compensação energética, prejudicando-os e mostrando uma falta de isonomia.

No entanto, apesar desta proposta não considerar estes últimos sistemas, nada se considerava a respeito de uma nova instalação ser instalada com base na proposta, obter uma receita por um período determinado e posteriormente mudar para a micro e minigeração, alavancando seu mercado.

Conforme destacado, existem dois ambientes de comercialização de energia no país, o ACR e ACL, sendo o primeiro que possui maior dinâmica, 74% da energia transacionada entre jul/13 e jul/14, por exemplo (CCEE, 2015). Entretanto, uma vez que permite a celebração de contratos livremente negociados entre as partes, o ACL teria um grande potencial à implantação de microrredes.

Todos os agentes participantes na CCEE do ACL estão submetidos às mesmas regras e procedimentos complexos, os quais são de difícil cumprimento, principalmente, para agentes de menor porte, consumidores livres e especiais, uma vez que não possuem uma equipe especializada. Contudo, a criação do comercializador varejista em 2013, deve modificar este panorama.

O comercializador varejista, cujo esquema é mostrado na Figura 24, é um agente que pode representar consumidores e/ou geradores junto à CCEE, sendo o responsável por toda a operação de seus representados no mercado livre de energia, desde a migração para o ACL até a gestão da sua operacionalização, medição, contabilização, obrigações financeiras, etc.

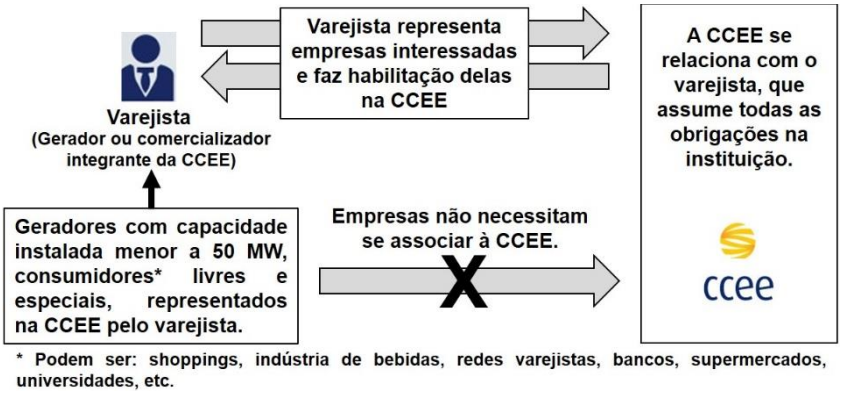

Figura 24. Esquema agente comercializador varejista. Fonte (CCEE, 2015).

Esta proposta, que insere novos agentes no ACL, simplifica a atuação das empresas de menor porte, reduzindo sua complexidade de adesão, além de desenvolver o mercado livre. A grande migração de consumidores livres e especiais para o ACL, é propício para a atuação deste agente; segundo informações da CCEE, de Dez/16 a Nov/17 o crescimento dos consumidores especiais e livres foi de 32% e 7%, respectivamente (especiais de 3250 para 4286 e livres de 812 para 872).

Uma vez que consumidores especiais devem comprar energia incentivada, esta proposta poderia incentivar, a comercialização da energia proveniente de fontes renováveis, como PCHs, biomassa, solar e biogás. Por outro lado, além de oferecer uma maior abertura ao mercado, um modelo assim poderia viabilizar a participação de outros agentes ainda não considerados, como as microrredes, as quais poderiam oferecer outros produtos e serviços ao sistema como, por exemplo, serviços ancilares.

Atualmente, o mercado registra seis empresas habilitadas a representar consumidores e geradores junto à CCEE: Comerc Power (da Comerc Energia), CPFL Brasil Varejista (da CPFL), EKCE da Elektro), Copel Com, EDP C e Mega Watt.

Entretanto, a fim de estender este conceito para às microrredes, primeiramente deveriam ser resolvidas as questões sobre sua viabilidade técnico-econômica e realizados

diversos estudos como, por exemplo, avaliação dos impactos no setor de geração, medição, aspectos regulatórios, legais e fiscais, etc. (MME, 2015).

Esta proposta poderia também ser útil para a criação de modelos de negócio nos quais as microrredes possam participar tanto no ACR e ACL (direta ou indiretamente através de representantes como, por exemplo, agentes varejistas ou APMs), podendo, inclusive, oferecer uma série de serviços e produtos a uma variedade de clientes em ambos os ambientes, conforme esquema mostrado na Figura 25.

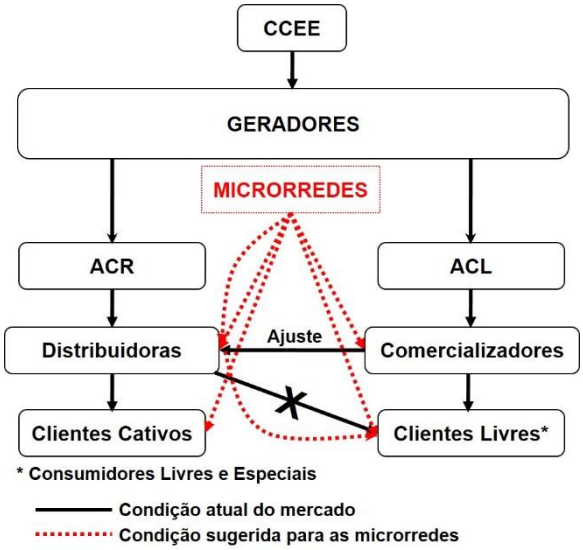

Figura 25. Ambientes de contratação de energia e participação sugerida para as microrredes. Fonte (Quinteiro, *et. al.*, 2015, adaptado).

5.3.2.3. Geração distribuída e microrredes de pequeno porte

5.3.2.3.1. Micro e minigeração distribuída

O incentivo a este tipo de geração começou em 2012, sendo inicialmente limitados à sistemas com potências de 1.000 kW, conforme salientado em (EPE, 2014a); entretanto, recentes modificações feitas em mar/2016 alteraram este limites para 3.000 kW (hídrica) ou 5.000 kW (demais fontes renováveis).

Inicialmente, quando da implantação desta regulação, os resultados obtidos não foram os esperados, até 2014 o número de instalações era 424, já em 2015 este número totalizou 1731 instalações (ANEEL, 2016). Algumas das razões destes resultados foram: custos elevados, falta de informação, falta de mão de obra qualificada e falta de incentivos econômico financeiros. Um dos grandes entraves à disseminação destes sistemas no país

foi a cobrança do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) da sua energia, o qual impactou na sua competitividade (EPE, 2014b).

Em 2013, o estado de Minas Gerais foi o primeiro em dispensar o pagamento deste imposto, por um prazo de cinco anos para sistemas fotovoltaicos, que estabeleceu a cobrança de ICMS apenas sobre o consumo líquido da UC. Recentemente, em 2015, esta energia foi isenta do pagamento do Programa de Integração Social (PIS), a Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (COFINS) e ICMS, a base para o cálculo destes tributos é o consumo líquido da UC.

No entanto, este último, por ser um imposto de natureza estadual, deve ainda ser ratificado pelos estados, até 2015 já tinham aderido os seguintes estados: Goiás, Pernambuco, São Paulo, Rio Grande do Norte, Ceará, Tocantins, Bahia, Maranhão, Mato Grosso, Rio de Janeiro e Minas Gerais, além do Distrito Federal.

Vale a pena salientar que a isenção do ICMS para este tipo de sistemas, foi considerada tomando como referência a REN ANEEL 482/2012, a qual estipulava a sua potência máxima como sendo de 1000 kW. Entretanto, as recentes modificações implementadas através da REN ANEEL 687/2015 (que entrou em vigor em março/2016), modificaram esta potência para 3.000 kW ou 5.000 kW, logo o desconto do ICMS permanece para sistemas até 1.000 kW, não sendo considerados sistemas acima deste valor.

Estas últimas questões, relacionadas à isenção de impostos, o aumento das tarifas no setor residencial (40% entre 2014 e 2015), além da redução nos custos de instalação, principalmente, nos sistemas fotovoltaicos, teriam motivado sua maior implantação nos sistemas de micro e minigeração, conforme mostrado na Figura 26.

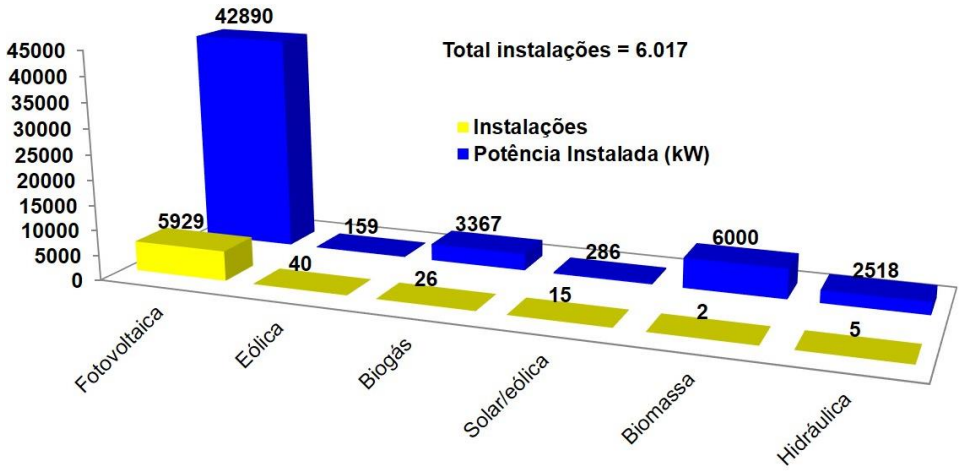

Figura 26. Capacidade instalada e instalações de micro e minigeração até out/2016. Fonte (ANEEL, 2016).

Conforme destacado anteriormente, a legislação relacionada à micro e minigeração distribuída implantada em 2012, foi recentemente modificada em março/2016. Destaca-se nesta modificação a inclusão de novos conceitos, que poderiam ampliar mercado da micro e minigeração, através da inclusão de novas categorias:

- *Geração compartilhada*; reunião de consumidores na mesma área de concessão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua UC com micro ou minigeração distribuída em local diferente das UCs nas quais a energia excedente será compensada.
- *Autoconsumo remoto*; UCs de titularidade da mesma pessoa jurídica ou física, que possua UC com microgeração ou minigeração em local diferente das UCs, dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada.
- *Empreendimento com múltiplas UCs*; possibilidade de instalar estes sistemas em condomínios, repartindo a energia gerada em porcentagens definidas pelos condôminos.

Estas modificações poderiam criar as condições necessárias para a participação das microrredes no setor, uma vez que novos modelos de negócio, com estas novas definições, poderiam ser criados como, por exemplo, microrredes multiusuário. Entretanto, a existência de questões como, por exemplo, requerimentos antilhamento ou proibição de venda de energia, continuam a ser entraves ao seu desenvolvimento.

Por outro lado, o limite máximo imposto à capacidade de estes sistemas: para o consumidores do grupo B sua carga instalada, para consumidores do grupo A sua demanda contratada e para empreendimentos com múltiplas UCs a potência disponibilizada pela distribuidora, seria um entrave à micro e minigeração e, futuramente, às microrredes.

Esta questão cria um limite à quantidade de energia que estes sistemas poderiam exportar, limitando sua comercialização, caso seja permitido. Além disso, poderia limitar o tipo de serviços que a microrrede poderia fornecer, por exemplo, suporte da tensão e confiabilidade (Quinteiro, et. al., 2015). Sobretudo, se considerarmos o baixo fator de capacidade das fontes renováveis (fotovoltaica e eólica), as quais requerem a instalação de sistemas com potência superior à demanda, a fim de atender os requerimentos da UC.

Embora os limites máximos à capacidade destes sistemas possam ser modificados, prévio requerimento da UC à distribuidora, isto pode aumentar o nível de investimento, uma vez que modificações nas instalações do consumidor podem ser requeridas, podendo inviabilizar o sistema.

O mecanismo de compensação energética, utilizado na micro e minigeração distribuída, se destaca pela simplicidade quando comparado às Tarifas Feed-in, por exemplo, não há necessidade de tributação e contratos (Quinteiro, et. al., 2015). No entanto, não oferece a mesma atratividade que o Feed-in, de modo que a inserção da tecnologia depende de sua própria capacidade em viabilizar-se economicamente, resultando em maiores prazos para sua popularização (EPE, 2014b), adiando as necessidades para implantação de microrredes.

A tarifa residencial é outra questão que deve ser resolvida, uma vez que esta é monômia (fixa). Esta forma de tarifação pode originar perdas na receita das distribuidoras (redução do seu mercado), nos seus custos fixos (fio), fazendo com que estes sejam repassados às UCs sem micro ou minigeração, sobrecarregando-os, tornando-se mais crítico conforme estes sistemas aumentem, pois haveria uma maior redução do mercado das distribuidoras (Monteiro, 2015; Quinteiro, et. al., 2015).

Algumas das prováveis soluções a este problema, que poderiam inclusive ser avaliadas para microrredes, poderiam ser (EPE, 2014b; Konzen & De Andrade, 2016; Sioshansi, 2014): (***i***) redesenho das tarifas de varejo, por exemplo, tarifação binômia, (***ii***)

diferenciação na tarifação da energia consumida da gerada e (***iii***) cobrança de encargos de reserva de transmissão e distribuição para UCs com GD.

Na primeira opção, a atratividade dos sistemas poderia ser reduzida. Um estudo realizado em dez distribuidoras (EPE, 2014b; Konzen & De Andrade, 2016), mostrou que, atualmente, a tarifa monômia permite, em média, um payback de 11 anos. Entretanto, com a tarifação binômia, cerca de 50% da sua economia mensal seria destinada à cobertura dos custos fixos da distribuidora, o investimento em alguns seria inviável e o payback em outros aumentaria para 22 anos.

A segunda opção pode ser preferível à primeira se a tarifa redesenhada consegue capturar o valor da autogeração e consumo, os quais variam em função do tempo de uso/geração. A utilização de medidores inteligentes poderia ajudar a recompensar a autogeração pelo seu verdadeiro valor para a rede e cobrar sua utilização de acordo com a sua incidência de custos. A terceira opção, que pode ser a melhor, encoraja UCs a auto selecionar os serviços da rede que eles precisam ou querem e que estão dispostos a pagar, confiando nos serviços que a rede pode fornecer a preços razoáveis (Sioshansi, 2014).

Quando da comparação da quantidade de instalações no país, em países como China, Japão, Alemanha e EUA, estas podem ser consideradas inferiores. Entretanto, a forte predominância de fontes fósseis, obriga estes últimos a criar rápida e eficazmente políticas de incentivo a estes sistemas, o que não ocorre no Brasil (Falcão, 2013; REN21, 2015).

5.3.2.3.2. Tarifa Branca

Este mecanismo objetiva modificar os padrões de consumo das UCs consideradas, oferecendo-lhes um papel mais ativo e a possibilidade de gerenciar seu próprio consumo. Redes inteligentes e microrredes podem ajudar a que esta sirva como um meio de resposta à demanda, podendo incentivar o desenvolvimento de tecnologias que procurem a redução do consumo de energia.

Entre estas podemos destacar as tecnologias renováveis, tecnologias de armazenamento, tecnologias de gerenciamento e controle, etc., as quais podem ser implantadas numa microrrede. Contudo, em razão dos seus custos ser ainda elevados, atualmente, a implantação de um sistema assim não seria viável no país, conforme

destacado em (Callai, Bernardon & Abaide, 2014; Quinteiro, et. al., 2015; Tenfen, et. al., 2013).

A tarifa branca, juntamente com a micro e minigeração, impõem novos desafios ao modelo do setor, uma vez que possuem o potencial de reduzir o mercado cativo das distribuidoras, obrigando-as, cada vez mais, a repassar maiores custos ao seu mercado remanescente (Falcão, 2013).

Inicialmente, este mecanismo tarifário devia ter começado a ter validade quando as distribuidoras substituírem os medidores eletromecânicos pelos medidores eletrônicos, no primeiro semestre de 2014. Entretanto, uma vez que nenhum modelo tinha conseguido ser regulamentado junto ao Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO), a ANEEL adiou este prazo sem fixar uma data definida (Lucas, 2016).

Contudo, recentemente, em setembro de 2016 a ANEEL fixou uma nova data para implementação desta modalidade tarifária, como sendo a partir de janeiro de 2018. Entretanto, é necessário observar que existe um cronograma específico, que prioriza as solicitações, conforme o consumo médio mensal. A partir de 1º de janeiro de 2018, todas as distribuidoras do país deverão atender aos pedidos de adesão à tarifa branca das novas ligações e dos consumidores com média superior a 500 kWh/mês. Em 2019, unidades com consumo médio superior a 250 kWh/mês e, em 2020, para os consumidores de baixa tensão, qualquer que seja o consumo.

Caso o consumidor não perceber a vantagem desta modalidade, após a adesão, este tem a possibilidade de solicitar sua volta ao sistema tarifário anterior (tarifa convencional). A distribuidora terá 30 dias após o pedido para retornar o consumidor ao sistema convencional. Caso queira participar de novo da tarifa branca, o consumidor deverá cumprir um período de carência de 180 dias.

Enquanto a ANEEL chama a atenção para a possibilidade de redução nas contas de energia, questões como, por exemplo, a mudança de hábitos de consumo nos consumidores, devem ser consideradas, uma vez que esta é uma questão nada trivial que envolve uma mudança sociocultural, caso contrário poderia existir um efeito contrário à redução das contas (Callai, Bernardon & Abaide, 2014).

A utilização da micro ou minigeração junto com a tarifa branca poderia permitir a redução do consumo nos horários em que a energia é mais cara (ponta e intermediário),

fazendo com que este se concentre no horário fora de ponta, em que a tarifa é menor, alavancando assim a utilização da micro ou minigeração. Contudo uma das questões que pode causar entraves à disseminação destes sistemas, está relacionada ao fato deste mecanismo tarifário e a capacidade de máxima geração dos sistemas fotovoltaicos, serem mutuamente excludentes, conforme mostrado na Figura 27.

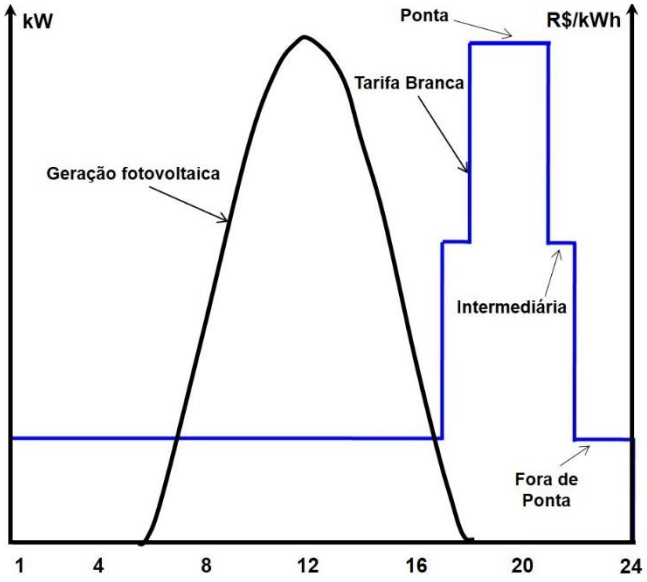

Figura 27. Curva típica de máxima geração fotovoltaica vs tarifa branca. Fonte (Elaboração própria).

Em regiões comerciais ou industriais, onde poderia existir coincidência entre a curva de geração fotovoltaica e a demanda dos consumidores, sistemas fotovoltaicos poderiam oferecer benefícios à rede de distribuição, aliviando o seu carregamento, reduzindo seus picos de demanda, perdas de potência e melhorando seu perfil de tensão. Entretanto, uma vez que consumidores residenciais não possuem o mesmo perfil, sistemas fotovoltaicos gerariam excedentes nos horários onde a energia é mais barata, não sendo economicamente atrativo.

Neste caso, a curva típica de máxima geração fotovoltaica (onde poderia existir excedentes) não coincide com o horário de ponta (onde a energia é mais cara). Uma forma de resolver este problema seria através da inclusão de sistemas de armazenamento que possam deslocar a “energia barata” para o período da “energia cara”, ou seja, uma microrrede, podendo ser utilizada num horário mais atrativo economicamente.

Estas iniciativas são ainda tentativas tímidas que tentam sinalizar e gerenciar a demanda por energia no Brasil, sobretudo se considerarmos a recente inclusão no país da

pesquisa de sistemas de armazenamento de energia no setor elétrico. Nesse sentido, considera-se que o país ainda possui oportunidades consideráveis para o avanço em tais medidas (Lucas, 2016).

5.3.2.3.3. Medição inteligente

O medidor eletrônico é um equipamento digital e bidirecional que serve como interface entre o consumidor e a distribuidora, registrando informação sobre o consumo em tempo real, tornando-a disponível aos consumidores e distribuidoras. Este pode servir, por exemplo, como uma plataforma pela qual a distribuidora pode enviar sinais de controle aos consumidores, a fim de aumentarem ou diminuírem seu consumo.

Haverá dois tipos de equipamentos: o primeiro, a ser instalado sem ônus para o consumidor, o qual deve apurar o consumo de energia elétrica em pelo menos quatro postos tarifários, devendo ser programáveis o início e fim de cada posto. O segundo, mais completo, oferecerá acesso a informações específicas individualizadas sobre o serviço prestado (valores de tensão e corrente em cada fase, valor de energia ativa consumida, data e horário das últimas 100 interrupções, etc.) e a instalação poderá ser cobrada pela distribuidora.

Devido às suas dimensões e quantidade de consumidores, o Brasil possui um mercado com grande potencial aos fabricantes deste tipo de medidores. Dados da EPE, mostram que nos últimos dez anos os consumidores residenciais aumentaram a uma taxa de 3,4% a.a., totalizando 67,7 milhões em 2015 e representando 86% dos consumidores (EPE, 2016a).

A utilização dos chamados medidores inteligentes, pode ser vista como uma medida importante, pois, seria um dos primeiros passos na direção da regulação das microrredes, incentivando, ao mesmo tempo, a implantação das redes inteligentes. Entretanto, este, juntamente com a tarifa branca e a micro ou minigeração, poderiam acelerar um processo de redução na receita das distribuidoras, uma vez que, em tese, seriam utilizados por UCs com melhor custo benefício (economia de energia).

Por outro lado, a utilização destes medidores poderia causar um efeito contrário nas contas de energia elétrica (Fróes, 2012). Medidores eletrônicos são mais sensíveis às fugas de corrente, que acontecem em função da fiação antiga, logo, é necessário verificar a real situação das instalações do consumidor final.

Nesse sentido, é importante salientar que, quando da implantação destes instrumentos de medição seja obrigatória em todas as UCs, a questão das condições das instalações poderia ser um problema, principalmente, em instituições públicas, uma vez que algumas possuem uma antiguidade na qual seu deterioro é visível como, por exemplo, no CT - UFRJ (FUNDO VERDE, 2014b).

Outra das questões a serem resolvidas para a implantação destes medidores, encontra-se nos benefícios que estes podem trazer para as distribuidoras. A Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE) salienta, que o benefício da implantação destes medidores está definido para o consumidor, porém, a falta de um sinal econômico adequado na regulação, impediria uma maior participação das distribuidoras, que não teriam o reconhecimento desse ativo na sua base de remuneração. É necessário adaptar o cálculo de depreciação dos ativos envolvidos, estreitamente vinculados a tecnologias TIC com vida útil menor (o atual marco regulatório foi criado para abarcar equipamentos como transformadores) (ABRADEE, 2015; Monteiro, 2015).

Outro dos problemas na adoção destes medidores, poderia estar nas instituições consideradas como responsáveis pela implantação das normas e regulação específicas (ANEEL, INMETRO, Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), etc.), que poderiam representar um grande obstáculo, caso não consigam atender a demanda dos fabricantes. Nesse sentido, é necessária uma maior capacitação, implantação de mais laboratórios acreditados e maiores investimentos por parte do governo.

O custo destes instrumentos de medição (aquisição, instalação e outros materiais) também é um tema de especial interesse. Embora, atualmente caros, a redução dos seus preços estaria ligada à sua massificação, que por sua vez, deve ser determinada, entre outras questões, pela redução dos custos energéticos que os consumidores poderiam conseguir quando da sua utilização, na medida em que estes possam utilizar mais energia por um menor preço.

A necessidade de aprimorar o sistema de medição utilizado nos consumidores, a fim de implantar tarifas horárias como a tarifa branca, poderia esbarrar nos custos onde, por exemplo, nos Estados Unidos este custo poderia ser de até US$ 40 bilhões, além disso, está o ônus político da decisão (Vianna, 2013).

Nos últimos anos diversas distribuidoras desenvolveram projetos em redes inteligentes (Sete Lagoas, Búzios, Rio de Janeiro, Aparecida do Norte, etc.) as quais já superaram os R$ 80 milhões e onde os projetos apresentaram medição inteligente com sua respectiva infraestrutura de telecomunicação e a possibilidade de utilizar tarifas horárias (Di Santo, et. al., 2015; Monteiro, 2015).

A adoção de medidores inteligentes no país depende, entre outras questões, da aprovação da regulamentação para seu funcionamento, a qual precisa evoluir para que as técnicas de gerenciamento de demanda sejam mais efetivas (Lucas, 2016) e possam dar cabida, cada vez mais, à implantação de microrredes.

5.3.3. Desafios econômicos

A aceitação e viabilidade da microrrede no mercado estão significativamente relacionadas às questões econômicas, apesar de algumas tecnologias que a constituem ser economicamente viáveis, outras como a fotovoltaica, células de combustível, sistemas de armazenamento, etc., continuam inviáveis economicamente, quando da não existência de algum tipo de apoio econômico financeiro.

Por ser esta uma tecnologia ainda em pleno desenvolvimento, uma das principais barreiras que as microrredes enfrentam atualmente, além das questões técnicas e regulatórias, refere-se aos seus elevados custos de investimento, consequentemente, é necessária a participação de diversos agentes a fim de financiar este tipo de projetos, conforme mostrado na Figura 15.

Devido à base tecnológica e expertise estarem concentrados nos mercados estrangeiros e, devido à baixa participação da indústria nacional na fabricação dos seus componentes, a dependência tecnológica e os custos das microrredes seriam elevados no país. Conforme salientado pela (EPE, 2014a), a consolidação dos sistemas fotovoltaicos de GD, para consumidores de baixa e média tensão, poderia ser alcançada por volta de 2022 e no final da década de 2020, respectivamente. Este é um problema crítico, principalmente, para consumidores em média tensão (como o CT – UFRJ), porque no curto prazo, microrredes não seriam viáveis economicamente. A integração dos REDs é fundamental para a evolução da microrrede.

Uma vez que as microrredes são constituídas por diversas tecnologias, algumas das quais não suficientemente maduras, estas necessitariam de políticas de incentivo a fim de

poder capitalizar seus investimentos e garantir sua competitividade. Estas poderiam ir desde incentivos fiscais, econômicos, financeiros, empréstimos até a participação na comercialização de energia ou outros serviços, alguns mecanismos ao financiamento de microrredes são mostrados na Tabela 6.

No Brasil, como consequência do seu incipiente nível de desenvolvimento, políticas de incentivo relacionadas às microrredes, são ainda inexistentes. Entretanto, existem alguns incentivos à GD que poderiam ajudar na sua massificação e, posteriormente, prévias modificações, caso seja necessário, servir como base para as microrredes.

Dentre os incentivos à GD, a isenção do ICMS, além da isenção do PIS/COFINS, devem tornar o custo da energia, principalmente, para projetos de micro ou minigeração, mais viáveis para os diversos consumidores, o que se deve refletir numa maior participação destes sistemas. Também destaca o ProGD, como programa de incentivo para ampliar a GD com base em fontes renováveis e cogeração em edificações públicas, comerciais, industriais e residenciais. Contudo, este não considera à micro e minigeração.

Além disso, existem outros incentivos em alguns estados e instituições do país como, por exemplo: P&D ANEEL Nº 21/2016: Arranjos técnicos e comerciais para a inserção de sistemas de armazenamento de energia no setor elétrico brasileiro e P&D ANEEL Nº 1/2016: Eficiência energética e minigeração em Instituições Públicas de Educação Superior.

No BNDES destaca o Finem – Eficiência Energética, voltado para projetos a partir de R$ 10 milhões e que envolvam a redução do consumo e aumento de eficiência energética no sistema energético nacional, para empresas sediadas no país e, entidades e órgãos públicos. Alguns dos itens que podem ser financiados por este mecanismo são: GD, cogeração e redes elétricas inteligentes (BNDES, 2015).

No Banco do Nordeste (BNB) destaca o FNE – SOL, uma linha de financiamento para sistemas de micro e minigeração (aquisição e instalação), para consumo próprio dos empreendimentos. Podem acessar a esta linha de financiamento as indústrias, estabelecimentos comerciais, prestadores de serviços, produtores rurais, cooperativas e associações legalmente constituídas (BNB, 2016).

Também a Caixa Econômica Federal com o cartão Construcard e o Fundo Socioambiental Caixa. O primeiro destinado a compra de materiais de construção mais

comuns, assim como aquecedores solares, aerogeradores e painéis fotovoltaicos. O fundo instalou um sistema de geração híbrido (solar e eólica) de 2,1 MWp em dois condomínios do Programa Minha Casa Minha Vida (1.000 residências) no âmbito do Projeto Geração de Renda e Energia em Juazeiro (BA). O excedente de energia é comprado pelo banco; parte da receita vai para um fundo de melhorias nos condomínios e o restante, distribuída entre os moradores (BRASIL SOLAIR, 2015; CONSTRUCARD CAIXA, 2015; EPE, 2014b).

Além disso, destacam-se alguns Fundos Setoriais do SEB que poderiam ser utilizados para financiar, não só a implantação de microrredes, mas também, programas de P&D no país. Estes fundos são destinados ao financiamento de programas e ações originados por políticas governamentais para o setor. Entre estes podemos destacar a aqueles mencionados na Tabela 9.

Tabela 9. Fundos Setoriais do SEB. Fonte (ANEEL, 2016).

Fundos Setoriais	Objetivo
Reserva Global da Reversão (RGR)	Expansão e melhoria do serviço público de energia elétrica, financiamento de fontes alternativas de energia elétrica e uso eficiente da energia.
Conta de Consumo de Combustíveis (CCC)	Subsidio do custo de combustível fóssil para geração térmica no sistema interconectado e sistemas isolados.
P&D e Eficiência Energética	Inovação e constante melhoria tecnológica para aplicação no SEB.
Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)	Promoção do desenvolvimento energético dos estados e a competitividade da energia produzida de fontes alternativas e à universalização da energia elétrica.
Encargo de Serviços do Sistema (ESS)	Cobertura dos custos dos serviços do sistema incorridos para manter a confiabilidade e estabilidade do SIN.
Encarga de Energia de Reserva (EER)	Contratação da energia de reserva, entendida como aquela destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao SIN.

Alguns estados também estão criando mecanismos para incentivar a utilização de estas tecnologias, por exemplo: Goiás com o Programa Crédito Produtivo da Secretaria de Estado de Indústria e Comércio (SIC) – Energias Renováveis; micro e pequenos empreendedores terão oportunidade de tomar empréstimos para investirem em projetos de sustentabilidade como, por exemplo, solar, térmica e biomassa. Ceará com o Fundo de Incentivo à Energia Solar (FIES); que incentiva a instalação e manutenção de usinas solares, assim como fabricantes de equipamentos solares em território cearense.

Pernambuco com o Programa PESUSTANTAVEL; para fomentar a adoção de melhores práticas de sustentabilidade ambiental nas empresas e comunidades produtivas do estado como, por exemplo, financiamento de projetos de energia renovável.

5.3.4. Desafios de mercado

Microrredes tradicionais têm sido propostas, discutidas e implantadas durante muito tempo, porém, microrredes, conforme definição apresentada neste trabalho, em sua maioria, ainda encontram-se restringidas aos laboratórios. No Brasil estas ainda encontram-se em fase incipiente; destacando somente os projetos da UFSC (laboratório de microrredes e parque sapiens).

A mudança das microrredes do laboratório para o mercado está vinculada a fatores técnicos, econômicos e regulatórios ainda não preenchidos e que não estão sendo discutidos no país. Questões regulatórias, basicamente, tem sua origem na preocupação do operador do sistema e questões de mercado na sua comercialização relacionada, basicamente, aos diversos objetivos do usuário (econômicos, técnicos, ambientais ou uma combinação destes).

Devido ao seu estágio de desenvolvimento, microrredes ainda possuem custos de investimento elevados, basicamente, algumas das tecnologias que a conformam não são economicamente viáveis. Contudo, conforme destacado anteriormente, dos ambientes de comercialização de energia existentes no país, o ACL, prévia redução das barreiras e redução dos custos, possui potencial para o seu desenvolvimento, uma vez que permite a celebração de contratos livremente.

Destaca-se, por exemplo, a implantação do Laboratório de Microrredes Inteligentes da UFSC em parceria com a Tractebel, a fim desta última analisar as possibilidades de aplicação de redes inteligentes na geração e comercialização de energia, definindo um novo modelo de negócios com microrredes a ser oferecido no ACL, procurando também aumentar a diversidade de fontes e a confiabilidade no suprimento de energia (Tractebel, 2016).

Nessa mesma direção, é importante a criação do agente comercializador varejista, que pode ser um alavanco na proposta das microrredes e permitir sua integração ao setor. Devido à sua complexidade, pequenos consumidores ou geradores estariam

impossibilitados de participar neste mercado, logo, o comercializador varejista poderia representa-los, sendo o responsável pela sua operacionalização.

De maneira análoga destaca-se o modelo APM – Prosumidor que poderia permitir a participação das microrredes no mercado, uma vez que, dependendo da sua capacidade, estas não poderiam participar diretamente do mercado varejista, vale a pena salientar que, da mesma forma que o comercializador varejista, este modelo também poderia permitir a integração das microrredes no ACR, conforme destacado na Figura 25.

Contudo, a integração das microrredes no setor depende da resolução de diversas questões, uma das principais diz respeito ao seu relacionamento com as distribuidoras e que dependendo da regulação, estas podem ser concorrentes ou complementares (EEM, 2014). Conforme o marco regulatório atual (receita vinculada à venda de energia, proibição de participar em atividades de geração, tarifação monômia, etc.), microrredes são vistas como concorrentes pelas distribuidoras, estas não possuem incentivos para realizar este tipo de investimentos (Basu, et. al., 2011).

Se por um lado distribuidoras não poderiam investir em microrredes, consumidores cativos não poderiam instalar nem comprar energia destes sistemas, uma vez que distribuidoras possuem áreas de atuação exclusivas (áreas de concessão) e consumidores cativos somente podem comprar energia das distribuidoras.

Nesse sentido, seria importante a liberalização do mercado, no sentido de permitir aos consumidores selecionar seus próprios fornecedores de energia, da mesma forma que é feito em alguns países no mundo, inclusive aos consumidores de baixa tensão como, por exemplo, consumidores cativos (no Brasil esta possibilidade está restringida aos consumidores livres ou especiais).

Por outro lado, a fim de realizar isto, uma questão básica refere-se ao fornecimento de sinais de preço para os proprietários e/ou usuários de microrrede. Nesse sentido, a tarifa branca pode considerada como um estágio inicial, juntamente com a instalação da medição eletrônica, no sentido de fornecer esta informação. A implantação das redes inteligentes no país, através da utilização das TICs poderiam criar melhores condições, inclusive, para o fornecimento de sinais de preço em tempo real.

Outra questão importante a ser considerada diz respeito às diferenças existentes nas áreas de concessão. Por exemplo, disponibilidade de recursos, composição do mercado,

patamar tecnológico da empresa, acesso a dados e informações, obsolescência de redes e capacitação de profissionais, os quais impossibilitariam o desenvolvimento das microrredes. Conforme destacado, microrredes aproveitam recursos locais disponíveis, os quais são variados, logo, à implantação de um único modelo não será possível, cada distribuidora terá que implementar um modelo de acordo às suas características, necessidades e recursos locais.

Nas regiões Norte e Nordeste do país, clientes de baixo consumo representam mais de 60% dos clientes residenciais das respectivas distribuidoras, cujo consumo é inferior a 120 kWh/mês e cuja renda familiar não garante o pagamento das tarifas normais do serviço de energia. Consequentemente, seria necessária a aplicação de um tratamento diferenciado nestes consumidores, uma vez que poderiam ser prejudicados ou prejudicar os demais consumidores (Fróes, 2012).

Investimentos no setor são baseados no planejamento ditado pelas distribuidoras, que, basicamente, é atender aos interesses dos seus acionistas e que por sua vez, tendem a selecionar projetos mais lucrativos e de curto prazo. Estas escolhas, geralmente, inclinam-se pelo aumento da capacidade de transmissão e distribuição, onde o retorno é conseguido mais rapidamente uma vez que é realizado comprando energia das grandes centrais, levando ao seu aumento e procura.

Na medida em que a micro e minigeração tenham maior participação no setor, microrredes devem ser mais importantes, conseguindo dessa forma fornecer as novas demandas da sociedade (segurança energética, redução da carga de pico e dos gases de efeito estufa, etc.) bem como, complementar o sistema convencional em uma rede inteligente interconectada (Wouters, 2014).

Entretanto, uma questão que deve ser discutida diz respeito à compensação das microrredes pelos serviços oferecidos, que deve depender dos modelos de negócios que sejam criados. Nesse sentido, as últimas modificações à regulação referentes à micro e minigeração, são importantes, uma vez que inserem novos conceitos que podem dar origem a novos modelos de negócio nas microrredes.

Por exemplo, a inclusão da geração compartilhada e instalação de micro ou minigeração em condomínios, os quais devem ter um impacto positivo, na micro e

minigeração, mas também, na criação das microrredes híbridas e multiusuário, além da já mencionada microrrede único usuário.

Também, no mercado destacam algumas empresas que estão desenvolvendo novos modelos de negócio na micro e minigeração, onde sistemas fotovoltaicos são oferecidos por meio de contratos de aluguel e os consumidores pagam pelo serviço a partir do desconto na conta de energia, como, por exemplo, SolarGrid, Prátil e Hélio Energias Renováveis, tais modelos poderiam, também, ser aplicados às microrredes.

Outra questão importante no mercado brasileiro de energia elétrica é a relacionada ao PLD, o qual é muito volátil por, entre outras questões, depender das condições hidrológicas, tornando o MCP um ambiente com elevado grau de incerteza. Microrredes poderiam reduzir a volatilidade do PLD, uma vez que possibilitariam um melhor planejamento econômico, facilitando a venda de energia nos períodos em que o preço de esta seja maior (Bordons, García-Torres & Valverde, 2015; Zakeri & Syri, 2015), reduzindo, também, os riscos dos agentes comercializadores de energia, principalmente, em períodos hidrologicamente desfavoráveis.

5.4. Considerações gerais

Nesta seção são apresentadas as considerações gerais ao levantamento bibliográfico realizado, assim como ao questionário respondido por alguns especialistas do setor, cujo questionário é mostrado no Apêndice D.

5.4.1. Levantamento bibliográfico

Conforme destacado, microrredes tradicionais, têm sido amplamente utilizadas nos programas de eletrificação rural no país durante décadas. Entretanto, o conceito atual, que envolve um sentido funcional mais amplo e sua integração ao sistema elétrico, encontra-se ainda em fase incipiente.

Considerando a, cada vez maior, restrição à geração centralizada e a crescente demanda por energia no país, dados da (EPE, 2014a) indicam que a demanda por energia elétrica no país deve crescer a uma taxa constante de 3,2% a.a. até 2050. Nesse sentido, Microrredes se apresentam como uma nova proposta a fim de não somente poder suprir parte desta demanda, mas também, aumentar a qualidade e confiabilidade da energia, além de diversificar a matriz elétrica do país.

Barreiras tecnológicas em microrredes poderiam ser resolvidas quando do desenvolvimento de programas de P&D, como já aconteceu, por exemplo, no caso da micro e minigeração (ou recentemente com sistemas de armazenamento) e que tem como resultado a publicação de diversas normas ao seu respeito. Ao que parece, dado o seu grande potencial e devido à sua maior utilização na micro e minigeração, sistemas fotovoltaicos são chamados a ter maior participação nas microrredes no país.

Questões relacionadas aos aspectos regulatórios, dizem respeito às regras de conexão, as quais poderiam obstaculizar o desenvolvimento das microrredes, uma vez que não existem normas referidas. Para se conseguir uma adequada inserção de microrredes no setor, será necessário criar regras que possam envolver diferentes tipos de conexão, hoje em dia não considerados.

Uma das questões que impediria o desenvolvimento das microrredes no país é a sua falta de definição no atual marco regulatório brasileiro. Apesar do PRODIST apresentar uma definição, considera-se que esta é ainda incipiente, pois não contempla as características das microrredes apresentadas neste trabalho: capacidade de ilhamento e reconexão, gerenciamento da energia (pelo lado da oferta e demanda), comercialização de energia elétrica e outros serviços, entre outras.

Tradicionalmente, distribuidoras de energia operam sob regime de monopólios legais a fim de fornecer serviços aos seus clientes dentro de territórios pré-definidos (áreas de concessão), os quais reduzem seus riscos financeiros, garantindo-lhes uma base fixa de clientes. Entretanto, a implantação de microrredes que possam comercializar sua energia ou até mesmo simplesmente que possam fornecer energia a outros consumidores (atravessando fios pelas ruas para tal fim) não seria permitida, a regulação não permitiria sua operação, podendo ser consideradas ilegais.

É importante abordar a questão da concessão, pois poderia ser suficiente para que empresas com potenciais projetos a serem desenvolvidos, desistam da sua implantação. Uma maneira de resolver este problema poderia ser quando as microrredes sejam permitidas a fornecer apenas energia para os membros de um condomínio, para o seu proprietário ou para um limitado número de clientes adjacentes (quando não há necessidade de atravessar fios pela rua a fim de atendê-los) (Grimley & Farrell, 2016).

O atual marco regulatório não incentiva o investimento em microrredes por parte das distribuidoras. Estas são tecnologias emergentes ainda não maduras e que se encontram em desenvolvimento, não sendo reconhecidos pelo marco regulatório, portanto, não poderiam ser recompensados financeiramente pelas tarifas. Distribuidoras poderiam ser autorizadas a incorporar microrredes como um meio de expansão da sua rede de distribuição. Uma maneira de poder fazer isto estaria em conduzir programas piloto a fim de adquirir mais conhecimentos a respeito da tecnologia.

Outra questão importante no sentido das distribuidoras aceitarem a implantação de microrredes por parte de outros agentes diferentes destas, estaria na desvinculação da sua receita da venda de energia elétrica com o PBR, no qual a distribuidora poderia ser premiada (ou punida) no seu desempenho com base na obtenção (ou não) de objetivos específicos.

O desacoplamento permitiria deixar as distribuidoras indiferentes à sua diminuição na venda de energia que poderia ser originada quando da participação das microrredes no mercado. O PBR é um mecanismo que pode ser projetado a fim de apoiar investimentos que ofereçam valor de longo prazo aos clientes, recompensando as distribuidoras pela obtenção de desempenhos. Um exemplo de como esta regulação poderia recompensar às distribuidoras estaria no fato de que estas são cada vez mais exigidas a desempenhar funções novas como resiliência, integração de RED e segurança cibernética.

Se bem a GD de grande e médio porte possuem alguns mecanismos que incentivam sua utilização, contudo, microrredes deste porte, ainda, são inexistentes no país. Vale a pena destacar que a energia gerada por esta GD pode ser comercializada possuindo valores para tal fim, VR e VRES, também são incentivados pelo ProGD, além de possuir descontos na TUST e TUSD.

Um dos mecanismos que poderia ser aplicado a este tipo de geração seria na criação de um modelo que permitisse as UCs com geração própria (shoppings, indústria, comércio, hospitais, etc.), poder comercializar sua energia, similar ao que foi implantado em 2015. No qual a energia gerada por estes sistemas, não somente no horário fora da ponta, mas também, caso possível, no horário da ponta, possa ser comercializada através da rede de distribuição. Este se apresenta como um novo mecanismo que poderia, posteriormente, ser aplicado às microrredes, prévio estudo e análise dos seus prováveis impactos no setor.

Outro aspecto importante está relacionado à criação do comercializador varejista, que permitiria a participação daqueles agentes que não podem participar do ACL. O ACL possui regras e procedimentos complexos, os quais são de difícil cumprimento, principalmente, para agentes de menor porte, como ao consumidores especiais.

Vale a pena salientar que esta nova estrutura poderia ser, posteriormente, estendida às microrredes, as quais poderiam oferecer outros serviços além do fornecimento de energia elétrica. Nesse sentido, o comercializador varejista poderia funcionar como pequenas distribuidoras, agrupando RED e microrredes, agregando a carga da energia dos consumidores, centralizando a gestão dos contratos e o relacionamento com o mercado, que passaria a contabilizar como agente apenas o consumidor varejista e não seus representados.

Entretanto, a fim de estender este conceito para as microrredes, primeiramente deveriam ser resolvidas as questões sobre sua viabilidade técnico-econômica e realizados diversos estudos como, por exemplo, avaliação dos impactos no setor de geração, medição, aspectos regulatórios, legais e fiscais. Considera-se que esta proposta poderia ser útil na criação de modelos de negócio para as microrredes e que possam vir a participar tanto do ACR como do ACL.

Por outro lado, microrredes de pequeno porte encontram-se em fase inicial de P&D, sendo difícil prever seus impactos quando da sua implantação no setor. O seu ambiente regulatório e legal encontra-se, ainda, em estado incipiente, sendo necessário apreender das experiências internacionais, as quais, em vários casos, encontram-se mais avançadas.

Este tipo de microrredes pode ter como base à micro e minigeração, considerada no Brasil desde 2012, sendo que, conforme destacado, sua aplicação ainda é mínima. A isenção de impostos, recentes modificações à regulação, além de alguns mecanismos de financiamento são um bom sinal, no sentido que poderiam acelerar o processo de adoção destas tecnologias.

Entretanto, existem ainda algumas questões na regulação que poderiam impedir o seu desenvolvimento, por exemplo, proibição de ilhamento, aplicação de limites na capacidade dos sistemas instalados, proibição da venda de energia e outros serviços, as quais devem ser modificadas.

Conforme destacado anteriormente, o programa ProGD incentiva a GD de médio porte, uma vez que permite a comercialização da energia gerada por estes sistemas, entretanto, este não considera à micro e minigeração distribuída, dessa forma, pune-se os consumidores que instalaram previamente estes sistemas.

Mecanismos de tarifação flexível como a tarifa branca, compensação energética, além da implantação de medidores eletrônicos, podem ser considerados como os primeiros passos, no sentido de preparar o mercado para uma chegada das microrredes. Entretanto, convêm destacar que, as idas e vindas em algumas de estas políticas, criam grandes barreiras, muitas das vezes mais difíceis de superar que as próprias barreiras técnicas.

A tarifa branca pode ser útil neste aspecto, pois junto com as microrredes, os consumidores teriam oportunidades de arbitragem de energia. Além disso, juntamente com redes inteligentes e microrredes, poderiam encorajar o desenvolvimento de novas tecnologias que propiciem a redução do consumo de energia.

Por outro lado, o modelo de compensação energética não seria o mais apropriado, pois, impediria a entrada de maiores capitais no setor que poderiam acelerar seu processo de implantação. Tarifas Feed-in e comercialização da energia gerada pelos sistemas de micro e minigeração, são mecanismos que poderiam acelerar o processo de implantação das microrredes, porém, não são permitidas pela legislação brasileira.

Entretanto, há de se considerar que o país já conta com alguma experiência no modelo de compensação, que poderia continuar a ser utilizado em detrimento das Tarifas Feed-in, as quais, por outro lado, seriam uma nova experiência que dependem, fortemente, do cenário econômico do país.

Além de diminuir o impacto de distúrbio nas redes, microrredes detêm o potencial de reduzir o poder de mercado das distribuidoras e as reponsabilidades dos órgãos centralizados no que diz respeito ao suprimento de energia do consumidor, podendo, inclusive, fornecer níveis mais personalizados de serviços aos seus consumidores. Porém, a complexidade deste mercado seria maior, uma vez que envolveria a participação de vários agentes com diversos interesses.

Uma questão importante neste mercado, diz respeito ao consumidor, o qual deve considerado como parte importante deste novo modelo do setor. Nesse sentido, a falta de informação que este possa ter a respeito de novas tecnologias, tal como as microrredes,

poderia dificultar o seu desenvolvimento, uma vez que estas seriam observadas com desconfiança.

Esta redução do mercado das distribuidoras poderia ser vista como uma oportunidade para criação de novos modelos de negócio, sendo o setor público (universidades, prédios públicos, hospitais, etc.), comercial e residencial, os principais setores onde estas poderiam ser implantadas. Por exemplo, microrredes poderiam alcançar sua maturidade e escalabilidade através da sua utilização nos prédios públicos que são 508.519 entre prédios federais, estaduais e municipais (De Oliveira, 2013).

O atual marco regulatório relacionado à micro e minigeração, cria um subsídio cruzado de aqueles consumidores que não possuem estes sistemas para aqueles que os possuem, o qual deve-se acentuar quando da sua maior penetração no setor. Voltado para as microrredes, este problema pode levar a questionamentos sobre as obrigações da distribuidora em fornecer serviços equivalentes para ambos tipos de consumidores.

Por um lado consumidores com microrrede poderiam obter melhores níveis de confiabilidade, questionando, porém, o pagamento dos custos fixos da rede, dada sua menor dependência, por outro lado, consumidores sem microrrede poderiam ser sobrecarregados nestes custos, sendo obrigados a pagar pelo aumento da confiabilidade dos outros consumidores.

Programas de incentivo transpassam os limites de competência de um único órgão, uma vez que contemplam questões relacionadas ao financiamento, incentivos fiscais, qualificação de mão de obra, desenvolvimento da cadeia produtiva, etc. Como exemplo desta questão podemos destacar as recentes modificações realizadas recentemente à legislação da micro e minigeração. Apesar da legislação ter aumentado a capacidade destes sistemas (até 3 ou 5 MW), a isenção do ICMS refere-se unicamente para sistemas de até 1 MW, ou seja, houve uma defasagem entre ambos aspectos legais.

Por conseguinte, a elaboração de um marco legal apropriado, deve envolver a participação de todas as instituições comprometidas a fim de promover uma verdadeira mudança no setor, que considere não somente a integração das microrredes, mas também de outras tecnologias.

Outra questão que deve ser considerada no desenvolvimento das microrredes, está relacionada às especificidades de cada região do país, onde cada uma possui, em maior

ou menor grau, o potencial de utilização de uma ou várias fontes de energia. Nesse sentido, uma vez que o conceito de microrredes é amplo e não limitado à utilização de uma fonte específica, as soluções a ser implantadas devem ser analisadas caso a caso.

De maneira geral, devido ao seu grau de desenvolvimento, aspectos regulatórios e de mercado das microrredes no país ainda são pouco claras, sendo que não começaram a ser avaliados. Destaca-se que estas questões são de difícil solução uma vez que dependem de condições econômicas do país, mais principalmente de aspectos políticos que fogem da discussão neste trabalho.

Deve-se salientar que as microrredes irão introduzir maior complexidade num mercado que já de por si é complexo, podendo causar impactos negativos à sociedade; pois poderiam existir lacunas regulamentares que os clientes não possam entender, podendo ser prejudicados. Nesse sentido, estas questões devem exigir muito das instituições envolvidas, no sentido de ser mais modernas e atuantes na fiscalização da regulação do setor, garantindo o direito dos consumidores, fornecendo, por exemplo, guias, mecanismos de resolução de conflitos, tratamento de queixas, criação de competências, etc.

Finalmente, a matriz elétrica brasileira, caracterizada pela forte presença de empreendimentos hidrelétricos, os quais têm reduzido sua participação no decorrer dos últimos anos, possui grandes desafios, não só no sentido de diversificar sua matriz, mas também atender a sua demanda crescente. Nesse sentido, deve ser exigida a utilização de todas as fontes e tecnologias disponíveis, em prol de conseguir uma maior segurança energética, garantindo o suprimento da população.

5.4.2. Considerações gerais ao questionário

Conforme destacado, as mudanças pela qual o SEB está atravessando, devem fazer com que no futuro, as redes inteligentes, microrredes, medição eletrônica, eficiência energética e gerenciamento da demanda sejam as questões tecnológicas mais relevantes do setor no país.

Dentre estas, as microrredes assim como a medição eletrônica, devem ter um papel de destaque no desenvolvimento das redes inteligentes no país. Deve-se salientar que, isto se condiz com o destacado anteriormente, onde microrredes poderiam servir como blocos

de construção das redes inteligentes, sendo a medição eletrônica um dos primeiros passos na regulação das microrredes.

Por outro lado, indica-se também que o armazenamento de energia, GD e as TICs, são os avanços tecnológicos que devem ter um papel importante no desenvolvimento das microrredes. Conforme as mudanças acontecendo atualmente, a inclusão da micro e minigeração distribuída, inclusão da medição eletrônica e pesquisa em redes inteligentes, são apropriadas a fim de modernizar o setor elétrico do país.

Conforme salientado, afirma-se que o país deveria pensar em microrredes, devido a diversos motivos, como por exemplo: eletrificação de lugares isolados, organização da expansão de micro e minigeração distribuída, obtenção das suas diversas vantagens, melhora nos parâmetros de confiabilidade & qualidade & segurança energética do sistema, redução dos custos energéticos, redução da poluição ambiental, assim como redução das responsabilidades dos órgãos centralizados no suprimento do consumidor.

Uma questão que ainda encontra-se em seus primórdios é a relacionada ao desenvolvimento das microrredes. Destacou-se a necessidade de se pensar em microrredes, indicando que instituições do setor público tais como universidades, prédios públicos e hospitais, além dos setores comercial e residencial teriam um grande potencial na implementação de microrredes, porém, sem esquecer sua utilização na eletrificação rural do país.

Além disso, caso a regulação da micro e minigeração distribuída permita, futuramente, estas poderiam ser permitidas de comercializar livremente seus excedentes através da rede de distribuição e com contratos de acesso à rede (da mesma forma que com os consumidores com geração própria), sendo interessante a criação de alguma forma de mercado varejista.

Por outro lado, microrredes poderiam também trazer desvantagens, por exemplo, possibilidade de redução do faturamento das distribuidoras (inclusive de maior incidência que com a GD), aumentando, assim, seu risco comercial e financeiro, razão pela qual, conforme a regulação atual, distribuidoras não teriam benefícios com a implantação destes sistemas.

Mais ainda, afirma-se que a regulação atual além de não oferecer incentivos às distribuidoras, também não oferece incentivos aos consumidores na utilização das

microrredes. A recente modificação da legislação que regula à micro e minigeração poderia vir a ajudar na implantação das microrredes no país, contudo, esta foca numa parte do problema, ou seja, ne geração de energia.

Considera-se que para a regulação ser mais abrangente, ações vindas de outros órgãos, à semelhança do que ocorreu com a energia eólica, por exemplo, atingindo toda a cadeia de produção, possam vir a incentivar não só a micro e minigeração distribuída no país, mas também, a implantação de tecnologias de armazenamento de energia elétrica. Vale a pena salientar que este tipo de políticas deve possuir uma ampla difusão, pois, por se tratar de novas tecnologias, o consumidor fica inseguro com uma opção que desconhece completamente.

Nesse sentido, dependendo do marco regulatório, estas poderiam vir a ser uma ameaça ou oportunidade às distribuidoras. Por exemplo, consideram-se oportunidades, caso se aumentem as exigências de qualidade e segurança no suprimento de energia, principalmente, em locais remotos ou onde a existência de conexões fracas ao SIN.

Entretanto, destaca-se que os benefícios oferecidos pelas microrredes poderão ser obtidos se os custos tecnológicos envolvidos tenham uma redução, por exemplo, GD, sistemas de armazenamento de energia elétrica, representam, ainda, um dos maiores custos nestes sistemas, sendo entraves para seu maior desenvolvimento.

Destaca-se que a implantação de um marco regulatório apropriado, incentivos à cadeia de produção, evolução das tecnologias de armazenamento, assim como maior informação ao consumidor, poderiam garantir a obtenção dos benefícios que estes sistemas oferecem. Além disso, a fim de conseguir este desenvolvimento, salienta-se que deve ser incentivada a maior participação do capital privado, além de incentivar as Parcerias Público Privadas (PPP).

Vale a pena ressaltar que as PPPs são acordos entre o setor público e privado a fim de realizar obras conjuntas ou serviços de interesse da população (o governo vira sócio das empresas). Regidas pela Lei 11.079/2004, um dos requisitos é para prestação de serviços por um período de 5 a 35 anos e para contratos cujo custo seja superior a R$ 10 milhões. Um dos segmentos onde estas PPPs poderiam ser aplicadas seria na Iluminação Pública (IP) que é de responsabilidade das Prefeituras Municipais (desde 2014), que são as responsáveis pela gestão dos ativos de IP como: modernização, manutenção e expansão.

Com respeito aos modelos técnicos utilizados nas microrredes, alguns entrevistados indicaram que o modelo mais apropriado poderia considerar a utilização da GD renovável (principalmente fotovoltaica), não renovável (fóssil) e o armazenamento de energia elétrica. Entretanto, alguns outros, afirmaram que não existiria um modelo padronizado, uma vez que as regiões brasileiras são muito diversas, necessitando cada uma de soluções específicas.

Uma vez que tanto microrredes como os REDs são sistemas locais, vale a pena salientar que destacou-se também a importância da participação das distribuidoras a fim de incentivar sua implantação. Contudo, segundo o marco regulatório atual, distribuidoras estariam proibidas de participar do mercado de geração. No entanto, conforme destacado anteriormente, uma das formas a fim de permitir esta participação poderia ser através da permissão destas poder possuir ativos de geração, a fim de implantar projetos de pesquisa em microrredes, para, posteriormente, adicionar estes ativos à sua propriedade.

Finalmente, salienta-se que, o gerenciamento da geração associado a um sistema de armazenamento de energia deve utilizar um mecanismo inteligente mais elaborado, principalmente, no uso racional da energia, evitando desperdícios; fato que pode ser conseguido através das microrredes, conforme postulado neste trabalho.

6. Microrrede no Centro de Tecnologia da UFRJ

6.1. Programas de simulação

A utilização de tecnologias e recursos não convencionais têm gerado um aumento na base de dados de recursos renováveis, situação que se torna mais complexa quando acrescentados dados das fontes convencionais, os quais devem ser utilizados em programas computacionais para análise e planejamento de sistemas mais complexos como as microrredes.

Nos estágios iniciais de desenvolvimento, além dos dados tecnológicos, são necessários dados confiáveis dos recursos renováveis, custo de combustíveis, perfis de demanda e custos da energia, para dessa forma, projetar um sistema técnica e economicamente viável.

Além dos desafios discutidos nos capítulos anteriores, existe o desafio de analisar e projetar, técnica e economicamente, uma microrrede. Nas agências ou instituições de pesquisa ao redor do mundo, foram desenvolvidos alguns programas computacionais, principalmente, para fontes renováveis.

Dentre estes programas podemos mencionar (Connolly, et. al., 2010; Farret & Godoy, 2006; Lalwani, Kothari & Singh, 2010; Manfren, Caputo & Costa, 2011; Pavlovic, Milosavljevic & Pirsl, 2013): RETScreen, PV F-Chart, Solar Design Tool, INSEL, TRNSYS, HYBRID 2, System Advisor Model (SAM), PVsyst, SolarPro, PV DesignPro, PVSOL, HOMER, DER CAM e PV Cost Simulation; porém, a grande maioria não foram desenvolvidos para microrredes. Alguns dos mais conhecidos e utilizados em sistemas renováveis são explicados brevemente a seguir.

RETScreen; utiliza um procedimento de cinco passos (análise energética, análise de custos, análise de emissões, análise financeira e análise de sensibilidade/risco), o programa permite realizar uma análise da viabilidade técnica e financeira de projetos com energia renovável, eficiência energética e cogeração. Permite também a comparação de projetos com energia convencional e com fontes alternativas. Este programa pode simular uma ampla gama de projetos remotos industriais de energia híbridos eólico-fotovoltaico-grupo gerador, armazenamento de energia para iluminação em sistemas isolados, GD para residências e edifícios comerciais, etc.

TRNSYS; programa de simulação mais flexível para sistemas fotovoltaicos, neste o usuário pode estabelecer uma linguagem gráfica de descrição do sistema para especificar os componentes que o constituem e a forma em que eles estão conectados. Este programa é útil para a análise de esquemas de controle, simulação de energia elétrica, desenho solar, desempenho térmico, análise sistemas HVAC, etc. Além disso, pode ser acomodado para análise de sistemas tendo um comportamento em função do tempo (modelo transiente).

PV F-Chart; programa para análise e desenho de sistemas fotovoltaicos, utilizando valores médios mensais. Pode simular sistemas conectados à rede, sistemas com baterias para armazenamento e sistemas isolados, além disso, pode incluir sistemas com um eixo, dois eixos assim como concentradores solares.

SAM; modelo de desempenho técnico econômico executado pelo TRNSYS para simulação de tecnologias solares, incluindo o financiamento e as premissas de custos. Este modelo objetiva a agilização da tomada de decisões nas pessoas associadas à indústria renovável variando desde gerentes de projeto a engenheiros, desenvolvedores de tecnologia e pesquisadores.

Além disso, o programa faz previsões do desempenho para sistemas fotovoltaicos conectados à rede, concentração de energia solar, eólica, biomassa e sistemas de energia geotérmica. Sendo seus modelos de fluxo de caixa adequados para projetos de GD que compra e vende energia a preços de varejo e para projetos de geração de energia que vende energia a um preço negociado através de um acordo de compra de energia.

DER CAM; modelo económico e ambiental, que está em desenvolvimento no Laboratório de Berkeley desde 2000. O objetivo deste modelo é minimizar o custo de sistemas locais de geração e sistemas de cogeração, tanto para clientes individuais ou em microrredes.

O modelo ajuda a reduzir os custos de energia do consumidor através da utilização de GD, selecionando qual GD e/ou tecnologias de cogeração o consumidor deve adotar e como que a tecnologia deve ser operada com base na demanda local e informações de preços e dados de desempenho de opções de equipamentos disponíveis.

Entre os programas mencionados, basicamente, são dois os que podem ser considerados para simulação de microrredes: *DER CAM* e *HOMER*. A versão atual do *DER CAM* e a antiga do *HOMER* são gratuitas (não possui atualizações). Entretanto, este

último possui uma versão mais moderna que é comercializada, além de possuir suporte e atualizações.

Apesar do *DER CAM*, também ser apropriado para microrredes, uma das suas desvantagens é que este somente pode ser utilizado através de uma conexão com internet (opção WebOpt), não sendo possível, como no caso dos demais programas, realizar a instalação do modelo no computador. Por outro lado, o *HOMER* pode ser instalado no próprio computador, facilitando sua utilização em qualquer lugar. Consequentemente, com base na literatura analisada, foi selecionado o *HOMER* para a simulação e análise da microrrede a ser implantada no CT – UFRJ, este é explicado brevemente no Apêndice E.

6.2. Dimensionamento de uma microrrede

A fim de avaliar a viabilidade técnica e econômica da implantação de uma microrrede, é necessário analisar uma série de aspectos que poderiam ter impactos positivos ou negativos. De maneira geral, a avaliação da implantação de uma microrrede é constituída pelos seguintes passos (Da Conceição, 2011; Leonhardt, et. al., 2015; Matozo, 2014; Piagi & Lasseter, 2001; Quinteiro, et. al., 2013):

- Da mesma forma que em qualquer projeto convencional de energia, em microrredes, os custos de investimento são uma questão essencial. Por outro lado, diferentemente aos projetos convencionais, microrredes não são projetos para serem abordados como simples soluções pelo lado da oferta.

  Para o usuário da microrrede obter seus máximos benefícios em confiabilidade, redução de custos energéticos, integração de energias renováveis, entre outros, estas também devem integrar soluções pelo lado da demanda, bem como de armazenamento de energia, quando apropriado.

  Nesse sentido, prévio ao desenvolvimento do projeto da microrrede, devem ser implantadas soluções pelo lado da demanda (eficiência energética e/ou gerenciamento da demanda), a fim de não somente diminuir seus custos de investimento (redução da capacidade da microrrede), mas também obter os máximos benefícios possíveis (maior redução nas contas de energia, melhor capacidade de controle das cargas prioritárias e não prioritárias, etc.).

  Vale a pena salientar que este primeiro passo não necessariamente corresponde ao processo de desenvolvimento da microrrede propriamente

dito, mas sim, a outras questões como, por exemplo, redução do consumo de energia (redução das contas), podendo inclusive ser implantado antes de iniciar o processo de desenvolvimento do projeto da microrrede.

- Avaliação do local de implantação da microrrede, podendo ser necessário a apresentação de uma visão geral do local, verificando sua localização geográfica, superfície total e disponibilidade de espaço físico para sua instalação, que corresponde à instalação dos seus diversos componentes (GD convencional, GD renovável, sistemas de armazenamento, transformadores, rede de distribuição, etc.).

  Deve ser verificada, por exemplo, a existência de obstáculos que possam obstruir o fluxo do vento ou causar sombreamento, telhados apropriados, espaço disponível para O&M e visitas, etc.

  Dependendo da tecnologia a ser utilizada, um fator importante a considerar é o clima, por exemplo, lugares com temperaturas elevadas (ou poeira em excesso) poderiam afetar o funcionamento de alguns equipamentos, principalmente, quando da utilização de tecnologia fotovoltaica.

  Caracterização e avaliação das condições do sistema elétrico que atende as instalações do local. Conjuntamente, deve ser realizada uma análise do seu consumo de energia elétrica a partir dos dados conseguidos, principalmente, a fim de obter seu perfil de consumo.

  Também, pode-se apresentar uma projeção do aumento das cargas elétricas e consumo de energia elétrica do local, assim como, realizar uma caracterização qualitativa e quantitativa das cargas locais, a fim de poder determinar as cargas prioritárias e não prioritárias.

  Vale destacar que, o estudo do aumento da demanda deveria ser realizado tanto no local onde será instalada a microrrede, assim como na região onde, entende-se, a microrrede deverá ser instalada. Esta questão é importante uma vez que, dependendo da sua capacidade, faz-se necessário saber quais são os possíveis impactos desta nos transformadores, disjuntores, cabos, dispositivos de segurança, etc. da região e vice-versa.

- Análise e identificação de recursos energéticos locais. Um elemento fundamental são os recursos energéticos (renováveis e não renováveis) que se tenha localmente, onde a microrrede será instalada. Esta identificação, está baseada, principalmente, na informação dos registros históricos de, por exemplo, nível de radiação, temperatura, direção e velocidade do vento, quantidade de lixo, população, volume de água de chuva, custos de combustíveis, transporte, armazenamento, etc.

- Escolha do programa computacional; através da análise de diversos softwares, seleciona-se a ferramenta computacional apropriada que ajude a conseguir os objetivos perseguidos. Nesse sentido, deve ser selecionado o programa computacional que ajude na determinação da solução mais viável técnica e economicamente. Na medida em que microrredes consigam um melhor desenvolvimento tecnológico, diversos programas computacionais deverão ser desenvolvidos.

- Identificação e análise das tecnologias disponíveis; avaliam-se as características técnicas das tecnologias que possam ser uma solução baseada nos custos de investimento, de operação e manutenção, aumento da eficiência, aceitação do mercado, tempo de vida, etc.

- Planejamento da microrrede propriamente dita; através da simulação e/ou otimização, apresenta-se uma análise técnico econômica do projeto a ser implantado, indicando quais seriam as tecnologias a ser utilizadas. Pode-se, também, criar diversos cenários para implantação da microrrede, que devem ajudar ao desenvolvimento do sistema.

- Resultados e análise dos resultados encontrados na simulação e/ou otimização. Espera-se que nesta etapa possam ser descritos os fatores mais relevantes na implementação da microrrede.

Uma vez que microrredes poderiam ser construídas e ampliadas em fases ao longo do tempo, nesse sentido, custos de médio e longo prazo para tal fim devem ser parte do seu processo de planejamento. Este processo pode ser realizado de duas formas (Leonhardt, et. al., 2015): projeção e construção da microrrede para as cargas existentes ou projeção e construção da microrrede considerando uma futura expansão.

No primeiro caso, a microrrede é projetada e construída para atender as cargas que devem ser conectadas imediatamente e considerando uma margem de erro, já no segundo caso, é necessária a inserção de elementos adicionais que permitam a futura expansão do sistema, por exemplo, facilidade para adicionar futuras unidades, tubulação e fiação de maior capacidade e quantidade, etc.

Vale destacar que para o desenvolvimento do projeto da microrrede no CT – UFRJ, deverão ser considerados algumas das etapas indicadas anteriormente, entretanto, outras, como, por exemplo, implantação de programas de eficiência energética, gerenciamento pelo lado da demanda, análise das cargas prioritárias e não prioritárias, projeção da demanda e consumo de energia, não serão considerados, uma vez que não existem os dados suficientes para tal propósito.

6.3. Programa Fundo Verde da UFRJ

A UFRJ tem na Cidade Universitária na Ilha do Fundão, seu principal campus, que alberga diversos cursos de graduação, pós-graduação, laboratórios, escritórios, salas e um complexo residencial para estudantes de graduação. A antiguidade da sua infraestrutura, que data da década de 1970, fazem que UFRJ apresente problemas relacionados com os custos da energia elétrica, os quais representam a maior rubrica do seu orçamento de custeios (UFRJ, 2011).

Dentre as unidades que mais consumem energia na Cidade Universitária destacam: o Centro de Tecnologia (CT), o Centro de Ciências da Saúde (CCS) e o Hospital Universitário (HUCFF), cujos custos representam, aproximadamente, 65,2% das despesas totais com energia. A Figura 28 mostra o consumo de energia e os custos acumulados das unidades da Cidade Universitária em 2015, destacando-se os três maiores consumidores.

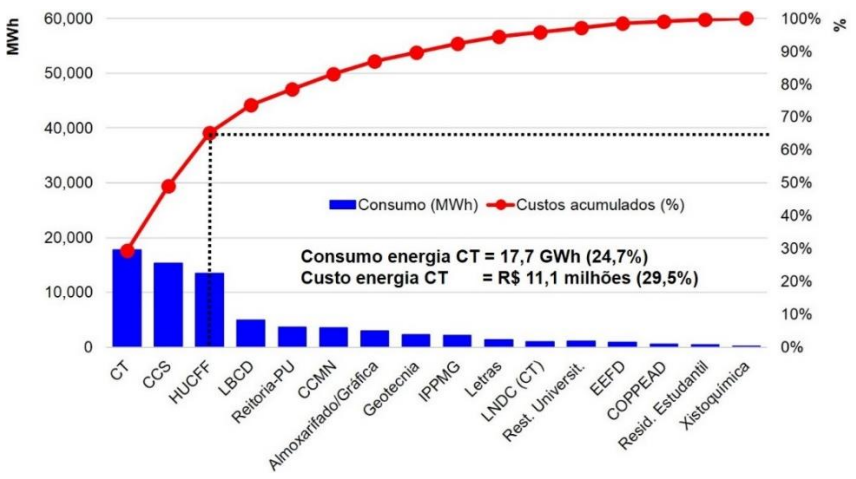

Figura 28. Consumo de energia e custos acumulados na Cidade Universitária da UFRJ em 2015. Fonte (Lima & Kahn, 2015).

O aumento das atividades da universidade nos próximos anos, ampliação seu número de salas de aula, de laboratórios e horas de ensino, fazem inevitável o aumento do consumo de energia elétrica na UFRJ. Nessa lógica, iniciativas que promovam o uso racional e eficiente da energia, além de utilização das fontes renováveis na Cidade Universitária devem ser enquadradas como prioritárias.

Nesse sentido foi criado o Programa Fundo Verde de Energia da UFRJ, como sendo um instrumento econômico a fim de financiar projetos que visam o desenvolvimento sustentável da Cidade Universitária da UFRJ. O Fundo Verde foi criado em 2013 pelo governo do Estado do Rio de Janeiro, que optou por prescindir da renda do ICMS correspondente ao consumo de energia elétrica da universidade, sendo revertida integralmente à esta.

Por meio desse instrumento, destina-se, aproximadamente, R$ 7,0 milhões/ano em favor da UFRJ, os quais devem ser aplicados para transformar a Cidade Universitária em um exemplo de cidade sustentável, explorando o conceito de laboratórios vivos. Os principais investimentos do Fundo Verde estão concentrados em projetos relacionados à implantação de tecnologias limpas, uso racional da água, mobilidade inteligente e gestão e reciclagem de resíduos (Lima & Kahn, 2015):

Os primeiros projetos implementados pelo Fundo Verde referem-se, basicamente, à energia solar fotovoltaica na UFRJ. O primeiro foi um sistema fotovoltaico de 99 kWp, conectado à rede, no estacionamento anexo ao CT. Além disso, destacam estudos sobre o

potencial solar nas coberturas da Cidade Universitária da UFRJ, conforme mostrado na Figura 29. A Figura 30 mostra os projetos desenvolvidos pelo Fundo Verde até 2018.

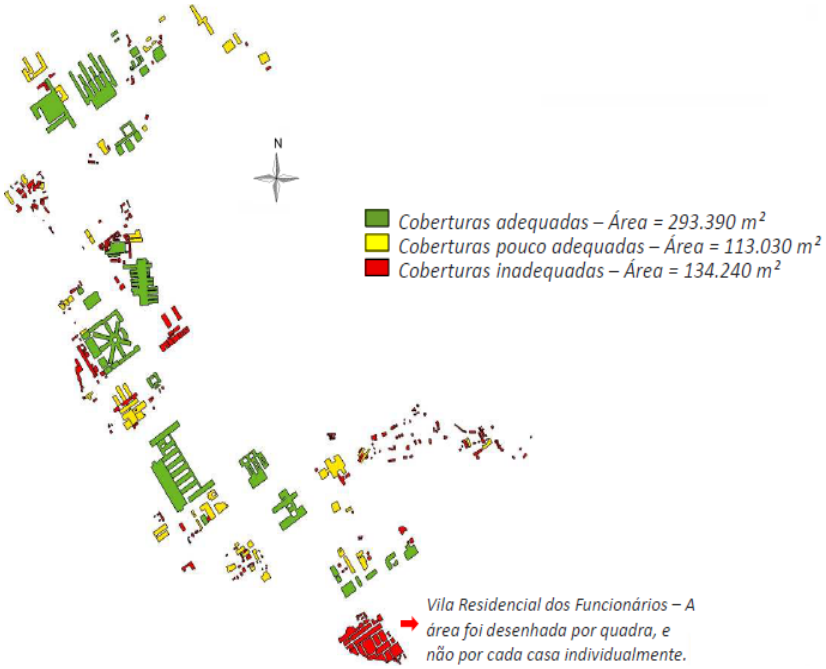

Figura 29. Classificação coberturas da Cidade Universitária da UFRJ quanto à possibilidade de instalação de sistemas fotovoltaicos. Fonte (FUNDO VERDE, 2014a).

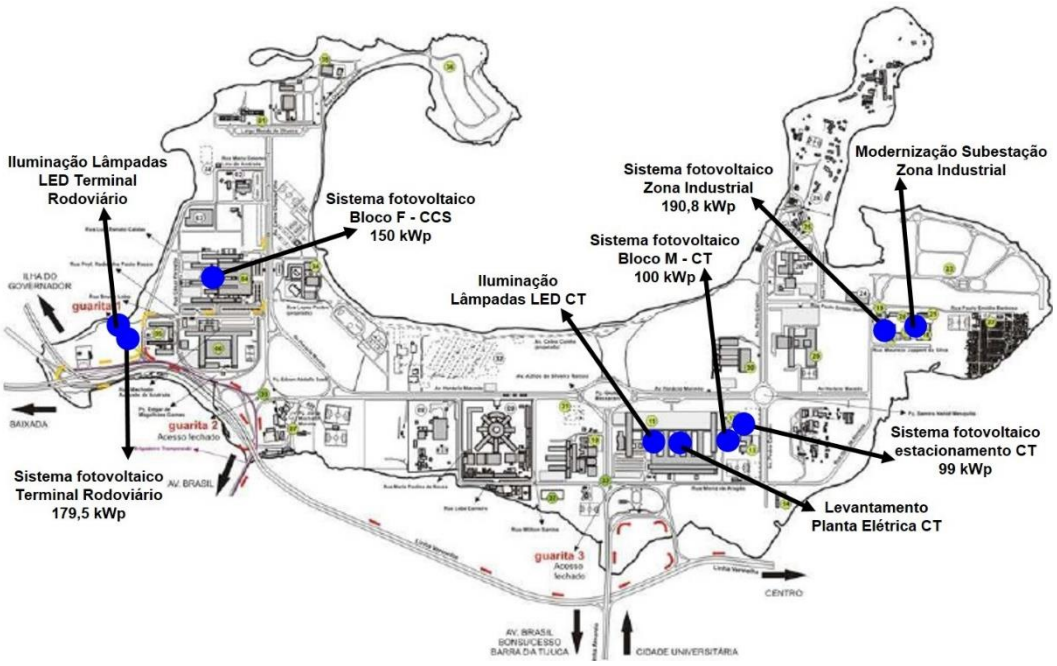

Figura 30. Localização dos projetos em energia desenvolvidos pelo Fundo Verde na Cidade Universitária da UFRJ até 2018. Fonte (Elaboração própria).

6.4. Microrrede no Centro de Tecnologia da UFRJ

6.4.1. Caracterização do local

Nesta seção apresentam-se a caracterização do CT – UFRJ, assim como os parâmetros econômicos utilizados para o processo de simulação da microrrede, estes últimos em valores médios referentes a 2015, extraídos das tabelas apresentadas no Apêndice A. O CT – UFRJ está localizado na Cidade Universitária da UFRJ na Ilha do Fundão e possui uma área total de 103.622,4 m^2 (entre área construída e estacionamentos). Este é um consumidor de média tensão do subgrupo A4 na Tarifa Horo Sazonal Verde e possui uma demanda contratada de 5.150 kW. O perfil médio de demanda, consumo e despesas em energia elétrica são observados nas Figura 31, Figura 32 e Figura 33, respectivamente.

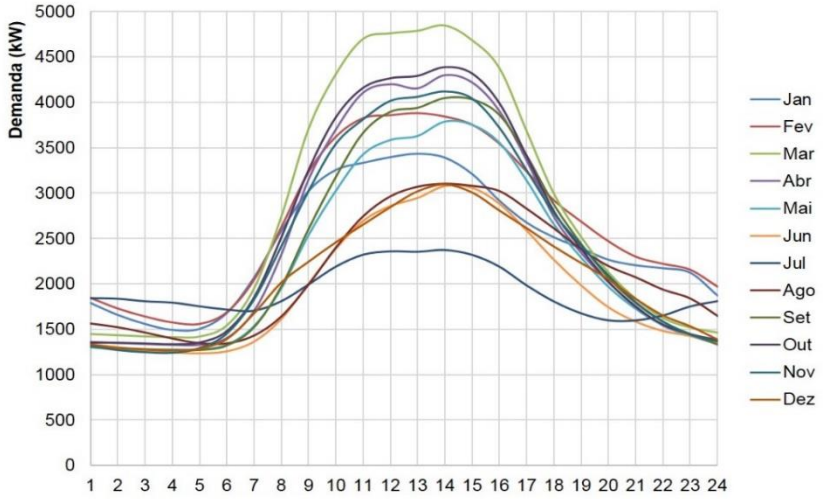

Figura 31. Perfis médios de demanda do CT - UFRJ, considerando dias úteis para o período de jan/13 até mar/15. Fonte (Lima & Kahn, 2015).

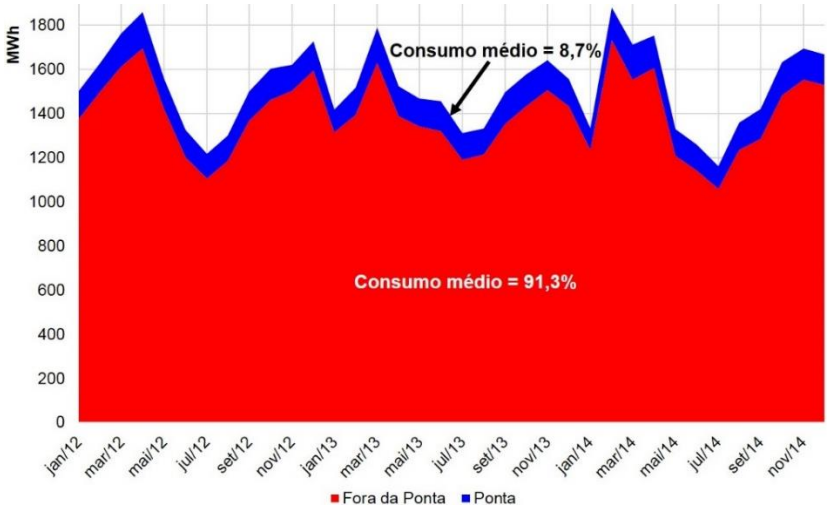

Figura 32. Consumo de energia na ponta e fora da ponta do CT - UFRJ. Fonte (Lima & Kahn, 2015).

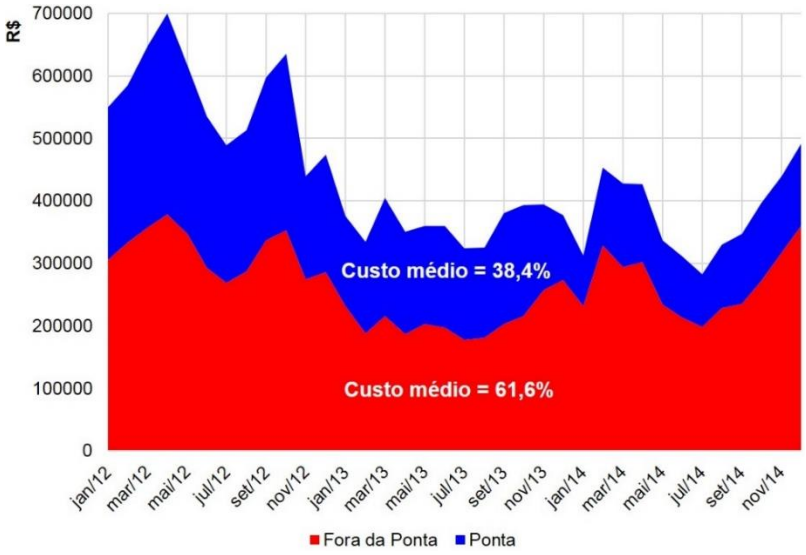

Figura 33. Despesas com energia na ponta e fora da ponta do CT - UFRJ. Fonte (Lima & Kahn, 2015).

Entre as principais causas do elevado consumo do CT – UFRJ podemos mencionar (FUNDO VERDE, 2015): falta de manutenção, falta de investimento na modernização da infraestrutura, crescimento desorganizado (impede a projeção da demanda), consumo desnecessário, ausência de políticas de eficiência energética, entre outras questões.

Além das despesas elevadas com energia elétrica, um dos seus grandes problemas encontra-se na elevada frequência de quedas na tensão e interrupções não programadas no fornecimento de energia (Da Conceição, 2011; FUNDO VERDE, 2014b). Logo questões como custo e confiabilidade no fornecimento da energia elétrica são de extrema importância no CT – UFRJ.

A implantação de uma microrrede poderia ajudar no sentido de reduzir seus custos energéticos e melhorar a confiabilidade do seu fornecimento. Nesse sentido, é necessário o levantamento de alguns parâmetros a fim de realizar esta análise. Na Tabela 10 são quantificados tanto o recurso solar (kWh/m^2-dia, no plano horizontal) como o recurso eólico (m/s) para o CT – UFRJ.

Tabela 10. Recursos solar e eólico (a 50 m. de altura) para o CT - UFRJ. Fonte (CRESESB, 2016).

Parâmetro	mês											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Radiação	5,4	5,7	5,1	4,2	3,9	3,4	3,6	4,3	4,4	4,9	5,4	5,6
V_{VENTO}	3,6	3,6	3,4	3,4	3,4	4,2	4,2	4,2	3,6	3,6	3,6	3,6

O HOMER utiliza como padrão de moeda o dólar, consequentemente, foram adotados os seguintes câmbios: USD$ 1 = R$ 3,3384; EUR$ 1 = R$ 3,6992; EUR$ 1 = USD$ 1,1096 (BCB, 2016; FEDERAL RESERVE, 2016). Por ser a UFRJ uma instituição pública, foi considerado como taxa de juros o valor médio da Taxa Selic no ano de 2015, sendo este valor de 13,32% a.a. Além disso, foram consideradas como tarifas da distribuidora (sem incidência de impostos) os seguintes valores: US$ 3,699/kW (tarifa de demanda), US$ 0,323/kWh (tarifa energia da ponta) e US$ 0,111/kWh (tarifa energia fora da ponta) (BCB, 2016; LIGHT, 2016).

Nos casos em que foi utilizado o mecanismo de net metering, foram considerados que os valores de venda da energia à rede são os mesmos que as tarifas da distribuidora local. Além disso, foi considerado como horário de ponta as horas entre as 17:00 horas e 20:00 horas de segunda-feira a sexta-feira.

Como custos referentes à geração diesel foram utilizados os seguintes valores: custos de capital de US$ 831/kW (os quais incluem sua instalação), custos de substituição de US$ 665/kW e custos de O&M de US$ 0,010/kWh, possuindo um consumo específico de 0,25 L/kWh e custo do óleo diesel de US$ 0,715/L (DIESEL SERVICE & SUPPLY, 2015; EIA, 2016).

Como custos referentes à geração a gás natural foram utilizados os seguintes valores: custos de capital de US$ 908/kW (os quais incluem sua instalação), custos de substituição de US$ 726/kW e custos de O&M de US$ 0,014/kWh, possuindo um consumo específico de 0,31 m^3/kWh e custo do gás natural de US$ 0,360/m^3 (US$ 10,31/MBTU) (BP STATISTICAL REVIEW, 2016; DIESEL SERVICE & SUPPLY, 2015). Vale destacar que para ambos os casos, gerador diesel e a gás natural, supõe-se uma vida útil de 30.000 horas, conforme referenciado em (Ribeiro, 2014).

Também foram utilizados como custos de implantação de um sistema eólico os seguintes valores: custos de capital de US$ 1610/kW e custos anuais de O&M de US$ 41/kW. Além disso, conforme destacado em (Ribeiro, 2014), como custo médio de substituição do gerador eólico 92% do valor do custo de implantação.

A fim de definir o custo de capital e de substituição, tanto dos painéis fotovoltaicos como dos inversores, foi considerada a composição média do custo total de instalação de

um sistema fotovoltaico de GD, conforme referenciado em (EPE, 2016b; FRAUNHOFER ISE, 2015; Hoppmann, et. al., 2014) e cujos valores são os seguintes: módulos fotovoltaicos 47%, balanço do sistema (BoS) 38% e inversores 15%.

Nesse sentido, baseado na composição de custos do sistema fotovoltaico e considerando como valor médio do custo de instalação de sistemas fotovoltaicos US$ 2483/kW, os custos dos módulos fotovoltaicos foram os seguintes: custos de capital de US$ 2111/kW e custos de substituição de US$ 1167/kW. Foram considerados um tempo de vida de 20 anos e custos de O&M como desprezíveis.

Vale destacar que os custos de capital dos módulos fotovoltaicos incluem, além do custo do módulo fotovoltaico, propriamente dito, os custos do BoS, que já incluem, entre outras coisas, os custos relacionados à instalação dos diversos componentes do sistema fotovoltaico, entre estes os inversores.

Consequentemente, como custos relacionados ao inversor, foram utilizados os seguintes valores: custos de capital do inversor US$ 372/kW e custos de substituição de US$ 372/kW. Foram considerados um tempo de vida de 10 anos e custos de O&M como desprezíveis.

Em relação ao sistema de armazenamento, o HOMER dispõe de alguns modelos de bateria no seu banco de dados. Foi considerado um sistema de baterias do modelo Hoppecke 24 OPzS 3000, com maior capacidade nominal. Como custos para as baterias, foram utilizados os seguintes valores: custos de capital de US$ 534 e custos de substituição de US$ 401. Os custos anuais relacionados à O&M da bateria, conforme referenciado em (IEA, 2014a), correspondem a 5% do custo de capital, cujo valor é US$ 27/ano.

Com respeito às tecnologias de armazenamento, vale destacar que, conforme salientado em (IEA, 2014a), a faixa de custos é ampla e cujas avaliações são difíceis de realizar, uma vez que estes dados estão, principalmente, disponíveis em projetos de pesquisa e em dados de fabricantes, consequentemente, é necessária a criação de programas de cooperação internacional e nacional a fim de promover a pesquisa, acompanhar os progressos e avaliação das barreiras.

Recentemente, modelos de negócio estão sendo pesquisados e propostos para as microrredes, porém, sua viabilidade vai depender da análise das consequências que estes

possam ter em outros setores como, por exemplo, na geração. Entre os modelos que poderiam ser viáveis em consumidores com as mesmas características que o CT – UFRJ podemos destacar: único usuário, multiusuário, híbrida e privado DBOOT, o esquema dos três primeiros é mostrado na Figura 34. A seguir mostram-se algumas das características, vantagens ou desvantagens de estes modelos.

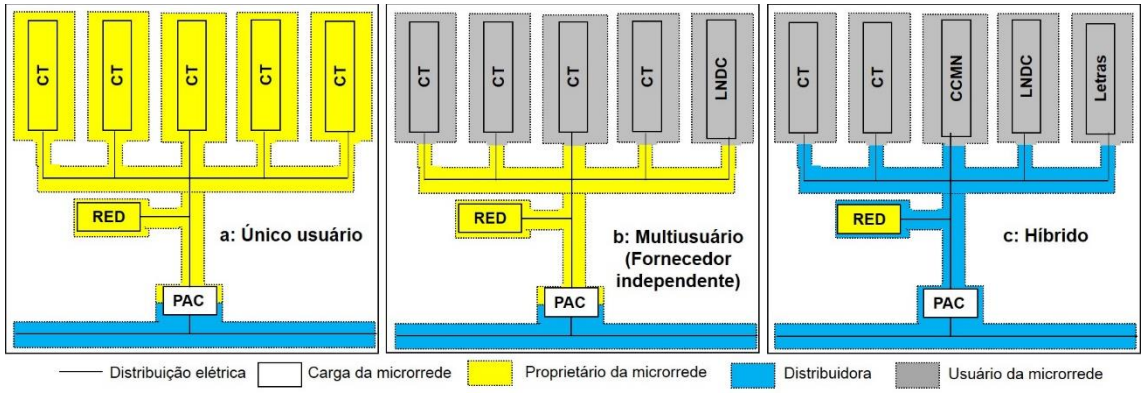

Figura 34. Esquema dos modelos de negócio de microrredes para o CT - UFRJ. Fonte (NYSERDA, 2014, adaptado).

- *Único Usuário*; este modelo foi o usado para simular a microrrede do CT. A UFRJ poderia ser a proprietária da microrrede, podendo modificar sua configuração a fim de atender a determinadas demandas ou usá-la em projetos de P&D, desenvolvendo tecnologia própria. Possuir esta tecnologia daria aos seus alunos vantagens em prepará-los e treiná-los para a futura rede. Este modelo poderia também ser aplicado na indústria, hospitais, escolas, etc.

  Uma das suas desvantagens seria se houver a necessidade de configurações complexas que incluam, por exemplo, muitas e variadas formas de geração, armazenamento e cargas. Isso levaria a problemas de implementação e, especialmente, problemas operacionais, uma vez que algumas instituições não teriam a capacidade técnico-institucional para fazê-lo, diferentemente da UFRJ. O atual marco regulatório sugere que este modelo poderia ser implementado no país.

- *Multiusuário (fornecedor independente)*; considerando que a microrrede do CT – UFRJ possa aumentar sua capacidade a fim de poder fornecer energia a outros consumidores próximos a esta, uma barreira que poderia vir a impedir tal finalidade estaria relacionada às áreas de concessão. Apesar da UFRJ ser a

proprietária de todos os edifícios próximos ao CT, ver Figura 35, este modelo permitiria fornecer energia ao Laboratório de Ensaios não Destrutivos, Corrosão e Soldagem (LNDC), pois não haveria a necessidade de atravessar fios pela rua. Para os casos do Centro de Ciências Matemáticas e da Natureza (CCMN), a Faculdade de Letras e a Reitoria, fios teriam que atravessar a rua, portanto, pode haver uma ameaça de conflito com a distribuidora local relacionada à área de concessão.

Figura 35. CT - UFRJ e edifícios vizinhos. Fonte (Lima & Kahn, 2015).

Investimentos em microrredes são elevados e podem não ser possíveis para instituições públicas com restrições orçamentárias, como a UFRJ. Economicamente, o modelo permitiria utilizar a experiência e recursos de uma instituição privada (geralmente uma ESCO), na concepção, construção e operação da microgrid.

Este modelo também pode ser usado em outras instituições: municípios, edifícios públicos, centros comerciais, parques industriais, etc., que podem não possuir expertise e/ou recursos para desenvolver o projeto. Existem alguns desafios que devem ser superados previamente e o principal refere-se às áreas de concessão, uma vez que microrredes poderiam ser consideradas ilegais,

além disso, a complexidade nos custos de transação, taxas de energia, acordos, etc.

- *Híbrido*; tal como anteriormente, este modelo também permitiria que os consumidores próximos do CT sejam atendidos pela microrrede, mas, sem o problema das áreas de concessão, pois õ sistema de distribuição lhe pertence à distribuidoras local. A complexidade é o principal desafio que este modelo deve superar, uma vez que envolve um alto nível de coordenação e interação entre a distribuidora e RED (que podem pertencer a vários proprietários). O cenário torna-se ainda mais complexo quando da operação da microrrede no modo ilhado, uma vez que a competição por energia pode fazer com que os participantes produza instabilidades.
- *DBOOT*; em troca de acordos para a compra de produtos e serviços, a universidade poderia estabelecer uma parceria limitada com uma empresa privada para projetar, construir, possuir, operar e transferir a microrrede. Após a recuperação do capital investido pela empresa, a microrrede seria de propriedade da universidade.

6.4.2. Resultados

A fim de verificar a viabilidade técnico econômica, foram simulados vários arranjos para a microrrede do CT – UFRJ, considerando os seguintes componentes: rede elétrica, gerador diesel, gerador a gás natural, gerador fotovoltaico, gerador eólico e bateria. Foram divididos em arranjos com diesel, gás natural e fontes renováveis. Os resultados das simulações são mostrados nas Tabela 11 e Tabela 12. Na Tabela 11 o arranjo zero (0) corresponde aos dados considerando unicamente o fornecimento de energia por parte de rede elétrica (existente atualmente) e o arranjo seis (6) somente às fontes renováveis.

Nas Tabela 11 e Tabela 12 são mostradas a participação de cada componente, investimento, custos de Rede/O&M, Custo da Energia (COE) e Custo Presente Líquido (NPC). Destacando que o NPC é o valor presente de todos os custos do arranjo menos o valor presente de todas as receitas, ambos ao longo da vida útil do projeto.

Tabela 11. Arranjos considerando geração diesel e arranjo renovável. Fonte (Elaboração própria).

Arranjo	Diesel MW	Rede MW	Bateria Quant.	FV MW	Eólico Quant.	Invest. 10^6*US$	Rede/O&M[1] 10^6*US$/ano	COE US$/MWh	NPC 10^6*US$
0	--	6,0	--	--	--	0	3,1	147	21,4
1	2	5,9	--	--	--	1,7	2,8	145	21,1
2	2	6,0	500	--	--	1,9	2,8	148	21,5
3	2	5,7	--	0,5	--	2,9	2,7	151	21,9
4	2	5,9	--	--	1	1,7	2,8	145	21,1
5	2	5,7	500	0,5	1	3,2	2,7	153	22,3
6	--	6,0	500	0,5	1	1,7	2,9	152	22,0

Tabela 12. Arranjos considerando geração a gás natural. Fonte (Elaboração própria).

Arranjo	GN MW	Rede MW	Bateria Quant.	FV MW	Eólico Quant.	Invest. 10^6*US$	Rede/O&M 10^6*US$/ano	COE US$/MWh	NPC 10^6*US$
1	2	5,9	--	--	--	1,8	2,7	142	20,7
2	2	6,0	500	--	--	2,1	2,7	145	21,1
3	2	5,7	--	0,5	--	3,1	2,6	148	21,5
4	2	5,9	--	--	1	1,9	2,7	142	20,7
5	2	5,7	500	0,5	1	3,4	2,6	150	21,8

Nos arranjos com geração diesel 1 e 2, os custos mais expressivos encontram-se na aquisição de energia da rede no valor de US$ 2,5 milhões/ano e nos custos de O&M e combustível no valor de US$ 0,3 milhões/ano (totalizando US$ 2,8 milhões/ano). Destaca-se que para a arranjo 2, os custos de O&M das baterias são de US$ 13.500/ano.

No terceiro arranjo com geração diesel, os custos mais expressivos correspondem à aquisição de energia da rede no valor é US$ 2,4 milhões/ano e nos custos de O&M e combustível no valor de US$ 0,3 milhões/ano (totalizando US$ 2,7 milhões/ano). Para o quarto arranjo, os custos mais significativos estão na aquisição de energia da rede no valor de US$ 2,5 milhões/ano e nos custos de O&M e combustível no valor de US$ 0,3 milhões/ano (totalizando US$ 2,8 milhões/ano). Destaca-se que para este último arranjo os custos de O&M dos geradores eólicos são de US$ 1.032/ano.

[1] Custos com aquisição de energia da rede elétrica (energia e demanda), O&M e combustível (para geradores e baterias, quando consideradas as baterias).

No quinto arranjo com geração diesel, os custos mais significativos estão na aquisição de energia da rede no valor de US$ 2,4 milhões/ano e nos custos de O&M e combustível no valor de US$ 0,3 milhões/ano (totalizando US$ 2,7 milhões/ano). Destaca-se que para este arranjo os custos de O&M das baterias e gerador eólico são de US$ 13.500/ano e US$ 1.032/ano, respectivamente.

No sexto arranjo considerando somente a rede, fontes renováveis e baterias, os custos mais significativos encontram-se na aquisição de energia da rede no valor de US$ 2,9 milhões/ano, além disso para este arranjo, os custos de O&M das baterias e gerador eólico são de US$ 13.500/ano e US$ 1031/ano, respectivamente.

Nos arranjos com geração a gás natural 1 e 2, os custos mais significativos encontram-se na aquisição de energia da rede no valor de US$ 2,5 milhões/ano e nos custos de O&M e combustível no valor de US$ 0,2 milhões/ano (totalizando US$ 2,7 milhões/ano). Destaca-se que para a arranjo 2, os custos de O&M das baterias são de US$ 13.500/ano.

No terceiro arranjo com geração a gás natural, os custos mais expressivos estão na aquisição de energia da rede no valor de US$ 2,4 milhões /ano e nos custos de O&M e combustível no valor de US$ 0,2 milhões/ano (totalizando US$ 2,6 milhões/ano). Para o quarto arranjo, os custos mais significativos estão na aquisição de energia da rede no valor de US$ 2,5 milhões/ano e nos custos de O&M e combustível no valor de US$ 0,2 milhões/ano (totalizando US$ 2,7 milhões/ano). Destaca-se que para este último arranjo os custos de O&M dos geradores eólicos são de US$ 1.032/ano.

No quinto arranjo com geração a gás natural, os custos mais significativos estão na aquisição de energia da rede no valor de US$ 2,4 milhões/ano e nos custos de O&M e combustível no valor de US$ 0,2 milhões/ano (totalizando US$ 2,6 milhões/ano). Destaca-se que para este arranjo os custos de O&M das baterias e geradores eólicos são de US$ 13.500/ano e US$ 1.032/ano, respectivamente.

Apesar de os custos de investimento do gerador a gás natural serem maiores que os do gerador diesel, as Tabela 11 e Tabela 12 indicam também que o arranjo com geração a gás natural oferece melhor viabilidade econômica quando comparado à geração diesel, uma vez que apresenta menores valores de COE e NPC. Vale a pena salientar que além dos benefícios econômicos, a questão de utilização do gerador a gás natural é também

importante devido à questão ambiental, por ser este combustível um combustível menos poluente.

Pode também ser observado nos últimos três arranjos de microrredes híbridas (geração convencional e geração renovável) a escassa participação das fontes renováveis na geração de energia, principalmente, a fonte eólica. Os resultados da simulação indicam que quando da participação da geração fotovoltaica com 0,5 MW esta gera 0,6 MWh/ano (3% do total da energia gerada).

Devido à quase nula participação da fonte eólica, esta foi identificada como sem viabilidade, sendo de 25 kW nos arranjos onde foi considerada. Vale a pena salientar que nos arranjos a participação da fonte eólica está limitada a 29.163 kWh/ano, que equivale a 0,1% do total da energia gerada.

Posteriormente, foram realizadas simulações para a microrrede considerando a legislação que regula a micro e minigeração distribuída, no que se refere ao limite na capacidade destes sistemas (5.000 kW), somente com fontes renováveis e considerando a aplicação do mecanismo de net metering. Além disso, foram acrescentadas baterias para armazenamento, uma vez que a legislação não menciona nada contra esta tecnologia.

Foi realizada uma análise de sensibilidade, considerando variações de 0% a 50%, com respeito aos seus valores de referência, dos seguintes parâmetros: custos painel fotovoltaico (redução), custos gerador eólico (redução), custos inversor (redução), custos bateria (redução), taxa de juros (redução) e tarifa de venda de energia à rede no horário de ponta (aumento).

A Figura 36 mostra o cenário com a variação nos custos do painel fotovoltaico e taxa de juros, considerando uma redução de 20% nos custos do gerador eólico e mantendo constantes os custos da bateria, inversor e tarifa de venda de energia à rede no horário de ponta. O arranjo Rede é mais viável para taxas acima 12,6% a.a., para taxas menores existe viabilidade nos arranjos Rede/Bateria, Rede/Fotovoltaico/Bateria, Rede/Eólico/Bateria e Rede/Eólico/Fotovoltaico/Bateria.

Pode ser observado que o arranjo Rede/Eólico/Fotovoltaico/Bateria começa a ser viável para taxas menores a 7,2% a.a. (para esta taxa uma redução nos custos do painel fotovoltaico acima de 32%). Também para taxas de 6,6% a.a. e redução nos custos do

painel fotovoltaico acima de 29% o arranjo é viável, aqui a quantidade de baterias no arranjo é de 3000 e o COE de US$ 135/MWh.

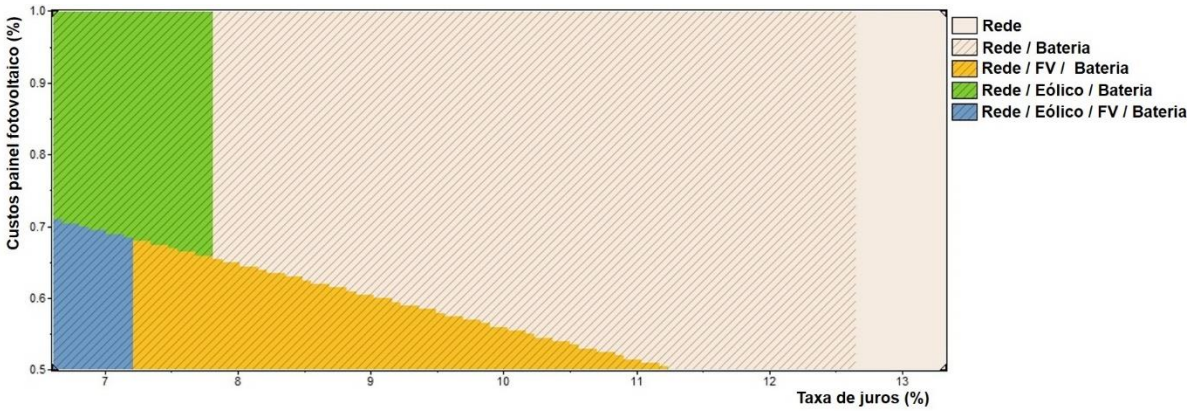

Figura 36. Análise de sensibilidade dos arranjos com redução de 20% nos custos do gerador eólico.

Fazendo um parêntese, vale a pena salientar que na simulação da microrrede mostrada anteriormente, a componente fotovoltaica foi de 4.900 kW e a eólica de 100 kW (soma total de 5.000 kW). Por outro lado, em consequência da pouca disponibilidade de vento na região, foi modificada a capacidade desta última componente, a fim de verificar seu impacto na viabilidade da microrrede.

A Tabela 13, mostra os resultados das simulações para o arranjo Rede/Eólico/Fotovoltaico/Bateria, modificando a participação da geração eólica para: 100 kW, 500, kW e 1.000 kW. Nestas simulações, foram consideradas redução de 20% nos custos do gerador eólico, mantendo constantes os custos da bateria, inversor e tarifa de venda de energia à rede no horário de ponta, além disso, foi considerando uma redução de 50% nos custos do painel fotovoltaico e taxa de juros de 6,6% a.a.

Tabela 13. Simulação do arranjo Rede/Eólico/Fotovoltaico/Bateria variando a capacidade eólica. Fonte (Elaboração própria).

Rede kW	Eólico kW	FV kW	Bateria Quant.	Invest. 10^6*US$	O&M 10^6*US$/ano	COE US$/MWh	NPC 10^6*US$
4000	100	4900	3000	8,2	2,1	135	31,0
4000	500	4500	3000	8,3	2,1	135	31,1
4000	1000	4000	3000	8,4	2,1	136	31,2

Pode ser observado, que existe um leve aumento no investimento e no NPC a medida que a participação eólica aumenta. Além disso, a participação da geração de energia da

fonte eólica continua a ser pequena no total, cujos valores são 0,5%, 2,4% e 4,9%, conforme observado na Tabela 14, logo o aumento no seu investimento não compensa a quantidade de energia produzida por esta.

Tabela 14. Participação da geração eólica no total da energia produzida pela microrrede no arranjo Rede/Eólico/Fotovoltaico/Bateria. Fonte (Elaboração própria).

Tecnologia	EOLICO = 100 kW		EOLICO = 500 kW		EOLICO = 1000 kW	
	MWh/ano	%	MWh/ano	%	MWh/ano	%
Fotovoltaico	6266	26,1	5755	24,0	5115	21,3
Eólico	117	0,5	583	2,4	1167	4,9
Rede	17659	73,5	17680	73,6	17707	73,8
Total	24042	100,0	24018	100,0	23989	100,0
Renovável (%)	26,5%		26,4%		26,2%	

Continuando com as simulações, a Figura 37 mostra o cenário com a variação nos custos do painel fotovoltaico e taxa de juros, considerando uma redução de 50% nos custos do gerador eólico e mantendo constantes os custos da bateria, inversor e tarifa de venda de energia à rede no horário de ponta. Observa-se que para taxas menores a 11,3% a.a. o arranjo Rede/Eólico/Fotovoltaico/Bateria começa a ter viabilidade. Para taxas de 6,6% a.a. e redução nos custos do painel acima de 29% o arranjo também é viável, aqui a quantidade de baterias no arranjo é de 3.000 e o COE de US$ 134/MWh.

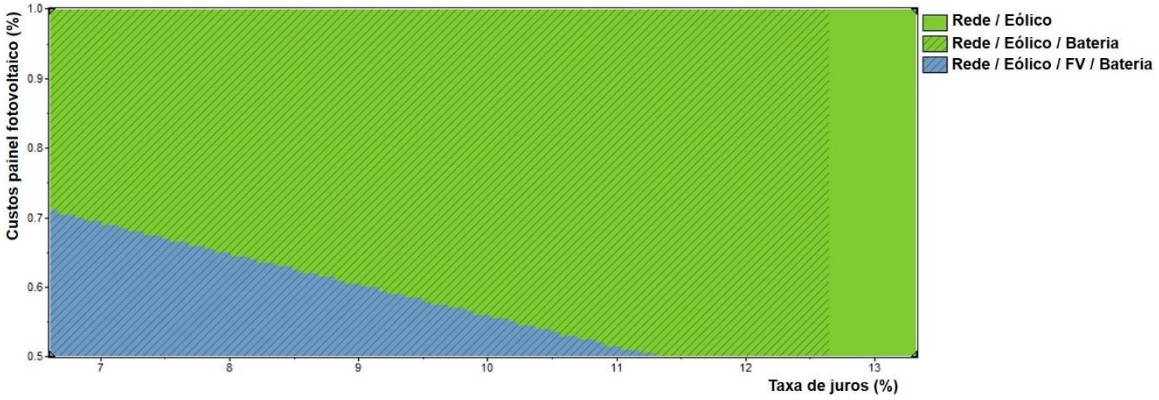

Figura 37. Análise de sensibilidade dos arranjos com redução de 50% nos custos do gerador eólico.

A Figura 38 mostra o cenário com a variação nos custos do painel fotovoltaico e taxa de juros, considerando uma redução de 20% nos custos do gerador eólico e aumento de 50% na tarifa de venda de energia à rede no horário de ponta, mantendo constantes os custos da bateria e inversor. Observa-se que para taxas menores que 7,2% a.a. (para esta

taxa uma redução nos custos do painel fotovoltaico acima de 32%), o arranjo Rede/Eólico/Fotovoltaico/Bateria começa a ser viável. Também para taxas de 6,6% a.a. e redução nos custos do painel acima de 29% o arranjo é viável, aqui a quantidade de baterias no arranjo é de 3.500 e o COE de US$ 124/MWh.

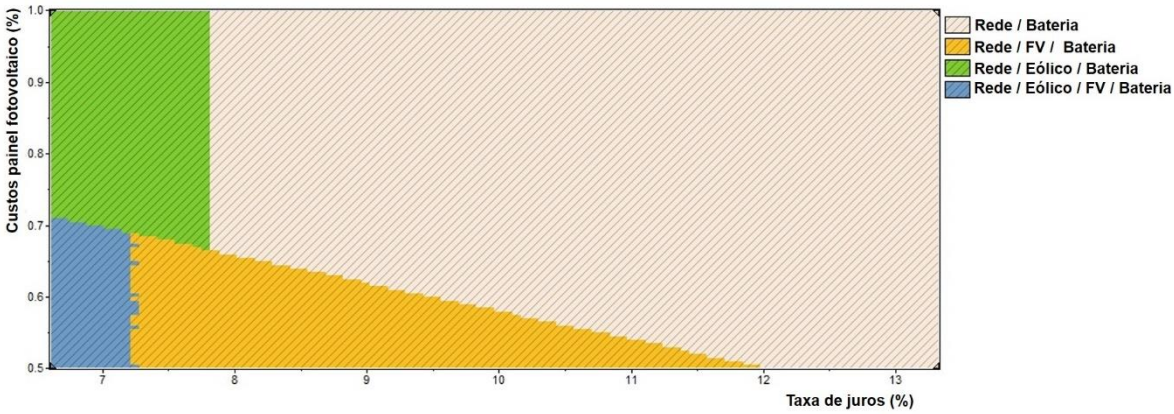

Figura 38. Análise de sensibilidade dos arranjos com redução de 20% nos custos do gerador eólico e aumento de 50% na tarifa de venda de energia à rede na ponta.

Pode ser observado que no cenário mostrado na Figura 38 que o fornecimento de energia elétrica por parte somente da rede elétrica já não seria vantajoso para o CT – UFRJ, conforme foi mostrado na Figura 36, onde a rede elétrica sozinha é importante. Neste cenário, a energia da rede elétrica pode ser armazenada em baterias e posteriormente utilizada no horário de ponta. Além disso, pode ser observado que a viabilidade do arranjo Rede/Fotovoltaico/Bateria (área em amarelo) melhora quando comparada ao mesmo arranjo do cenário mostrado na Figura 36.

A Figura 39 mostra o cenário com a variação nos custos do painel fotovoltaico e taxa de juros, considerando uma redução de 50% nos custos do gerador eólico e aumento de 50% na tarifa de venda de energia à rede no horário de ponta, mantendo constantes os custos da bateria e inversor. Observa-se que para taxas menores que 12,0% a.a. o arranjo Rede/Eólico/Fotovoltaico/Bateria começa a ser viável. Para taxas de 6,6% a.a. e redução nos custos do painel acima de 29% o arranjo também é viável, aqui a quantidade de baterias no arranjo é de 3.500 e o COE de US$ 124/MWh.

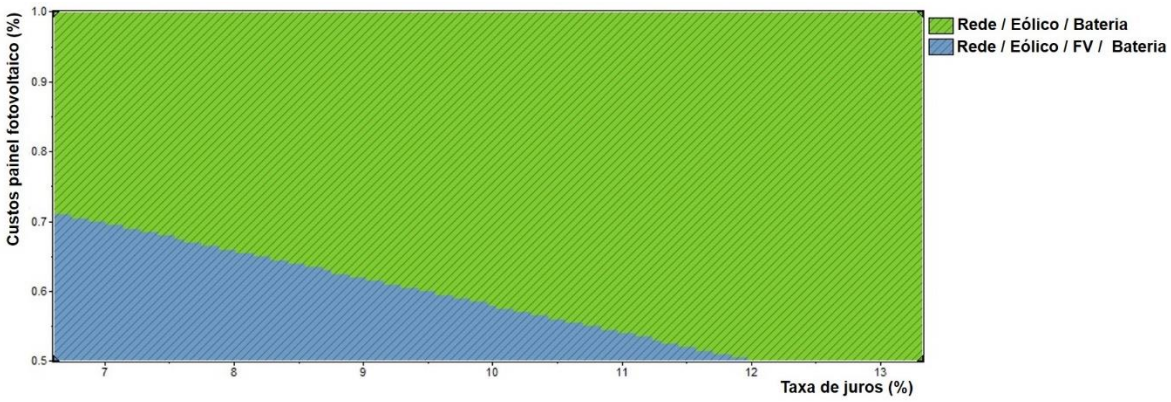

Figura 39. Análise de sensibilidade dos arranjos com redução de 50% nos custos do gerador eólico e aumento de 50% na tarifa de venda de energia à rede na ponta.

A Figura 40 mostra o cenário com a variação nos custos do painel fotovoltaico e taxa de juros, considerando uma redução de 50% nos custos do gerador eólico, bateria, inversor e aumento de 50% na tarifa de venda de energia à rede no horário de ponta. Observa-se que para taxas menores que 11,9% a.a. o arranjo Rede/Eólico/Fotovoltaico/Bateria começa a ser viável. Também para taxas de 6,6% a.a. e redução nos custos do painel acima de 29% o sistema é viável, aqui a quantidade de baterias deste arranjo é de 3.500 e o COE de US$ 112/MWh.

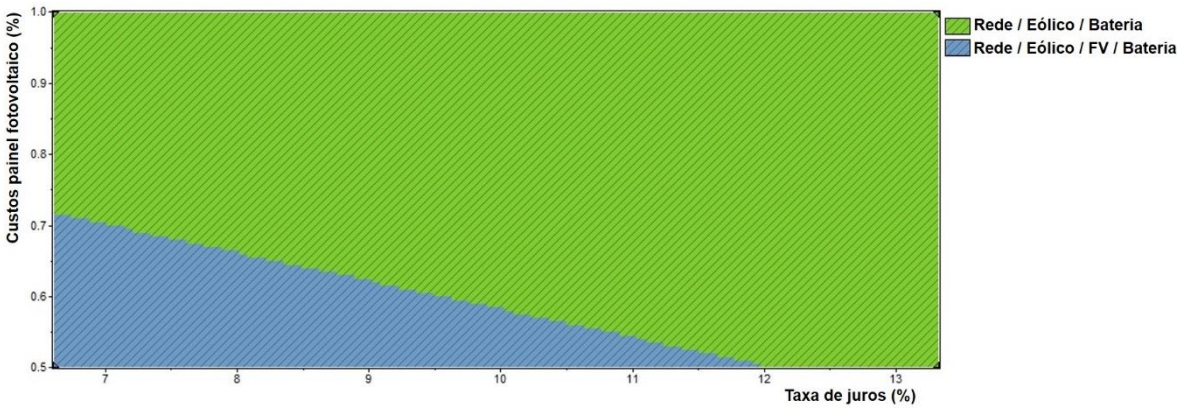

Figura 40. Análise de sensibilidade dos arranjos com redução de 50% nos custos do gerador eólico, bateria, inversor e aumento de 50% na tarifa de venda de energia à rede na ponta.

Uma vez que o recurso eólico não é suficiente no local, foi também simulada uma microrrede considerando o arranjo Rede/Fotovoltaico/Bateria. Neste cenário considera-se também aplicável a legislação que regula à micro e minigeração distribuída, ou seja, considera-se que o sistema fotovoltaico tem uma potência de 5.000 kW.

Da mesma forma que no caso anterior, foi realizada uma análise de sensibilidade, considerando variações de 0% a 50%, com respeito aos seus valores de referência, nos seguintes parâmetros: custos painel fotovoltaico (redução), custos inversor (redução), custos bateria (redução), taxa de juros (redução) e tarifa de venda de energia à rede no horário de ponta (aumento).

A Figura 41 mostra o cenário com a variação nos custos do painel fotovoltaico e taxa de juros, mantendo constantes os custos da bateria, custos do inversor e tarifa de venda de energia à rede no horário de ponta. O arranjo Rede é mais viável para taxas acima de 12,6% a.a., para taxas menores existe viabilidade tanto nos arranjos Rede/Bateria como Rede/Fotovoltaico/Bateria.

Para uma redução de até 29% nos custos do painel fotovoltaico e taxas de 6,6% a.a., o arranjo Rede/Bateria começa a ser viável, nesta condição a quantidade de baterias é de 3.000 e o COE de US$144/MWh. Para uma redução acima de 29% nos custos do painel fotovoltaico e taxas de 6,6% a.a., o arranjo Rede/Fotovoltaico/Bateria começa a ser viável, nesta condição a quantidade de baterias é de 3.000 e o COE de US$ 135/MWh, a medida que a taxa de juros aumenta, é necessário que exista um maior desconto nos custos do painel fotovoltaico.

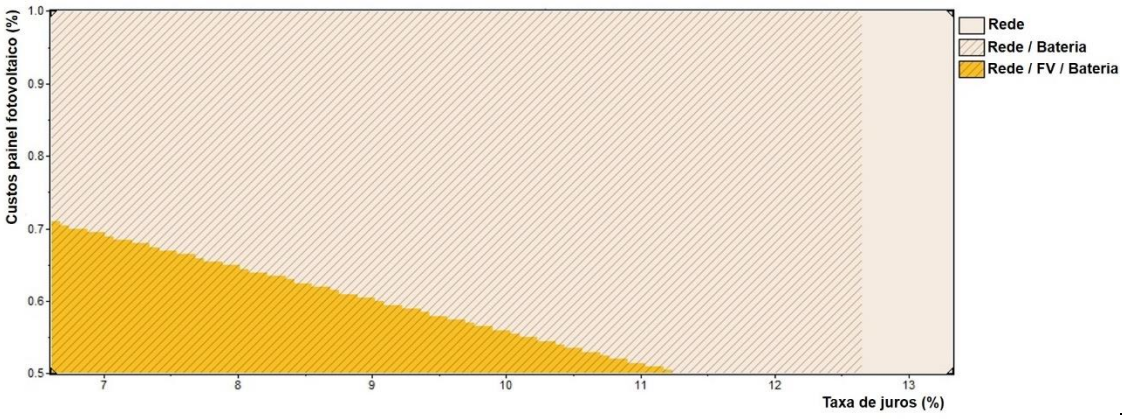

Figura 41. Análise de sensibilidade dos arranjos com variação nos custos do painel e taxa de juros.

A Figura 42 mostra o cenário com a variação nos custos do painel fotovoltaico e taxa de juros, considerando uma redução de 50% nos custos da bateria e mantendo constantes os custos do inversor e tarifa de venda de energia à rede no horário de ponta. O arranjo Rede/Bateria é mais viável para taxas acima de 11,8% a.a. (COE de US$ 144/MWh para

taxas de 13,3% a.a.), para taxas menores existe viabilidade tanto nos arranjos Rede/Bateria como Rede/Fotovoltaico/Bateria.

Para uma redução de até 30% nos custos do painel fotovoltaico e taxas de 6,6% a.a., o arranjo Rede/Bateria começa a ser viável, nesta condição a quantidade de baterias é de 3.000 e o COE de US$139/MWh. Para uma redução acima de 30% nos custos do painel fotovoltaico e taxas de 6,6% a.a., o arranjo Rede/Fotovoltaico/Bateria começa a ser viável, nesta condição a quantidade de baterias é de 3.000 e o COE de US$ 130/MWh, a medida que a taxa de juros aumenta, é necessário que exista um maior desconto nos custos do painel fotovoltaico.

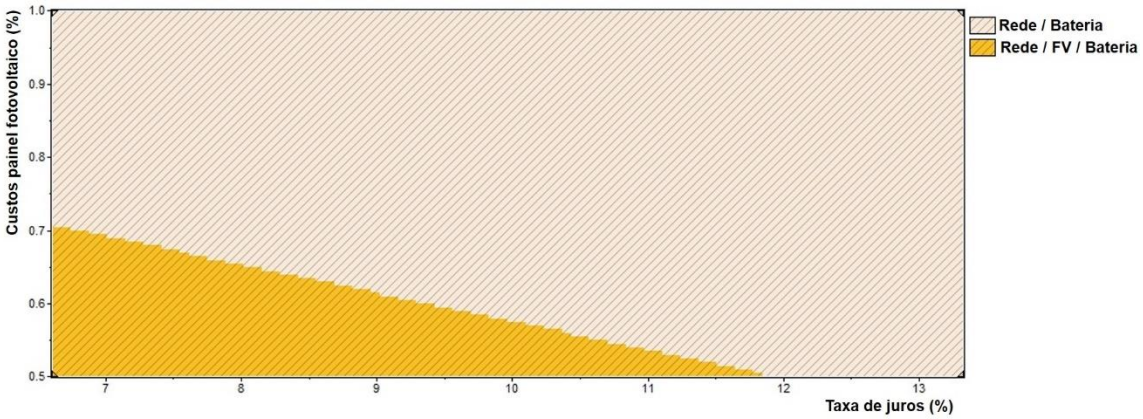

Figura 42. Análise de sensibilidade dos arranjos com redução de 50% nos custos da bateria.

A Figura 43 mostra o cenário com a variação nos custos do painel fotovoltaico e taxa de juros, considerando um aumento de 50% na tarifa de venda de energia à rede no horário de ponta e mantendo constantes os custos da bateria e inversor. O arranjo Rede/Bateria é mais viável para taxas acima de 12,1% a.a., para taxas menores existe viabilidade tanto nos arranjos Rede/Bateria como Rede/Fotovoltaico/Bateria.

Para uma redução de até 29% nos custos do painel fotovoltaico e taxas de 6,6% a.a., o arranjo Rede/Bateria é mais viável, nesta condição a quantidade de baterias é de 3.500 e o COE de US$137/MWh. Para uma redução acima de 29% nos custos do painel fotovoltaico e taxas de 6,6% a.a., o arranjo Rede/Fotovoltaico/Bateria começa a ser viável, nesta condição a quantidade de baterias é de 3.000 e o COE de US$ 127/MWh, a medida que a taxa de juros aumenta, é necessário que exista um maior desconto nos custos do painel fotovoltaico.

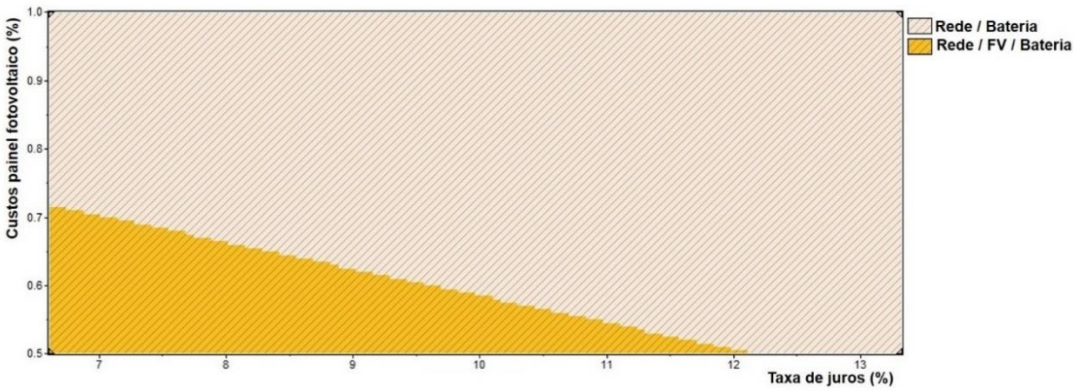

Figura 43. Análise de sensibilidade dos arranjos com aumento de 50% na tarifa de venda de energia à rede na ponta.

A Figura 44 mostra o cenário com a variação nos custos do painel fotovoltaico e taxa de juros, considerando uma redução de 50% nos custos da bateria e aumento de 50% na tarifa de venda de energia à rede no horário de ponta, mantendo constante os custos do inversor. O arranjo Rede/Bateria é mais viável para taxas acima de 12,0% a.a., para taxas menores existe viabilidade tanto nos arranjos Rede/Bateria como Rede/Fotovoltaico/Bateria.

Para taxas de 6,6% a.a. e redução nos custos do painel fotovoltaico de até 29%, o arranjo Rede/Bateria começa a ser viável, nesta condição o sistema tem 3.500 baterias e um COE de US$ 131/MWh. Para taxas de 6,6% a.a. e redução nos custos do painel acima de 29%, o arranjo Rede/Fotovoltaico/Bateria começa a ser viável, nesta condição a quantidade de baterias é de 3.000 e o COE de US$ 122/MWh, a medida que a taxa de juros aumenta, é necessário que exista um maior desconto nos custos do painel fotovoltaico.

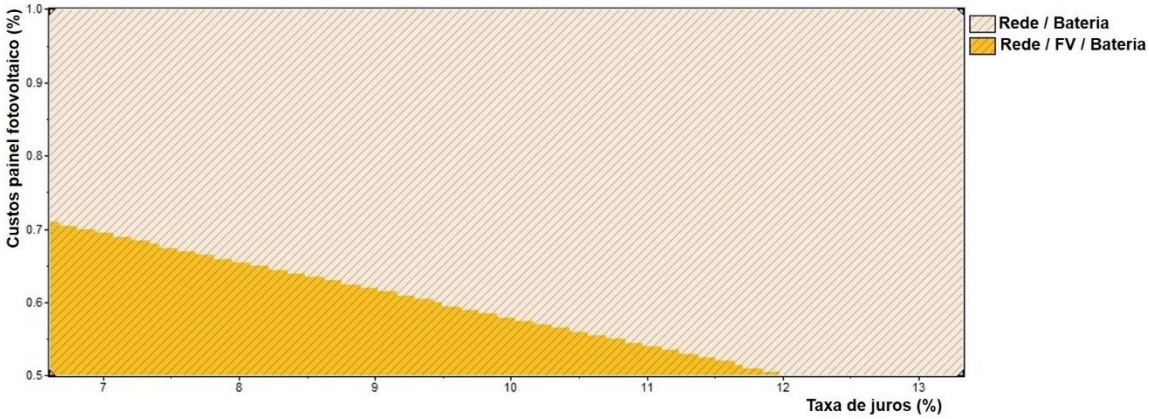

Figura 44. Análise de sensibilidade dos arranjos com redução de 50% nos custos da bateria e aumento de 50% na tarifa de venda de energia à rede na ponta.

A Figura 45 mostra o cenário com a variação nos custos do painel fotovoltaico e taxa de juros, considerando uma redução de 50% nos custos da bateria, do inversor e aumento de 50% na tarifa de venda de energia à rede no horário de ponta. O arranjo Rede/Bateria é mais viável para taxas acima de 12,0% a.a., para taxas menores existe viabilidade tanto no arranjo Rede/Bateria como Rede/Fotovoltaico/Bateria.

Para taxas de 6,6% a.a. e redução nos custos do painel fotovoltaico de até 29%, o arranjo Rede/Bateria é mais viável, nesta condição o sistema tem 3500 baterias e o COE é de US$ 126/MWh. Para taxas de 6,6% a.a. e redução nos custos do painel acima de 29%, o arranjo Rede/Fotovoltaico/Bateria começa a ser viável, nesta condição a quantidade de baterias é de 3.500 e o COE de US$ 117/MWh, a medida que a taxa de juros aumenta, é necessário que exista um maior desconto nos custos do painel fotovoltaico.

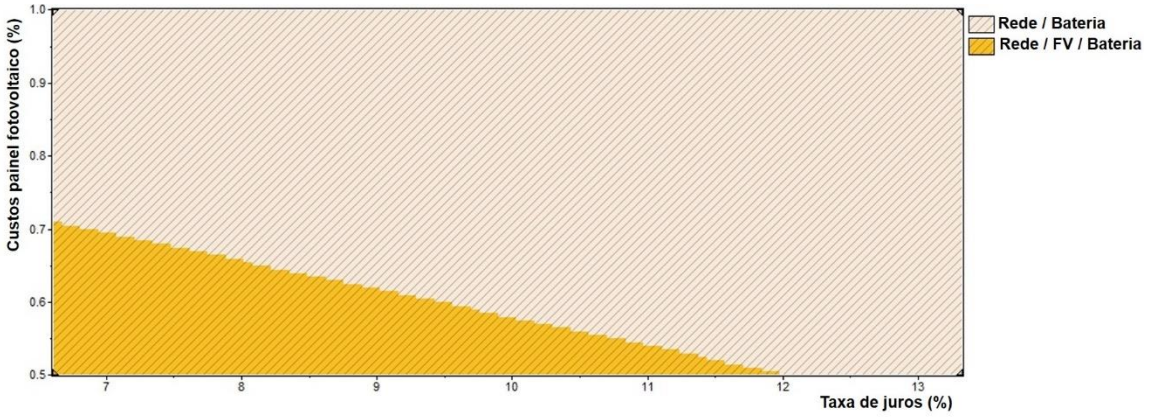

Figura 45. Análise de sensibilidade dos arranjos com redução de 50% nos custos da bateria, do inversor e aumento de 50% na tarifa de venda de energia à rede na ponta.

6.5. Considerações gerais

Conforme destacado, microrredes encontram-se em fase incipiente no país, não sendo ainda consideradas pelos órgãos planejadores, no sentido de incentivar sua pesquisa. A simulação apresentada para a microrrede do CT – UFRJ mostra que, nas atuais condições para este caso, a maneira de viabilizá-la seria através de participação maioritária das fontes convencionais e/ou rede elétrica, sendo mínima a participação das fontes renováveis.

Vale a pena salientar que apesar da participação das fontes renováveis na geração de energia em sistemas híbridos ser mínimas, uma política que poderia incentivar uma maior participação de renováveis neste tipo de microrredes, poderia ser à fração renovável. Esta seria a razão entre a quantidade de energia renovável e a quantidade total de energia gerada pelo sistema. Quando o valor desta fração renovável fique acima de um determinado valor, a microrrede poderia participar de mecanismos de incentivo, mesmo tendo geração convencional na sua composição.

A participação das fontes convencionais nos arranjos da microrrede, diminuem o consumo no horário de ponta do CT – UFRJ em 82%, o que resulta numa redução nos seus custos totais de US$ 0,58 milhões/ano. Vale ressaltar que, apesar do consumo do CT – UFRJ ser maioritariamente realizado fora da ponta, o consumo na ponta responde por quase 40% dos custos totais da energia.

Microrredes, conforme definidas neste trabalho possuem várias características, uma destas é a sua capacidade para agrupar as fontes renováveis de maneira organizada, assim, a fim de aumentar sua participação na microrrede do CT – UFRJ e obter uma maior redução nas despesas totais com energia, é necessária a implantação de políticas de incentivo que vissem, principalmente, reduzir o investimento de capital daquelas tecnologias que não possuem viabilidade como, por exemplo, fotovoltaica, eólica e armazenamento.

Além disso, outra das característica da microrrede é o seu potencial para aumentar a confiabilidade da energia. Nesse sentido, esta poderia melhorar a confiabilidade no fornecimento de energia no CT – UFRJ. A falta de confiabilidade poderia afetar o desenvolvimento de projetos nos seus diversos laboratórios podendo, inclusive, acrescentar seus custos, uma vez que devem ser considerados diversos dispositivos sobre dimensionados a fim de atenuar esta falta de confiabilidade.

Esta confiabilidade no fornecimento de energia pode também se fazer presente quando do acontecimento de eventos inesperados, de origem humano ou não, afetem infraestrutura básica do fornecimento de energia, trazendo como consequência que amplos setores da população sofram com a falta no seu fornecimento.

Como exemplos nesta questão podem-se destacar as microrredes de Fukushi no Japão e da FDA nos EUA, as quais conseguiram operar no modo ilhado, continuando a fornecer energia por um determinado período aos seus respectivos usuários. A primeira microrrede mostrou-se como o exemplo mais ressaltante uma vez que, depois do tsunami acontecido no lugar, conseguiu atender as necessidades básicas do hospital universitário da universidade durante o período de dois dias de duração do apagão do lugar até o serviço ser restabelecido.

A viabilidade econômica das microrredes, é uma questão ainda em aberto, contudo, esta é considerada uma tecnologia com potencial para reduzir os custos energéticos do usuário, perseguindo assim objetivos econômicos como, por exemplo, no caso da microrrede do CT – UFRJ. Entretanto, este não é o único objetivo desta microrrede, o potencial para melhorar a confiabilidade de sua rede e para aumentar a utilização das fontes renováveis, lhe conferem, também, objetivos técnicos e ambientais.

Elevados gastos com energia elétrica têm sido uma constante no setor público Brasileiro, situação que se complica pelas recentes restrições orçamentárias. Em 2016, estes gastos foram de R$ 2,6 bilhões na administração pública federal (R$ 200 milhões a mais com respeito a 2015), sendo os três maiores: o Ministério de Educação - MEC (28.9%), Ministério da Defesa (19.8%) e Ministério da Saúde (6.4%).

Em 2016, o Ministério da Defesa desembolsou a quantidade de R$ 514,5 milhões, que inclui todas as unidades das Forças Armadas na Marinha, Exército e Aeronáutica. No mesmo ano, o Ministério da Saúde teve gastos de R$ 167,3 milhões, cuja pasta inclui os núcleos estaduais de saúde, fundações nacionais de saúde, hospitais federais e coordenações de vigilância sanitária em portos.

O maior consumidor de energia elétrica, o MEC, desembolsou em 2016 a quantidade de R$ 750,7 milhões com este tipo de despesa. Além da administração central localizada em Brasília, o valor inclui, por exemplo, o pagamento de energia para 65 universidades

federais. O valor total pago em 2015 apenas pelas universidades federais foi de R$ 430 milhões, terceiro maior grupo de despesas.

Uma parte considerável destes gastos deve-se ao uso de equipamentos ineficientes e a práticas inadequadas de instalação, uso e manutenção de aparelhos e à falta de cultura de uso eficiente e racional da energia. Em razão disso, o governo federal, recentemente, através do projeto de P&D Nº 1/2016: Eficiência energética e minigeração em Instituições Públicas de Educação Superior, tem incentivado a eficiência energética e autogeração nestas instituições. Espera-se que os projetos sejam concluídos no segundo semestre de 2020.

Nesse contexto, microrredes poderiam ser uma solução que não simplesmente diminuam estes gastos, mas, aumentem a confiabilidade em setores considerados como críticos (defesa e saúde). Além disso, devido à quantidade de prédios públicos (mais de 500 mil nas três esferas – federal, estadual e municipal), estes poderiam dar um impulso e contribuir para o amadurecimento e escalabilidade da tecnologia.

Contudo, devido a restrições como falta de informação, carência de cultura pela inovação tecnológica, legislação de contratação pública e gestão orçamentária do setor público, os riscos e custos de investimento para microrredes poderiam aumentar. Algumas das principais dificuldades são:

- Falta no setor público de um programa de gestão do uso de energia. A aquisição de equipamentos e serviços são pautadas pelo menor custo, não necessariamente pela eficiência.
- A necessidade de desenvolvimento de um projeto básico para licitação, no qual o autor do projeto não poderia vir a implementá-lo (não poderia implementar o projeto executivo). Com isso, se aumentam os riscos de investimento a serem assumidos pelo autor, pois não poderiam concluir seu trabalho, aumentando os custos de investimento.
- Existência de um conflito entre recursos de custeio (pagamento de despesas com energia) e investimentos (instalação de novos equipamentos), os quais não podem ser transferidos facilmente. Isto significa que, por exemplo, as economias nos custos com energia pela instalação de um sistema fotovoltaico, não poderiam ser utilizadas para pagamento do investimento do sistema fotovoltaico.

Além dos programas que permitam reduzir custos de capital das principais tecnologias utilizadas em microrredes, outra forma de incentivar seu maior desenvolvimento seria através da permissão para comercializar sua energia com a rede elétrica ou outros consumidores. Para o caso da microrrede do CT – UFRJ, considerando a legislação referente à micro e minigeração distribuída, o limite imposto a este último (5.000 kW) não permitiria gerar muitos excedentes que possam ser comercializados, conforme pode ser observado na Figura 46, e que possam gerar receita para viabilizar seu investimento.

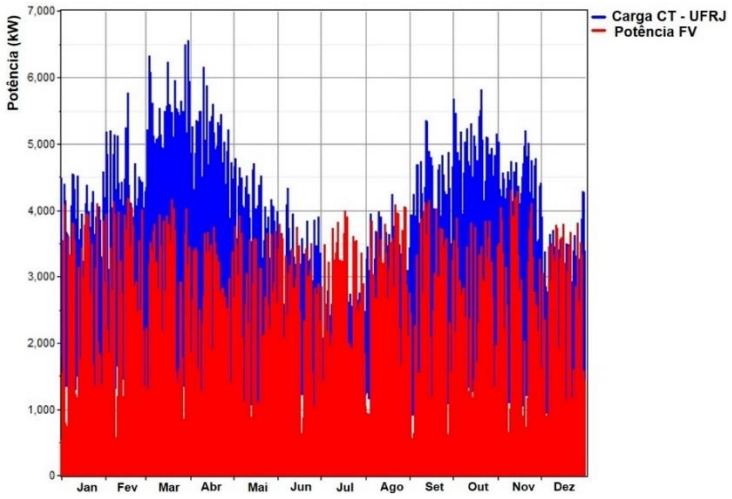

Figura 46. Variação demanda CT - UFRJ vs produção fotovoltaica à luz da legislação da micro e minigeração distribuída.

Da mesma forma que nos projetos em microrredes desenvolvidos nos EUA, os quais envolveram a participação de diversos agentes deve ser necessária a participação não só da indústria do setor, mas de outras instituições públicas ou privadas a fim de dividir os elevados custos de investimento desta tecnologia e implantar programas de desenvolvimento em microrredes.

Um passo importante foi dado em 2012, quando da inclusão da micro e minigeração distribuída no setor, logo com a inclusão da medição eletrônica e a tarifa branca e agora, recentemente em março de 2016, o lançamento do P&D estratégico em sistemas de armazenamento no setor elétrico, os quais devem incentivar o desenvolvimento das microrredes, porém, a demora na implantação destas duas últimas prejudica o seu desenvolvimento.

Um mecanismo que está sendo aplicado e que, inclusive tem sido objeto de interesse de várias instituições, diz respeito ao Programa Fundo Verde da Cidade Universitária da

UFRJ. Este concede a isenção do ICMS na conta de energia elétrica da universidade, a fim de ser investido em projetos que procurem a sustentabilidade da Cidade Universitária, entre os quais destacam as tecnologias de energia limpa, conectadas por meio de redes inteligentes com monitoramento de dados, um programa assim poderia ser replicado em outras instituições públicas.

Uma das várias questões que ressaltam no CT – UFRJ está relacionada com a antiguidade das suas instalações e da sua infraestrutura, as quais, em alguns casos, não suportariam a inclusão de tecnologia de ponta como as microrredes. Esta situação, deve também se apresentar na grande maioria das edificações públicas no país, sendo necessário uma modernização nos seus sistemas e infraestrutura de acordo com as exigências.

7. Conclusões

A maior participação das fontes renováveis intermitentes ao nível da distribuição, bem como as questões da segurança energética, têm acrescentado em alguns países o interesse pelas microrredes. Este conceito não é novo pois se remonta aos primórdios da formação do atual setor. Décadas atrás foram utilizadas nos programas de eletrificação rural em diversos países. Entretanto, seu contexto atual mais importante, que envolve sua integração com o sistema elétrico, é recente.

Microrredes podem ser vistas como uma extensão dos tradicionais RED, cujo potencial para fornecer serviços mais personalizados poderia segmentar o mercado de consumidores. Como tal, estas constituem uma fonte de oportunidades e preocupações nos diversos agentes do setor, cuja adoção resultaria na inserção de novas tendências operativas, comerciais, econômicas e regulatórias no setor.

Pesquisas ao redor do mundo têm sido, basicamente, relacionadas às questões tecnológicas e operativas, com poucos programas de demonstração e desenvolvimento. Escassos exemplos, fora dos laboratórios, têm mostrado um escopo incompleto de serviços e capacidades previstas, mostrando que, apesar de ser promissoras, precisam de mais pesquisa.

Dois grupos de fatores impedem seu maior desenvolvimento e implementação ao nível comercial, fatores internos que derivam das lacunas técnicas ainda não preenchidas e fatores externos que derivam das questões regulatórias, econômicas e de mercado, as quais apresentam um grande desafio no setor.

Questões técnicas, relacionadas à conexão, operação e segurança das microrredes, nesta última questão, não somente das instalações e equipamentos que a integram, mas também pessoais, têm restringido a obtenção das suas características funcionais, sendo mais crítico na operação do modo ilhado. Apesar de existir algumas normas que tratam a respeito da integração dos RED com a rede, estas, não têm sido expressamente elaboradas para lidar com microrredes.

Questões regulatórias compreendem aspectos da legislação atual que, além de ser complexos, notadamente, não foram concebidas para incorporar microrredes. Estas podem inibir sua implantação, destacando-se: falta de definição, áreas de concessão, proibição de ilhamento, proibição da venda de energia, mecanismos de regulação

tarifária, falta de procedimentos de conexão e de requisitos técnicos, os quais limitam o seu desenvolvimento.

Apesar do termo ser conhecido há alguns anos, a definição de microrrede é, ainda, uma questão em aberto, sendo um dos maiores destaques nas questões regulatórias. Microrredes são uma forma complexa e dinâmica de RED, não existindo um esquema e nomenclatura de classificação padrão. Vale a pena destacar que esta definição é importante a fim de determinar políticas, incentivos, normas e regulação apropriados.

Áreas de concessão, com poder de monopólio das distribuidoras, seria uma das razões pela qual microrredes podem ser consideradas ilegais e mesmo com direito legar de operar, distribuidoras poderiam se opor à sua implantação, baseado nessa questão legal. Mas ainda, considerando que o marco regulatório não induz investimentos em microrredes por parte das distribuidoras, uma vez que não existem mecanismos para mitigar o risco acrescido de investimentos em tecnologias ainda não maduras.

Economicamente, microrredes, ainda são consideradas uma tecnologia não viável, uma vez que as várias tecnologias que a constituem, são custosas quando da não existência de algum mecanismo de apoio. Os poucos projetos desenvolvidos no âmbito de programas específicos patrocinados pelo governo americano, tiveram a participação de diversos agentes, principalmente, do governo cobrindo parte dos seus custos de investimento.

Um dos grandes problemas nas microrredes encontra-se em questões relacionadas ao financiamento. Alguns modelos podem ser considerados para tal fim, entretanto, é necessário o desenvolvimento de um modelo apropriado que considere todos os seus benefícios: geração e economia de energia, além de aumento da resiliência, segurança energética e confiabilidade. Estes últimos ainda não são considerados pelo mercado. Vale a pena salientar que a diferenciação entre o suporte financeiro aos mercados dos RED e microrredes deve ser um ponto chave.

A participação das microrredes no mercado é um processo complexo, que pode ter interesses conflitantes, uma vez que os objetivos dos diversos agentes envolvidos podem ser os mais diversos. Nesse sentido, alguns dos fatores que devem influenciar a criação de valor na microrrede são: localização, planejamento e operação, legislação, questões técnicas, regulatórias, preço do combustível, tarifas de energia e modelos de negócio.

No curto prazo, a participação das microrredes no mercado pode acontecer através do suporte ao modelo de negócios, os quais são os mais diversos. A diversidade dos modelo de negócio está relacionada, basicamente, à diversidade do marco regulatório local (principalmente nos EUA, onde a maioria deles está sendo proposto), agentes participantes e drivers.

Dentre os modelos mencionados, o único usuário é o de menor complexidade de implantação e maior crescimento potencial. O modelo da distribuidora possui maiores complicações devido aos limites impostos pela regulação. A longo prazo, o progresso tecnológico, o suporte regulatório e financeiro podem viabilizar outros modelos mais complexos, como multiusuário, DBOOT e APM-Prosumer, etc. Vale a pena salientar que, uma vez que as microrredes dependem das características locais, nenhum modelo específico, isoladamente, deverá impulsionar o seu desenvolvimento.

Assim como com qualquer outra nova tecnologia no setor, custos da microrrede podem diminuir na medida em que sólidos programas de implantação, baseados em decisões políticas para estabelecer uma tecnologia, sejam implantados. Caso apropriadas, estas decisões poderiam conduzir a um clima de investimento positivo com condições de financiamento preferenciais e incentivos ou seu investimento.

Além disso, este ambiente poderá modificar o cenário de riscos e incertezas, criando as condições necessárias para introduzir no mercado, de maneira gradativa, soluções inovadoras que, por sua vez, poderão reduzir ainda mais os custos, aumentando as oportunidades de novos negócios para além do sector de eletricidade, por exemplo, no fornecimento de energia térmica.

Além da segmentação, microrredes podem promover a atomização do mercado, consequentemente, a existência de um marco regulatório e quantificação dos custos e benefícios apropriados poderá trazer benefícios. Entretanto, esta situação provocará um aumento na complexidade e nos custos de transação, onde, o consumidor final, por questões de uma não apropriada regulação ou alocação de custos ou benefícios, poderia ser prejudicado.

Por tanto, deve ser necessária a garantia de um elevado grau de proteção aos consumidores através de uma atuação reforçada dos órgãos reguladores, a fim de garantir

que os primeiros possam se beneficiar das novas condições de funcionamento do mercado de eletricidade.

Para o caso brasileiro, apesar do país ter um histórico em microrredes tradicionais, o atual conceito, mais relevante nos últimos anos, possui um grau de desenvolvimento incipiente, onde as barreiras e desafios, são ainda maiores, envolvendo riscos e incertezas significativas para seu desenvolvimento. Entretanto, este fato, poderia ajudar ao seu desenvolvimento tecnológico, identificando requerimentos locais para sua implantação, além de criar tecnologia própria ao invés de simplesmente importar soluções prontas.

No país, microrredes poderiam atenuar os efeitos das tecnologias de geração intermitente, servindo com catalisadores à sua implantação. Além disso, teriam uma importante atuação nas questões de segurança energética, desenvolvimento sustentável, melhora da confiabilidade do sistema, redução nos custos energéticos do consumidor, mitigação da volatilidade do PLD e, inclusive, nos ambientes regulado e livre.

Uma das tendências mundiais no setor é oferecer ao consumidor o direito de escolher seu fornecedor, o qual poderia trazer benefícios que vão além da simples redução das tarifas, abrindo espaço para outros agentes, como as microrredes, que poderiam comercializar sua energia, impulsionando a competição, reduzindo o custo do insumo para o consumidor e podendo significar um grande impulso à matriz limpa no país.

Normas existentes no país, que tratam respeito à integração de GD com a rede elétrica, não foram elaboradas para lidar com microrredes, entretanto, poderiam ser consideradas como ponto inicial para facilitar os processos de regulação e padronização. A falta de normas referentes à integração das tecnologias de armazenamento no sistema elétrico é evidente, contudo, o recente P&D em tais tecnologias permitiria construir uma base de conhecimentos para tal fim.

Da mesma forma que anteriormente mencionado, questões regulatórias envolvem a complexidade da legislação atual, não estruturada para incorporar às microrredes. Algumas destas questões envolve a falta de definição, proibição de ilhamento, proibição da venda de energia e marco regulatório tarifário, as quais impediriam seu maior desenvolvimento, interferindo na atratividade econômica dos projetos.

Vale a pena salientar que na definição de microrrede poderia se discutir se as microrredes estarão compostas por sistemas híbridos (sistemas renováveis e não

renováveis), Nesse sentido, a fim de incentivar a maior participação renovável neste tipo de microrredes, o parâmetro fração renovável pode ser importante; acima de certo valor neste parâmetro a microrrede poderia ser beneficiada com alguns incentivos.

O recente incentivo a novos mecanismos tarifários (tarifa branca) e novas tecnologias (micro e minigeração, medição inteligentes e armazenamento de energia), têm o potencial de incentivar à inclusão das microrredes, porém, a demora em sua implantação, retarda avanços no seu desenvolvimento. Vale destacar a importância do desenvolvimento do marco regulatório em paralelo ao processo de inserção das tecnologias, uma vez que mudanças na regulação poderiam ser mais complexas na medida que aumenta a penetração destas.

No que se refere as questões econômicas, programas de incentivo relacionados à GD estão começando a ser cada vez mais desenvolvidos. Porém, a falta de definição e um marco regulatório apropriado, devem criar barreiras ao desenvolvimento das microrredes. Além disso, devem ser necessárias diversas políticas de incentivo como financiamento do investimento, créditos fiscais, qualificação de mão de obra, desenvolvimento da cadeia produtiva, entre outras medidas, as quais devem ser desenvolvidas através da participação de várias instituições.

A fim de verificar a viabilidade, foi tomado como exemplo a implantação de uma microrrede no CT – UFRJ. Num primeiro momento foram simulados diversos arranjos, sendo considerados diversos componentes. Quando considerada a participação das fontes fósseis, esta é maioritária e, principalmente, no horário de ponta, uma vez que possui as tarifas mais elevadas.

A participação da energia fotovoltaica e eólica é escassa na geração de energia da microrrede, esta última é quase inexistente, logo, foi identificada como sem viabilidade, uma vez que existe pouca disponibilidade de ventos na região. Geração fóssil em conjunto com a rede são os principais componentes da microrrede simulada para o CT – UFRJ, onde esta última fornece energia no horário fora de ponta.

Por outro lado, considerando a legislação que regula à micro e minigeração, os resultados das simulações mostram que, nas condições atuais, não existiria viabilidade para a microrrede do CT – UFRJ na configuração Rede/Eólico/Fotovoltaico/Bateria.

Custos elevados das tecnologias renováveis e da bateria, além do insuficiente potencial eólico seriam as razões principais deste resultado.

Foi verificado também que a viabilidade para esta microrrede dar-se-á quando da variação de dois ou mais parâmetros em conjunto, nesse sentido, programas de incentivo para estas tecnologias, que tenham por finalidade diminuir os custos de capital, devem ser importantes.

Entretanto, tão importante quanto o desenvolvimento de pesquisa e programas de incentivo, é necessário destacar a necessidade da continuação destes dois primeiros, através do incentivo ao desenvolvimento de uma indústria a fim de obter competência tecnológica e garantir a competitividade do país.

Neste ponto cabe o questionamento, de até onde os governos e instituições públicas poderiam sustentar o pagamento desta conta a fim tornar o produto atraente, nesse sentido, parcerias público privadas e a cooperação internacional com outros países ou instituições de destaque no setor são uma boa opção a fim de melhorar o desenvolvimento tecnológico em microrredes. Sendo interessante, também, a participação de outras instituições como indústria, municipalidades, prefeituras, institutos de pesquisa e universidades.

Finalmente, uma questão que não deve passar por alto é a existência de um mecanismo que poderia ajudar ao desenvolvimento das microrredes no país e que já está implantado na UFRJ, sendo este o Programa Fundo Verde, visto como um modelo de financiamento às tecnologias sustentáveis, que poderia ser aplicado não somente na universidades o instituições públicas, mas também, em outros consumidores.

8. Referências bibliográficas

AALBORG UNIVERSITY. **Introduction to the research programme in microgrids**. Disponível em: http://www.et.aau.dk/research-programmes/microgrids/. Acesso em: 10 abr. 2015.

ABNT. **Associação Brasileira de Normas Técnicas**. Disponível em: http://www.abnt.org.br/. Acesso em: 18 mai. 2016.

ABRADEE. **Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica**. Disponível em: http://www.abradee.com.br/. Acesso em: 18 mar. 2015.

Aggarwal, S., Burgess, E. **New regulatory models**. Utility of the Future Center. United States, 2014.

Anaya, K. L., Pollit, M. G. "Integrating distributed generation: Regulation and trends in three leading countries", **Energy Policy** v. 85, pp. 475-486, Mai. 2015.

ANEEL. **Agência Nacional de Energia Elétrica**. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/. Acesso em: 18 nov. 2016.

Asmus, P. "Microgrids virtual power plants and our distributed energy future", **The Electricity Journal** v. 23, n. 10, pp. 72-82, Dez. 2010.

Barra, P., M., Vizeu, C., E., Silva, B., Píres, L., Duque, C., C., Medeiros, J., C., Santana, R., Dos Santos, L., F., Homsy, J., V., De Souza, M., P., De Vasconcellos, L., Gonçalves, A., S. "Ilhamento voluntário de PCH para melhorar os indicadores de qualidade DEC e FEC do sistema elétrico de sua região de influência". **VIII CIERTEC**, Fortaleza, Brasil, 18-20 Set. 2013.

Basu, A. K., Chowdhury, S. P., Chowdhury, S., Paul, S. "Microgrids: Energy management by strategic deployment of DERs - a comprehensive survey", **Renewable and Sustainable Energy Review** v. 15, n. 9, pp. 4348-4356, Dez. 2011.

BCB. Banco Central do Brasil. Disponível em: http://www.bcb.gov.br/pt-br#!/home. Acesso em: 15 jul. 2016.

Behnam, Z., Sanna, S. "Electrical energy storage: A comparative life cycle cost analysis", **Renewable and Sustainable Energy Review** v. 42, pp. 569–596, Fev. 2015.

BNB. **Banco do Nordeste. Cartilha: Financiamento à micro e à minigeração distribuída de energia elétrica**. Disponível em: http://www.bnb.gov.br/documents/50268/71513/Cartilha_BNB_microgeracao_2016.pdf /dc614dff-2f9a-4ca4-bdc4-42fb9fbc2f02. Acesso em: 04 jul. 2016.

BNDES. **Banco Nacional do Desenvolvimento**. Disponível em: http://www.bndes.gov.br/. Acesso em: 15 set. 2015.

Bollen, M., Hassan, F., **Integration of distributed generation in the power system**. 1 ed. John Wiley & Sons Inc., New Jersey, Estados Unidos, 2011.

Bo, Z., Shaojie, O., Jianhua, Z., Hui, S., Geng, W., Ming, Z. "An analysis of previous blackouts in the world: Lessons for China's power industry", **Renewable and Sustainable Energy Reviews** v. 42, pp. 1151–1163, Nov. 2015.

Bordons, C., García-Torres, F., Valverde, L. "Gestión óptima de la energía en microrredes con generación renovable", **Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial** v. 12, pp. 117-132, 2015.

Borghese, F., Cunic, K., Barton, P. Microgrid business models and value chains, 2017. Disponível em: https://www.schneider-electric.com/en/download/document/998-2095-03-10-17AR0_EN/. Acesso em: 10 Nov. 2017.

Bossart, S. "Renewable and distributed systems integration demonstration projects". **EPRI Smart Grid Demonstration Advisory Meeting**, Albuquerque, Estados Unidos, 12-14 Out. 2009.

BP STATISTICAL REVIEW. **BP Statistical review of world energy June 2016**. Disponível em: http://www.bp.com/statisticalreview. Acesso em: 10 out. 2016.

BRASIL SOLAIR. **Projeto de Geração de Renda e Energia – Juazeiro / Bahia**. Disponível em: http://www.brasilsolair.com.br/projeto-juazeiro. Acesso em: 15 jul. 2015.

Braun-Grabolle, P. 2010, **A integração de sistemas solares fotovoltaicos em larga escala no sistema elétrico de distribuição urbana**. Tese de D. Sc., Programa de Pós Graduação em Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC, Brasil.

Bronin, S. C., McCary, P. R., 2013, **Peaceful coexistence: Independent microgrids are coming. Will franchised utilities fight them or foster them**. Disponível em: https://www.fortnightly.com/fortnightly/2013/03/peaceful-coexistence. Acesso em: 15 out. 2015.

Burr, M. T. **Economy of small: How DG and microgrids change the game for utilities**, 2013. Disponível em https://www.fortnightly.com/fortnightly/2013/05/economy-small. Acesso em: 10 Dec. 2016.

Callai, L., Bernardon, D., Abaide, A. Impacto da microgeração e da tarifa branca nos sistemas de baixa tensão, **O setor elétrico** v. 99, Abr. 2014.

Carneiro, V. V., 2009, **Panorama da revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica: A adoção do Fator X e da Empresa de Referência**. Monografia de Aperfeiçoamento/Especialização em Direito Regulatório da Energia Elétrica. Universidade de Brasília, Brasília, DF, Brasil.

CCEE. **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica**. Disponível em: http://www.ccee.org.br/. Acesso em: 18 mar. 2015.

CERTS. **Integration of distributed energy resources: The CERTS microgrid concept**. Consortium for Electric Reliability Technology Solutions, California, 2002.

Chowdhury, S., Chowdhury, S.P., Crossley, P., **Microgrids and active distribution networks**. 1 ed. The Institution of Engineering and Technology, London, United Kingdom, 2009.

COGEN. COGEN Power Technologies, 2010. Burrstone energy center. www.powerbycogen.com/burrstone-energy-center. Access: 28 October 2016.

Colson, C. M., Nehrir, M. H., Gunderson, R. W. "Distributed multi agent microgrids: A decentralized approach to resilient power system self-healing". **4th International symposium on Resilient Control Systems (ISRCS)**, Idaho Falls, Estados Unidos, 9-11 Ago. 2011.

Connolly, D., Lund, H., Mathiesen, B. V., Leahy, M. "A review of computer tools for analyzing the integration of renewable energy into various energy systems", **Applied Energy**, v. 87, n. 4, pp. 1059-1082, Abr. 2010.

CONSTRUCARD CAIXA. **Caixa Econômica Federal**. Disponível em: http://www.caixa.gov.br/voce/cartoes/casa/construcard/Paginas/default.aspx. Acesso em: 04 dez. 2015.

Corrêa, J. M., 2006, **Desenvolvimento e implementação de uma microrede avançada de alta frequência para integração de fontes alternativas de energia**. Tese de D.Sc., Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria, Rio Grande do Sul, RS, Brasil.

Cossent, R., Gómez, T., Frías, P. "Towards a future with large penetration of distributed generation: Is the current regulation of electricity distribution ready? Regulatory recommendations under a European perspective", **Energy Policy** v. 37, n. 3, pp. 1145-1155, Mar. 2009.

Costa, P. M., Matos, M. A, Lopes, J. A. P. "Regulation of microgeneration and microgrids", **Energy Policy** v. 36, n. 10, pp. 3893-3904, Out. 2008.

CPUC. **Microgrids: A regulatory perspective**. California Public Utilities Commission Policy & Planning Division, California, 2014a.

CPUC. **Transactive Energy: A surreal vision or a necessary and feasible solution to grid problems?**. California Public Utilities Commission Policy & Planning Division, California, 2014b.

CRESESB. **Centro de Referência para Energia Solar e Eólico Sergio Brito. Centro de Pesquisas em Energia Elétrica - CEPEL**. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/. Acesso em: 1 abr. 2016.

Da Conceição, L. A., 2011, **Proposta de um sistema fotovoltaico conectado à rede para eficientização do uso da energia elétrica no CT/UFRJ**. Projeto para obtenção do grau de engenheiro eletricista. Escola Politécnica da Universidade Federal de Rio de Janeiro, Universidade Federal de Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

Da Silva, A. L., De Castro, N. J., Ramos, R. "Causas da volatilidade do preço spot de eletricidade no Brasil", **Revistas Eletrônicas Fundação de Economia e Estatística - Governo do Estado Rio Grande do Sul** v. 34, n. 2, pp. 647-668, Dez. 2013.

De Castro, J. F., 2011, **Tarifas de energia elétrica no Brasil**. Dissertação de Mestrado, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, Universidade de São Paulo, São Paulo, SP, Brasil.

De Castro, N. J., Brandão, R., Zamboni, L. Experiências europeias de políticas para promoção de redes inteligentes e desafios para o Brasil, **O setor elétrico** v. 118, Nov, 2015.

De Castro, N. J., Da Silva, A. L. **Preço spot de eletricidade: Teoria e evidências do caso brasileiro**. Disponível em: http://www.ie.ufrj.br/datacenterie/pdfs/seminarios/pesquisa/texto0306.pdf. Acesso em: 8 jan. 2016.

De Castro, N. J., **Visão 2030: Cenários, tendências e novos paradigmas do setor elétrico**. 1 ed. Babilônia Cultura Editorial, Rio de Janeiro, Brasil, 2015.

De Oliveira, L. S., 2013, **Gestão energética de edificações públicas no Brasil**. Tese de D.Sc., Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, Brasil.

DIESEL SERVICE & SUPPLY. **Diesel and Natural Gas fuel consumption chart**. Disponível em: http://www.dieselserviceandsupply.com/. Acesso em: 10 nov. 2015.

Di Santo, K. G., Kanashiro, E., Di Santo, S. G., Saidel, M. A. "A review on smart grids and experiences in Brazil" **Renewable and Sustainable Energy Reviews** v. 52, pp. 1072-1082, Dez. 2015.

DOE. “Summary report: 2012 DOE microgrid workshop”. **DOE microgrid workshop**, Chicago, Estados Unidos, 30-31 Jul. 2012.

DOE. **GRID 2030: A national vision for electricity's second 100 years**. US Department of Energy, Office of Electric Transmission and Distribution, Washington, D.C., 2003.

Do Nascimento, L. L., 2014, **Sistema multiagente para proteção adaptativa de microrredes**. Dissertação de Mestrado, Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Santa Catarina, SC, Brasil.

EC. **European Commission: Single market progress report, 2016**. Disponível em: https://ec.europa.eu/energy/node/51. Acesso em: 18 Jun. 2016.

EIA. **Weekly retail gasoline and diesel prices**. Disponível em: http://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pri_gnd_a_epd2d_pte_dpgal_a.htm. Acesso em: 10 out. 2016.

ELETROBRAS. **Especificações técnicas dos programas para atendimento às regiões remotas dos sistemas isolados no âmbito do Programa Luz para Todos**. Ministério de Minas e Energia – Programa Luz para Todos, Brasília, DF, 2015.

ENERGEIA. **Microgrids open up options for electricity consumers**. Disponível em: http://www.energeia.com.au/documents/Energeia%20Media%20Release%20-%20Microgrids%20130528v1.pdf. Acesso em: 15 jul. 2014.

EEM. **How microgrid can achieve maximum return on investment (ROI): The role of the Advanced Microgrid Controller**, 2016. Energy Efficiency Markets. Disponível em: http://w3.usa.siemens.com/smartgrid/us/en/microgrid/documents/mgk%20guide%20to%20how%20microgrids%20achieve%20roi%20v5.pdf. Acesso em: 10 Dec. 2016.

EEM. **Community microgrids: A guide for mayors and city leaders seeking clean, reliable and locally controlled energy**, 2015. Energy Efficiency Markets. Disponível em: http://www.bostonplans.org/getattachment/5be6cac4-5dbd-42a2-b904-475e95a7782e. Acesso em: 15 Mai. 2016.

EEM. **Think microgrid: A discussion guide for policymakers, regulators and end users,** 2014. Energy Efficiency Markets. Disponível em: http://whitepapers.energyefficiencymarkets.com/content37018. Acesso em: 15 mai. 2015.

EPE. **Anuário estatístico de energia elétrica 2016 ano base 2015**. Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro, RJ, 2016a.

EPE. **Energia renovável hidráulica, biomassa, eólica solar, oceânica**. Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro, RJ, 2016b.

EPE. **Estimativa da capacidade instalada de geração distribuída no SIN: Aplicações no horário de ponta**. Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro, RJ, 2015.

EPE. **Demanda de energia 2050**. Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro, RJ, 2014a.

EPE. **Inserção da geração fotovoltaica distribuída no Brasil - Condicionantes e Impactos**. Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro, RJ, 2014b.

EPE. **Avaliação da eficiência energética para os próximos 10 anos (2012 - 2021)**. Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro, RJ, 2012.

ERSE. Regulatory Entity of Energy Services, 2016. Disponível em: http://www.erse.pt/pt/Paginas/home.aspx. Acesso em: 18 Mar. 2016.

Etxeberria, A., Vechiu, I., Camblong, H., Vinassa, J. M. "Comparison of three topologies and controls of a hybrid energy storage system for microgrids", **Energy Conversion and Management** v. 54, n. 1, pp. 113-121, Fev. 2012.

Falcão, D. M., 2013, **Impacto da mini e microgeração distribuída nas redes de distribuição de energia elétrica**. Disponível em: http://www.ieee.org.br/wp-content/uploads/2014/05/EspacoIEEE_set2013.pdf. Acesso em: 8 jan. 2016.

Falcão, D. M. "Smart grids e microredes: O futuro já é presente". **Simpósio de automação de sistemas elétricos VIII SIMPASE**, Rio de Janeiro, Brasil, 9-14 Ago. 2009.

Farret, F. A., Godoy, S., **Integration of alternative sources of energy**. 1 ed. John Wiley & Sons Inc., New Jersey, Estados Unidos, 2006.

FEDERAL RESERVE. **Economic Research & Data: Foreign Exchanges Rates**. Disponível em: https://www.federalreserve.gov/releases/h10/hist/dat00_eu.htm. Acesso em: 15 jul. 2016.

Fernandez, G., Trujillo, M., Sanz, J., F., Sallán, J. "Spanish microgrids: current problems and future solutions". **International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'11)**, Las Palmas de Gran Canaria, Espanha, 13-15 Abr. 2010.

Ferreira, R. S., Barroso, L. A., Lino, P. R., Valenzuela, P., Carvalho M. M. Time-of-Use tariffs in Brazil: Design and implementation issues. **2013 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LA)**. Sao Paulo, Brasil, 15-17 Abr. 2013.

FGV. “O conceito de Recursos Energéticos Distribuídos”, **Cadernos de Energia: Recursos Energéticos Distribuídos** v. 3, n. 7, pp. 9-11, Mai. 2016.

Fox-Penner, P., **Smart power climate change, the smart grid & the future of electric utilities**. 2 ed. Island Press, Washington DC, United States, 2014.

Fratzscher, S. **The future of utilities: Extinction or Re-Invention? A Transatlantic Perspective**. Heinrich Boll Stiftung, Washington D.C., 2015.

FRAUNHOFER ISE. **Current and future cost of photovoltaics**. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (ISE), Freiburg, 2015.

Fróes, C. A., 2012, **Revolução tecnológica na indústria de energia elétrica com smart grid, suas consequências e possibilidades para o mercado consumidor residencial brasileiro**. Tese de D.Sc., Programa de Pós Graduação da Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, Brasil.

FUNDO VERDE. **Energy potential analysis: Centro de Tecnologia da UFRJ**. Projeto: Monitoração das subestações de energia do Centro de Tecnologia da UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, 2015.

FUNDO VERDE. **Fotovoltaica UFSC: UFRJ – Ilha do Fundão**. Projeto: Proposta de instalação de módulos fotovoltaicos na UFRJ. Rio de Janeiro, RJ, 2014a.

FUNDO VERDE. **Powersave: Relatório de visitas às subestações do CT/UFRJ**. Projeto: Monitoração das subestações de energia do Centro de Tecnologia da UFRJ. Rio de Janeiro, RJ, 2014b.

Galdino, M. A., Lima, J. H. “PRODEEM: The Brazilian programme for rural electrification using photovoltaics”. **RIO 02 - World Climate & Energy Event**. Rio de Janeiro, Brasil, 6-11 Jan. 2002.

Galo, J. J. M., Macedo, M. N. Q., Almeida, L. A. I., De castro, A. C. “Criteria for smart grid development in Brazil by applying the Delphi method”, **Energy** v. 70, n. 1, pp. 605-611, Jun. 2014.

Galvin, R., Yeager, K., Stuller, J., **Perfect power: How the microgrid revolution will unleash cleaner, greener, and more abundant energy**. 1 ed. McGraw Hill Companies, New York, Estados Unidos, 2009.

GLOBAL DATA. **Japan’s $21 million microgrid investment boosting renewable sector**. Disponível em: http://energy.globaldata.com/media-center/press-releases/power-and-resources/japans-21-million-microgrid-investment-boosting-renewable-sector-says-globaldata. Acesso em: 15 abr. 2015.

GREENBIZ. **How 3 states are moving forward with microgrids**. Disponível em: http://www.greenbiz.com/blog/2014/07/08/how-3-states-are-moving-forward-microgrids. Acesso em: 15 mai. 2015.

Grimley, M., Farrell, J., 2016, **Mighty microgrids**. Disponível em: https://ilsr.org/report-mighty-microgrids/. Acesso em: 4 out. 2016.

GTM. Microgrids on the march: Utilities are building out new business models to make islanding work, 2017. Greentech Media. Disponível em: https://www.greentechmedia.com/articles/read/distributech-roundup-microgrids-on-the-march#gs.oLwWw0E. Acesso em: 8 Jun. 2017.

Hatziargyriou, N., **Microgrids architectures and control**. 1 ed. John Wiley and Sons Ltd, West Sussex, United Kingdom, 2014.

Honeywell. **Honeywell microgrid and enabling technologies, 2013**. Disponível em: http://mn.gov/puc-stat/documents//pdf_files/014402.pdf. Acesso em: 08 abr. 2016.

Honeywell. **Honeywell Project Profile. Honeywell, 2012**. Disponível em: https://buildingsolutions.honeywell.com/en-US/newsevents/resources/Publications/honeywell-hbs-white%20oak-case%20study.pdf. Acesso em: 08 abr. 2016.

Hoppmann, J., Volland, J., Schmidt, T. S., Hoffmann, V. H. "The economic viability of battery storage for residential solar photovoltaic systems: A review and a simulation model", **Renewable and Sustainable Energy Review** v. 39, pp. 1101-1118, Nov. 2014.

Hossain, E., Kabalci, E., Bayindir, R., Perez, R. "Microgrid testbeds around the world: State of art", **Energy Conversion and Management** v. 86, pp. 132-153, Mai. 2014.

IBGE. **Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística**. Disponível em: www.ibge.gov.br. Acesso em: 4 jul. 2014.

IEA. **Key world energy statistics 2017**. International Energy Agency, Paris, 2016.

IEA. **Energy technology perspectives 2014: Harnessing electricity's potential**. International Energy Agency, Paris, 2014a.

IEA. **Technology roadmap energy storage**. International Energy Agency, Paris, 2014b.

IEA. **Trend 2014 in photovoltaic applications: Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2013**. International Energy Agency, Paris, 2014c.

IEA. **World energy investment outlook 2014**. International Energy Agency, Paris, 2014d.

IEA. **Solar energy perspectives**. International Energy Agency, Paris, 2011.

IEEE-SMART GRID. **Power systems of the future: The case for energy storage, distributed generation, and microgrids**. Institute of Electrical and Electronics Engineers, New Jersey, 2012.

IEEE STANDARDS. **IEEE 1547 Standard for interconnecting distributed resources with electric power systems**. Disponível em: http://grouper.ieee.org/groups/scc21/1547/1547_index.html. Acesso em: 4 jul. 2015.

INMETRO. **Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia**. Disponível em: http://www.inmetro.gov.br/. Acesso em: 18 mai. 2016.

Irie, H. 2012. Sendai microgrid: Introduction and use case. Disponível em: http://e2rg.com/microgrid-2012/Sendai_Irie.pdf. Acesso em: 4 Out. 2016.

Jiayi, H., Chuanwen, J., Rong, X. "A review on distributed energy resources and microgrid", **Renewable & Sustainable Energy Review** v. 12, pp. 2472-2483, Dec. 2008.

Justo, J. J., Mwasilu, F., Lee, J., Jung, J. "AC microgrids versus DC microgrids with distributed energy resources: A review", **Renewable and Sustainable Energy Review** v. 24: pp. 387–405, Ago. 2013.

Katiraei, F., Iravani, R., Hatziargyriou, N., Dimeas, A. "Microgrids management: Control and operations aspects of microgrids", **IEEE power & energy magazine** v. 8, pp. 54-65, Jun. 2008.

KEMA. **Microgrids: Benefits, models, barriers and suggested policy initiatives for the commonwealth of Massachusetts**. Massachusetts Clean Energy Center, Massachusetts, 2014.

Kojima, Y. "Operation result of the Hachinohe microgrid demonstration project". **5th International Symposium on Microgrids**, California, Estados Unidos, 17-18 Set. 2009.

Konzen, G., De Andrade, G. N. "O efeito de uma tarifa binômia no retorno financeiro da microgeração fotovoltaica". **VI Congresso Brasileiro de Energia Solar**, Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil, 4-7 Abr. 2016.

Kramer, M. L. **Understanding New York's Vision: A roadmap to REV and its plan for restructuring**, 2015. Disponível em: https://www.fortnightly.com/fortnightly/2015/08/understanding-new-yorks-vision. Acesso em: 28 Ago. 2016.

Lafranque, A., 2015, **A emergência de modelos de negócios inovadores para apoiar o desenvolvimento da eletrificação veicular**. Dissertação de Mestrado, Instituto de Economia Programa de Pós Graduação em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

Lalwani, M., Kothari, D. P., Singh, M. “Investigation of solar photovoltaic simulation softwares”, **International Journal of Applied Engineering Research** v. 1, n. 3, pp. 585-601, 2010.

Lasseter, B. “Microgrid: Distributed power generation”. **2001 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting**, Columbus, Estados Unidos, 28 Jan.-1 Fev. 2001.

Lasseter, R. H. “CERTS microgrid”. **International Conference on System of Systems Engineering**, San Antonio, Estados Unidos, 16-18 Abr. 2007.

Lasseter, R. H. “Microgrids”. In: **Proceedings of the IEEE power engineering society winter meeting (PESWM 02)**, pp. 305–308, Nova Iorque, EUA, Jan. 2002.

Lehr, R. 2013, **New utility business models: Utility and regulatory models for the modern era**. Disponível em: http://americaspowerplan.com/wp-content/uploads/2013/10/APP-UTILITIES.pdf. Acesso em: 4 mai. 2015.

Leonhardt, D., Bourgeois, T., Bradford, B., Gerow, J., Martin, N., Rao, L., 2015, **Microgrids & District Energy: Pathways to sustainable urban development**. Disponível em: http://energy.pace.edu/publications/microgrids-district-energy-pathways-sustainable-urban-development. Acesso em: 04 out. 2016.

Lessa, T. M., Nery, G. “Automatic reconnection from intentional islanding based on remote sensing of voltage and frequency signals”, **IEEE Transactions on Smart Grid** v. 3, n. 4, pp. 1877-1884, Dec. 2012.

Lidula, N. W. A., Rajapakse, A. D. “Microgrids research: A review of experimental microgrids and test systems”, **Renewable and Sustainable Energy Reviews** v. 15, n. 1, pp. 186-202, Jan. 2011.

LIGHT. **Composição da tarifa**. Disponível em: http://www.light.com.br/para-residencias/Sua-Conta/composicao-da-tarifa.aspx. Acesso em: 15 jul. 2016.

Lima, E., Kahn, S. Monitoring sustainability at Rio de Janeiro Federal University. Proceedings of the Institution of Civil Engineers – Municipal Engineer, 0 0:0, 1-10, Nov. 2015.

Loix, T., Ku, L. **The first microgrid in the Netherlands: Bronsbergen**. Leonardo ENERGY, Holanda, 2009.

Londero, R., R., Affonso, C., M., Nunes, M., V., A. “Ilhamento intencional da geração distribuída para aumento da confiabilidade do sistema”. **XIX Congresso Brasileiro de Automática CBA 2012**, Campina Grande, Brasil, 2-6 Set. 2012.

Lucas, K. “Energizando o futuro do Brasil com eficiência energética”, **Cadernos de Energia: Recursos Energéticos Distribuídos** v. 3, n. 7, pp. 30-35, Mai. 2016.

Manfren, M., Caputo, P., Costa, G. “Paradigm shift in urban energy systems through distributed generation: Methods and models”, **Applied Energy** v. 88, n. 4, pp. 1032-1048, Abr. 2011.

Manríquez, S. P., 2013, **Análisis técnico-económico para la implementación de microredes eléctricas en Chile**. Memória para optar al Título de Ingeniero Civil Industrial, Facultad de Ciéncias Físicas y Matemáticas Departamento de Ingeniería Industrial, Universidad de Chile, Santiago de Chile, Chile.

Mariam, L., Basu, M., Conlon, M. F. “A review of existing microgrid architectures”, **Journal of Engineering** v. 2013, pp. 1-8, Mar 2013.

Marnay, C., Asano, H., Papathanassiou, S., Strbac, G. “Policymaking for microgrids”, **IEEE power & energy magazine** v. 8, pp. 66-77, Mai. 2008.

Marnay, C., Lai, J. “Serving electricity and heat requirements efficiently and with appropriate energy quality via microgrids”, **The Electricity Journal** v. 25, n. 8, pp. 7-15, Out. 2012.

Marnay, C. 2009. **Microgrids: Providing energy services locally**. Disponível em: https://www.youtube.com/watch?v=3XuCJBvq6Sk. Acesso em: 10 abr. 2015.

Maryama, V., Zeni, V. S., Jordan, F. V., Quinteiro, C., Finardi, E. C., De Oliveira, G. A. “Gerenciamento energético para microrredes: Desenvolvimento e implementação piloto”. **VIII Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica (VIII CITENEL)**, Costa de Sauípe, Bahia, Brasil, 17-19 Ago. 2015.

MARYLAND ENERGY ADMINISTRATION. Resiliency through microgrids task force report. Maryland Energy Administration, Maryland, 2014.

Matozo, R. R., 2014, **Microgeração em meio urbano: Um estudo de caso na cidade de Curitiba**. Dissertação de Mestrado, Programa de Pós Graduação em Desenvolvimento de Tecnologia, Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento, Curitiba, PR, Brasil.

Medina, P., Bizuayehu, A. W., Catalão, J. P. S., Rodrigues, E. M. G., Contreras, J. “Electrical energy storage systems: Technologies state of the art techno economic benefits and applications analysis”. **2014 47th Hawaii International Conference on System Science**. Hawaii, Estados Unidos, 6-9 Jan. 2014.

Menanteau, P. “Liberalisation of the electricity sector and development of distributed generation: Germany, United Kingdom and France”, **Energy & Environment** v. 15, n. 2, pp. 239-248, 2004.

Mendonça, L. P. 2011, **Introdução às microredes e seus desafios**. Projeto para obtenção do grau de engenheiro eletricista. Escola Politécnica da Universidade Federal de Rio de Janeiro, Universidade Federal de Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

MICROGRID INSTITUTE. **Minnesota Microgrids: Barriers, Opportunities, and Pathways Toward Energy Assurance**. Microgrid Institute for the Minnesota Department of Commerce, Minnesota, Estados Unidos, 2013.

MME/LpT. **Programa Nacional de Universalização do acesso e uso da energia elétrica: Manual de operacionalização**. Ministério de Minas e Energia – Programa Luz para Todos, Brasília, DF, 2011.

MME/LpT. **Programa Nacional de Universalização do acesso e uso da energia elétrica: Manual de projetos especiais**. Ministério de Minas e Energia – Programa Luz para Todos, Brasília, DF, 2009.

MME. **Relatório smart grid**. Grupo de trabalho de redes elétricas inteligentes. Brasília, Ministério de Minas e Energia. Disponível em: http://www.mme.gov.br/documents/10584/1256641/Relatxrio_GT_Smart_Grid_Portaria_440-2010.pdf/3661c46c-5f86-4274-b8d7-72d72e7e1157. Acesso em: 08 abr. 2015.

Monteiro, S. **Na mira de incentivos**. Disponível em http://portalibre.fgv.br/main.jsp?lumPageId=4028809A203E1B74012048F081154692&contentId=8A7C82C54D34378F014D353593A244E4. Acesso em: 15 out. 2015.

Moraes, O., 2010, **Desenvolvimento de metodologia para análise decisória de inserção de geração fotovoltaica distribuída e armazenamento de energia interligada ao sistema elétrico de potência**. Tese de D.Sc., Programa de Pós Graduação em Engenharia Agrícola, Universidade Federal de Viçosa, Viçosa, MG, Brasil.

NAVIGANT. NAVIGANT RESEARCH, 2016a. Disponível em https://www.navigantresearch.com/. Acesso em: 15 Jun. 2016.

NAVIGANT. **Executive summary: Microgrids deployment tracker 2Q 2016**. Navigant Research, Estados Unidos, 2016b.

NAVIGANT. **Executive summary: Distributed solar PV published 3Q 2015**. Navigant Research, Estados Unidos, 2015a.

NAVIGANT. **Public executive summary: Microgrid multi-client study 2015**. Navigant Research, Estados Unidos, 2015b.

NAVIGANT. **Executive summary: Microgrids in Asia Pacific 2Q 2014**. Navigant Research, Estados Unidos, 2014a.

NAVIGANT. **Executive summary: Utility distribution microgrids 4Q 2014**. Navigant Research, Estados Unidos, 2014b.

NAVIGANT. **Executive summary: Market data microgrids 1Q 2013**. Navigant Research, Estados Unidos, 2013a.

NAVIGANT. **Executive summary: Microgrids 4Q 2013**. Navigant Research, Estados Unidos, 2013b.

Nogueira, M. 2013, **Avaliação do desempenho estático e dinâmico de uma microrrede na ocorrência de ilhamentos intencionais**. Dissertação Mestrado, Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica COPPE, UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

NREL. **IEEE 1547 and 2030 Standards for Distributed Energy Resources Interconnection and Interoperability with the Electricity Grid**. National Renewable Energy Laboratory, Denver, 2014.

NSERC. **NSERC Smart Microgrid Network. Natural Sciences and Engineering Research Council of Canada**. Disponível em: http://www.nserc-crsng.gc.ca/Business-Entreprise/How-Comment/Networks-Reseaux/NSMGNet-NSMGNet_eng.asp. Acesso em: 10 abr. 2015.

Nunes, I., Elisa, L. "Calculando a capacidade de hospedagem da rede com vistas à inserção de geração distribuída no tocante às distorções harmônicas". **Conferência de estudos em Engenharia Elétrica XII CEEL**, Uberlândia, Minas Gerais Brasil, 13-17 Out. 2014.

NYSERDA. **Microgrids for critical resiliency in New York State**. New York State Research and Development Authority. Nova Iorque, 2014.

ONS. **Operador Nacional do Sistema Elétrico**. Disponível em: http://www.ons.org.br. Acesso em: 18 mar. 2015.

ONTARIO MINISTRY OF ENERGY. **Canadian Solar: Project summary information**. Disponível em: http://www.energy.gov.on.ca/en/smart-grid-fund/smart-grid-fund-projects/canadian-solar/. Acesso em: 10 abr. 2015.

Palizban, O., Kauhaniemi, K. "Market structure and business model for microgrid as a part of smart grids". **Renewable Efficiency Energy III Conference**, Vaasa, Finlândia, 19-20 Mar. 2013.

Pavlovic, T. M., Milosavljevic, D. D., Pirsl, D. S. "Simulation of photovoltaic systems electricity generation using Homer software in specific location in Serbia", **Thermal Science** v. 17, n. 2, pp. 333-347, Jun. 2013.

Piagi, P., Lasseter, R. H. **Industrial application of microgrids**. University of Wisconsin Madison, Wisconsin, 2001.

PIKE. **Executive summary: Microgrid development tracker 4Q 2012**. Pike Research, Estados Unidos, 2012.

PIKE. **Executive summary: Microgrids islanded power grids and distributed generation for community, commercial, and institutional applications 4Q 2009**. Pike Research, Estados Unidos, 2009.

Pilar, M. V. Microrredes inteligentes: um novo modelo de negócio para a distribuição de energia elétrica, **O setor elétrico** v. 71, pp. 36-45, Dez. 2011.

Pinto, H. Q., De Almeida, E. F., Bomtempo, J. V., Iootty, M., Bicalho, R. G., **Economia da Energia: Fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial**. 1 ed. Elsevier Ltda., Rio de Janeiro, Brasil, 2007.

Planas, E., Andreu, J., Gárate, J. I., De Alegria, I. M., Ibarra, E. "AC and DC technology in microgrids: A review", **Renewable and Sustainable Energy Review** v. 43, pp. 726-749, Dez. 2014.

Planas, E., Gil De Muro, A., Andreu, J., Kortabarria, I., De Alegria, I. M. "General aspects, hierarchical controls and droop methods in microgrids: A review", **Renewable and Sustainable Energy Review** v.17, pp. 147-159, Jan. 2013.

PORTAL BRASIL. **Programa Luz para Todos é prorrogado até 2018**. Disponível em: http://www.brasil.gov.br/infraestrutura/2015/01/programa-luz-para-todos-e-prorrogado-ate-2018. Acesso em: 22 jan. 2016.

POWERMAG. Emerging microgrid business models, 2016. Power Magazine. Disponível em: http://www.powermag.com/emerging-microgrid-business-models/. Acesso em: 18 Jun. 2017.

PRAC, 2006. Johnson & Johnson 2.2 MW reciprocating CHP system. Pacific Region Application Center. Disponível em: https://building-microgrid.lbl.gov/sites/all/files/dercam_casestudy_johnsonjohnson_v1_2%5B1%5D.pdf . Acesso em: 4 Out. 2015.

Preto, V. M., 2012, **Redes de distribuição ativas**. Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia, Universidade do Porto, Porto, Portugal.

Quinteiro, C., Izumida, M. A., Nalborczyk, T., Rodrigues, N. "The regulatory challenge of integrating microgrids in the Brazilian context". **2015 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LATAM)**, Montevideo, Uruguai, 05-07 Out. 2015.

Quinteiro, C., Leites, T., Tumelero, F., Trentin, R. “Planning of sustainable urban districts based on smart microgrids concept: A case study in Brazil”. **ENERGY 2013: The Third International Conference on Smart Grids, Green Communications and IT Energy-aware Technologies**, Lisboa, Portugal, 24-29 Mar. 2013.

REN21. **Renewables 2015 global status report**. Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, Paris, 2015.

Ribeiro, V. D., 2014, **Análise técnico-econômica de um sistema híbrido de geração na rede elétrica da Ilha do Fundão**. Dissertação de Mestrado, Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

Rodrigues, I. R., De Conti, A. **Desafios na proteção de microrredes**. **VI Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos**, Natal, Brasil, 22-25 Mai. 2016.

Romankiewicz, J., Marnay, C., Zhou, N., Qu, M. “Lessons from international experience for China's microgrid demonstration program”, **Energy Policy** v. 67, pp. 198-208, Abr. 2014.

Romankiewicz, J., Marnay, C., Zhou, N., Qu, M. “International microgrid assessment: Governance, incentives, and experience (IMAGINE)”. **ECEEE 2013 Summer Study**, Belambra Les Criques, França, 3-8 Jun. 2013.

Rouse, G., Kelly, J. **Electricity reliability: Problems, progress, and policy solutions**. Galvin Electricity Initiative. Estados Unidos, 2011.

Sanz, J. F., Matute, G., Bludszuweit, H., Laporta, E. “Microgrids, a new business model for the energy market”. **International conference on Renewables Energy and Power Quality (ICREPQ'14)**, Cordoba, Espanha, 8-10 Abr. 2014.

SAVIVA (2013). **Microgrids and distributed energy resource management software**. Saviva Research Review. Nova Iorque, Estados Unidos.

Schwaegerl, C., Tao, L., Pecas, J., Madureira, A., Mancarella, P., Anastasiadis, A., Hatziargyriou, N., Krkoleva, A. (2009). **Report on the technical, social, economic, and environmental benefits provided by microgrids on power system operation**. Disponível em: http://www.microgrids.eu/documents/668.pdf. Acesso em: 10 dez. 2015.

SEL (2010). **Redes de comunicação em subestações de energia elétrica: Norma IEC 61850**. Disponível em: http://www.osetoreletrico.com.br/wp-content/uploads/2010/08/Ed54_fasc_automacao_subestacoes_capVII.pdf. Acesso em: 9 dez. 2015.

SGEVL. **Redes elétricas inteligentes e veículos elétricos**. Disponível em: http://reive.inescporto.pt/pt/. Acesso em: 10 fev. 2015.

Shahidehpour, M., Clair, J. F. "A functional microgrid for enhancing reliability, sustainability, and energy efficiency", **The Electricity Journal** v. 25, n. 8, pp. 21-28, Out. 2012.

SIEMENS. **The business case for microgrids: The new face of energy modernization**. Disponível em: http://w3.usa.siemens.com/smartgrid/us/en/microgrid/Documents/The%20business%20case%20for%20microgrids_Siemens%20white%20paper.pdf. Acesso em: 10 jan. 2014.

Silveira, M., Gutierrez, A., Juarez, L., Lacerda, V., Lobo, M., De Oliveira, G. A. "Arquitetura e componentes de uma microrrede inteligente experimental". **VIII Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica (VIII CITENEL)**, Costa de Sauípe, Bahia, Brasil, 17-19 Ago. 2015.

Sioshansi, F. P., **Distributed generation and its implications for the utility industry**. 1 ed. Oxford: Academic Press, 2014.

Soshinskaya, M., Crijns-Graus, W. H. J., Guerrero, J. M., Vasquez, J. C. "Microgrids: Experiences, barriers and success factors", **Renewable and Sustainable Energy Reviews** v. 40, pp. 659-672, Ago. 2014.

Sumper, A., Baggini, A., **Electrical energy efficiency: Technologies and applications**. 1 ed. John Wiley & Sons, West Sussex, United Kingdom, 2012.

Suryanarayanan, S. Kyriakides, E. **Microgrids: An emerging solution to combat reduced power reliability**. Disponível em: http://www.eecl.colostate.edu/documents/Microgrids%20-%20An%20emerging%20solution%20-%20Article.pdf. Acesso em: 14 jul. 2014.

Suryanarayanan, S., Mancilla-David, F., Mitra, J., Li, Y. "Achieving the smart grid through customer-driven microgrids supported by energy storage". In: **2010 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT)**, pp. 884–890, Valparaíso, Chile, Mar. 2010.

Swisher, J. N., Jannuzzi, G. M., Redlinger, R. Y., **Tools and Methods for Integrated Resource Planning: Improving energy efficiency and Protecting the Environment**. 1 ed. Dinamarca: Riso National Laboratory, 1997.

Tan, X., Li, Q., Wang, H. "Advances and trends of energy storage technology in microgrids", **Electrical Power and Energy Systems** v. 44, pp. 179-191, Ago. 2012.

Tao, L., Schwaegerl, C., Narayanan, S., Zhang, J. H. “From laboratory microgrid to real markets: Challenges and opportunities”. **8th International Conference on Power Electronics and ECCE Asia (ICPE & ECCE)**, The Shilla Jeju, Coréia, 30 Mai.-3 Jun. 2011.

Teece, D. J. “Business models, business strategy and innovation”, **Long Range Planning** v. 43, n. 2-3, pp. 172-194, Abr.-Jun. 2010.

Tenfen, D., Lemos, F. A. B., Fernandes, R. C., Decker, I. C. “Microgrids and microgeneration in Brazilian energy market: A discussion of regulatory and commercial aspects”. **The 9th Latin America Congress on Electricity Generation and Transmission - CLAGTEE 2013**, Viña del Mar, Chile, 06-09 Out. 2013.

Tolmasquim, M. T., **Power sector reform in Brazil**. 1 ed. Synergia, Rio de Janeiro, Brasil, 2012.

Tractebel. **Engie Tractebel Energia, 2016**. Tractebel Energia. Disponível em http://www.tractebelenergia.com.br/. Acesso em: 15 jun. 2016.

UFRJ. **Campanha: Essa conta é de todos, 2017**. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Disponível em: https://ufrj.br/essacontaedetodos. Acesso em: 4 set. 2017.

Ustun, T. S., Ozansoy, C., Zayegh, A. “Recent developments in microgrids and example cases around the world: A review”, **Renewable and sustainable Energy Reviews** v. 15, n. 8, pp. 4030-4041, Out. 2011.

Viana, D. R., 2013, **Medidores eletrônicos: Análise de viabilidade econômica no contexto das redes inteligentes**. Dissertação Mestrado, Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade de Brasília, Brasília, DF, Brasil.

Wei, L., Géza, J. “Comparison of energy storage system technologies and configurations in a wind farm”. In: **2007 IEEE Power Electronics Conference – PESC 2007**, pp. 1280-1285, Orlando, Estados Unidos, Jun. 2007.

WORLD BANK. Disponível em: http://www.worldbank.org/. Acesso em: 3 fev. 2016.

WEF. **The global competitiveness Report 2016 - 2017**. World Economic Forum, Genebra, 2016.

Wouters, C., Van Hende, K. “The role of microgrids within future regional electricity markets”. **6th World Forum on Energy Regulation**, Istanbul, Turquia, 25-28 Mai. 2015.

Wouters, C. “Towards a regulatory framework for microgrids: The Singapore experience”, **Sustainable Cities and Society** v. 15, pp. 22-32, Nov. 2014.

Wu, X., Yin, X., Wei, Q., Jia, Y., Wang, J. “Research on microgrids and its application in China”, **Energy and Power Engineering** v. 5, n. 4B, pp. 171-176, Out. 2013.

Xiao, Z., Li, T., Huang, M., Shi, J., Yang, J., Yu, J., Wu, W. “Hierarchical MAS based control strategy for microgrid”, **Energies** v. 3, n. 9, pp. 1622-1638, Set. 2010.

Yoo, B., Yang, H., Yang, S., Jeong, Y., Kim, W. “Can to IEC 61850 for microgrid system”. In: **2011 International Conference on Advanced Power System Automation and Protection (APAP)**, pp. 1219-1224, Beijing, China, Out. 2011.

Zakeri, B., Syri, S. “Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis”, **Renewable and Sustainable Energy Review** v. 42, pp. 569-596, Fev. 2015.

Zamora, R., Srivastava, A. K. “Controls for microgrids with storage: Review, challenges, and research needs”, **Renewable and Sustainable Energy Reviews** v. 14, pp. 2009–2018, Set. 2010.

Zeng, Z., Zhao, R., Yang, H., Tang, S. “Policies and demonstrations of microgrids in China: A review”, **Renewable and Sustainable Energy Reviews** v. 29, pp. 701-718, Jan. 2014.

ZPRYME, 2012. **Microgrids: The BRICS opportunity**. Disponível em: http://etsinsights.com/reports/microgrids-the-brics-opportunity/. Acesso em: 12 jul. 2016.

APÊNDICE A: Características técnico econômicas componentes da microrrede

Tabela A.1. Perspectiva internacional custo sistemas fotovoltaicos. Fonte (EPE 2014b).

Sistema Fotovoltaico	Custo (US$/kW)			2010 - 2020		2020 - 2030	
	2010	2020	2030	Δ Custo (%)	Redução (% a.a.)	Δ Custo (%)	Redução (% a.a.)
Residencial	3800	1950	1400	-48,7	6,5	-28,2	3,3
Comercial	3400	1825	1300	-46,3	6,0	-28,8	3,3
Centralizada	3100	1400	1100	-54,8	7,6	-21,4	2,4

Tabela A.2. Custo sistemas fotovoltaicos no setor comercial. Fonte (IEA, 2011).

Ano		2010	2020	2030	2050	2010 - 2020		2020 - 2030	
						Δ Custo (%)	Redução (% a.a.)	Δ Custo (%)	Redução (% a.a.)
Custo (US$/kW)		3400	1850	1325	980	-45,6	5,9	-28,4	3,3
Custo geração (US$/MWh)	2000 kWh/kW	204	107	75	54	-47,5	6,2	-29,9	3,5
	1500 kWh/kW	272	143	100	72	-47,4	6,2	-30,1	3,5
	1000 kWh/kW	408	214	150	108	-47,5	6,2	-29,9	3,5

Tabela A.3. Perspectiva internacional custo sistemas fotovoltaicos. Fonte (IEA, 2014d).

Sistema fotovoltaico	Custo de Capital (US$/kW)			2012 - 2020		2020 - 2035	
	2012	2020	2035	Δ Custo (%)	Redução (% a.a.)	Δ Custo (%)	Redução (% a.a.)
Grande escala	2550	1810	1420	-29,0	4,2	-21,5	1,6
Prédios e residências	3420	2370	1860	-30,7	4,5	-21,5	1,6

Tabela A.4. Custo sistemas fotovoltaicos. Fonte (REN21, 2015).

Tecnologias	Características	Custo capital (US$/kW)	LCOE (US$ cents/kWh)
FV: Telhado	3 - 5 kW (residencial) 100 kW (comercial) 500 kW (industrial) Fator capac.: 10 - 25% (inclinação fixa)	Custos residencial: 2200 (Alemanha); 3500 - 7000 (EUA); 4260 (Japão); 2150 (China); 3380 (Austrália); 2400 - 3000 (Itália). Custos comercial: 3800 (EUA); 2900 - 3800 (Japão)	21 - 44 (OECD) 28 - 55 (não OECD) 16 - 38 (Europa)
FV: Grande escala	Capac. máxima: > 1 - 250 MW Fator capac.: 10 - 25% (inclinação fixa)	1200 - 3000 (Global) Custos ponderados (2014): 1670 (China); 2710 (Japão); 1495 (Alemanha); 2080 (UK); 2218 (EUA)	10 - 38 (OECD) 7 - 40 (não OECD) 14 - 34 (Europa) 11 (China) 25 (Japão) 11 (EUA)

Tabela A.5. Composição média custo sistemas fotovoltaicos. Fonte (EPE, 2016b; Hoppmann, *et. al.*, 2014; FRAUNHOFER ISE, 2015).

Componente	$Compos_1$	$Compos_2$	$Compos_3$	Média
% Módulo FV	43	43	55	47
% Inversor	24	10	11	15
% BoS	33	47	34	38
% Total	100	100	100	100

Tabela A.6. Perspectiva internacional custo sistemas eólicos (US$/kW). Fonte (IEA, 2014d)

Sistemas eólicos	Custo de Capital (US$/kW)			2012 - 2020		2020 - 2035	
	2012	2020	2035	Δ Custo (%)	Redução (% a.a.)	Δ Custo (%)	Redução (% a.a.)
Custo de Capital	1590	1530	1470	-3,8	0,5	-3,9	0,3
Custo Anual O&M	41	38	37	-7,3	0,9	-2,6	0,2

Tabela A.7. Características tecnologias de armazenamento de energia elétrica. Fonte (IEA, 2014a).

Tecnologias	C. Capac. (US$/kW)	Energia (US$/kWh)	O&M/ano (% c. invest.)	t. descarga
Bomb. Hidrául.	500 - 4600	30 - 200	1	horas
Ar comprimido	500 - 1500	10 - 150	4 – 5	horas
Hidrogênio	600 - 1500 (eletro.) 800 - 1200 (CCGT)	10 - 150	5	minutos
Bat. Li-ion	900 - 3500	500 - 2300	3	min - hora
Bat. NaS	300 - 2500	275 - 550	5	horas
Bat. Pb Ácido	250 - 840	60 - 300	5	horas
Bat. Vanádio (VRB)	1000 - 4000	350 - 800	3	horas
Volante Inércia	130 - 500	1000 - 4500	n/a	minutos
Superc. magn. (SMES)	130 - 515	900 - 9000	n/a	minutos
Supercapacitores	130 - 515	380 - 5200	n/a	seg - min

Tabela A.8. Principais custos baterias Pb Ácido. Fonte (Zakeri & Syri, 2015).

Item	Média	Média dos 50%, IQR	Faixa
Custo (EUR/kW)	378	322 - 440	195 - 594
BOP (EUR/kW)	87	65 - 108	43 - 130
Armazenamento (EUR/kWh)	618	264 - 661	184 - 847
O&M fixo (EUR/kW-ano)	3,4	3,3 - 6,1	3,2 - 13,0
O&M variável (EUR/MWh)	0,37	0,35 - 0,49	0,15 - 0,52
Substituição (EUR/kW)	172	157 - 264	50 - 560

Tabela A.9. Principais tecnologias de armazenamento de energia. Fonte (Planas, *et. al.*, 2014).

Tecnologias	Eficiênc. (%)	Capac. (MW)	Dens. Energ. (Wh/kg)	C. Capital (€/kW)	t. vida (anos)
Armaz. Térmico	30 - 60	0 - 300	80 - 250	140 - 220	5 - 40
Bomb. Hidrául.	75 - 85	100 - 5000	0,5 - 1,5	400 - 1500	40 - 60
Ar comprimido	50 - 89	3 - 400	30 - 60	250 - 1500	20 - 60
Volante Inércia	93 - 95	0 - 25	10 - 30	250	~ 15
Bat. Pb Ácido	70 - 90	0 - 40	30 - 50	200	5 - 15
Bat. NiCd	60 - 65	0 - 40	50 - 75	350 - 1100	10 - 20
Bat. NaS	80 - 90	0,05 - 8	150 - 240	700 - 2100	10 - 15
Bat. Li-ion	85 - 90	0 - 1	75 - 200	3000	5 - 15
Célula Combustível	20 - 50	0 - 50	800 - 10000	350 - 1100	5 - 15
Bat. fluxo	75 - 85	0,3 - 15	10 - 50	400 - 1100	5 - 15
Capacitores	60 - 65	0 - 0,05	0,05 - 5	250	~ 5
Supercapacitores	90 - 95	0 - 0,3	2,5 - 15	200	> 20
Superc. magn. (SMES)	95 - 98	0,1 - 10	0,5 - 5	200	> 20

Tabela A.10. Desempenho técnico tecnologias de armazenamento de energia elétrica. Fonte (IEA, 2014a).

Tecnologias	Capac. (MW)	Tempo resposta	Eficiênc. (%)	tempo de vida	
				anos	ciclos * 1000
Bomb. Hidrául.	100 - 5000	seg - min	70 – 85	30 – 50	20 – 50
Hidrogênio	100 - 500	min	< 40	10 - 30	n/a
Ar comprimido	100 - 300	min	50 – 75	30 - 40	10 – 25
Volante Inércia	0,001 - 20	< seg - min	85 – 95	20 – 30	> 50
Bat. Li-ion	0,001 - 5	seg	80 – 90	10 - 15	5 – 10
Bat. NaS	1 - 200	seg	75 – 85	10 - 15	2 – 5
Bat. Pb Ácido	0,001 - 200	seg	65 – 85	5 - 15	2,5 – 10
Bat. Vanádio (VRB)	0,001 - 5	seg	65 – 85	5 - 20	> 10
Superc. magn. (SMES)	< 10	< seg	90 – 95	20	> 30
Supercapacitores	< 1	< seg	85 - 98	20 - 30	> 10

Tabela A.11. Desempenho técnico tecnologias de armazenamento de energia elétrica. Fonte (Zakeri & Syri, 2015).

Tecnologia	Potência (MW)	Tempo Desc. (ms - h)	Eficiência Total	Den. Potênc. (W/kg)	Den. Energia (Wh/kg)	Durabilidade armazenam.	Auto Descarga (por dia)	Tempo vida (anos)	Ciclo vida (ciclos)
Bombeamento	10 - 5000	1 - 24 h	70 - 82%	-	0,5 - 1,5	h - mês	Insignificante	50 - 60	20000 - 50000
Ar comprimido (Subterrâneo)	5 - 400	1 - 24 h	70 - 89%	-	30 - 60	h - mês	Pequeno	20 - 40	> 13000
Ar comprimido (Acima do solo)	3 - 15	2 - 4 h	70 - 90%	-	-	h - dia	Pequeno	20 - 40	> 13000
Volante de inércia	até 0,25	ms - 15 m	93 - 95%	1000	5 - 100	s - min	100%	15 - 20	20000 - 100000
Chumbo ácido	até 20	s - h	70 - 90%	75 - 300	30 - 50	min - dia	0,1 - 0,3%	5 - 15	2000 - 4500
NaS	0,05 - 8	s - h	75 - 90%	150 - 230	150 - 250	s - h	20%	10 - 15	2500 - 4500
$NaNiCl_2$ (ZEBRA)	50	2 - 5 h	86 - 88%	150 - 200	100 - 140	s - h	15%	15	2500 - 3000
Ni-Cd	até 40	s - h	60 - 73%	50 - 1000	15 - 300	min - dia	0,2 - 0,6%	10 - 20	2000 - 2500
Li-ion	até 0,01	m - h	85 - 95%	50 - 2000	150 - 350	min - dia	0,1 - 0,3%	5 - 15	1500 - 4500
VRFB	0,03 - 3	s - 10 h	65 - 85%	166	10 - 35	h - mês	Pequeno	5 - 10	10000 - 13000
Zn-Br	0,05 - 2	s - 10 h	60 - 70%	45	30 - 85	h - mês	Pequeno	5 - 10	5000 - 10000
Fe-Cr	1 - 100	4 - 8 h	72 - 75%	-	-	-	-	10 - 15	> 10000
PSB	15	s - 10 h	65 - 85%	-	-	h - mês	Pequeno	10 - 15	2000 - 2500
Supercondutor Magnético	0,1 - 10	ms - 8 s	95 - 98%	500 - 2000	0,5 - 5	min - h	10 - 15%	15 - 20	> 100000
Capacitores	até 0,05	ms - 60 m	60 - 65%	100000	0,05 - 5	s - h	40%	5 - 8	50000
Supercapacitores	até 0,3	ms - 60 m	85 - 95%	800 - 23500	2,5 - 50	s - h	20 - 40%	10 - 20	> 100000
Hidrogênio	0,3 - 50	s - 24 h	33 - 42%	500	100 - 10000	h - mês	Insignificante	15 - 20	20000

Tabela A.12. Tecnologias renováveis utilizadas na GD. Fonte (Hossain, *et. al.*, 2014; Planas, *et. al.*, 2014).

Tecnologia	Solar fotovoltaico	PCH	Eólica onshore	Eólica offshore	Geotérmica	Solar térmico
Combustível	Solar	Água	Vento onshore	Vento	Terra	Solar
Capacid. (MW)	< 0,001 - 5	0,05 - 1	0,5 - 6+	5 - 10+	0,5 - 3	0,001 - 2
Condição	Comercial	Desenv./Comercial	Comercial	Desenv./Comercial	Desenv./Demo/Comercial	Desenv./Demo/Comercial
Economia	Custoso	Moderado	Moderado	Custoso	Moderada/Custoso	Moderado
Características ambientais	Amigável ambientalmente	Amigável ambientalmente	Amigável ambientalmente	Amigável ambientalmente	Amigável ambientalmente	Amigável ambientalmente
Motivação social	Alta	Alta	Alta	Alta	Média	Alta
Desenvolv. atual	Pequeno/Incremen-rápido	Médio	Médio	Pequeno/Incremen-rápido	Pequeno	Pequeno
Aplic. industrial	Utilizável	Sugerido	Sugerido	Não sugerido	Não sugerido	Não sugerido
Aplic. comercial	Sugerido	Utilizável	Utilizável	Não sugerido	Não sugerido	Não sugerido
Aplic. residencial	Combina perf. com exigênc. do setor	Não sugerido	Não sugerido	Não sugerido	Não sugerido	Não sugerido
É possível CHP?	Não	Não	Não	Não	Sim	Sim
C_{CAP} (Euro/kW)	4000 - 8000	1400 - 5000	800 - 2000	1200 - 3000	800 - 400	1500 - 2000
C_{INST} (Euro/kW)	40 - 150	100 - 200	100 - 200	600 - 800	200 - 400	100 - 200
Tempo vida	20	60	20	20	20	20
Tipo energia	CC	CA	CA		CA	CA
Efic. elétrica (%)	-	-	-		10 - 32	30 - 40
Efic. total (%)	40 - 45	90 - 98	50 - 80		35 - 50	50 - 75

Tabela A.13. Tecnologias não renováveis utilizadas na GD. Fonte (Hossain, *et. al.*, 2014; Planas, *et. al.*, 2014).

Tecnologia	Pequenas turbinas a vapor	Turbinas a Gás	Microturbinas	Motores de Comb. Interna	Motores Stirling	Células de comb. alta temperatura	Células de comb. baixa temperatura
Combustível	Gás, carvão, bio-massa	Gás	Gás	Diesel, óleo, Biocombust. , gás	Gás, solar	Gás, hidrogênio	Gás, hidrogênio
Capacidade (MW)	0,5 - 10+	0,5 - 10+	0,03 - 0,5	0,5 - 10+	< 0,01 - 1+	1 - 10+	< 0,1 - 3+
Condição	Comercial	Comercial	Desenv./Comercial	Desenv./Demo/Comer	Desenv./Comercial	Desenv./Comercial	Comercial
Economia	Econômico	Econômico	Moderado	Econômico	Moderado/Custoso	Custoso	Custoso
Características ambientais	Deficiente/Modera-do	Deficiente/Modera-do	Moderado	Deficiente	Moderado	Moderado/Amigá-vel ambientalm.	Moderado/Amigá-vel ambientalm.
Motivação social	Baixa	Média	Média	Baixa	Média/Alta	Elevada	Elevada
Desenvolv. atual	Elevado	Elevado	Pequeno, incre-mentando	Elevado	Pequeno	Pequeno	Pequeno, incre-mentando
Aplic. industrial	Combina perf. com exigênc. do setor	Combina perf. com exigênc. do setor	Utilizável	Combina perf. com exigênc. do setor	Utilizável	Combina per. com exigênc. do setor	Sugerido
Aplic. comercial	Utilizável	Sugerido	Sugerido	Combina perf. com exigênc. do setor	Combina perf. com exigênc. do setor	Utilizável	Combina per. com exigênc. do setor
Aplic. residencial	Não sugerido	Não sugerido	Combina per. com exigênc. do setor	Sugerido	Sugerido/Combina perf. com exig. setor	Não sugerido	Combina per. com exigênc. do setor
É possível CHP?	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
C_{CAP} (Euro/kW)	550 - 1250	500 - 1100	1000 - 2000	350 - 1000	1500 - 8000	3500 - 10000	2000 - 8000
C_{INST} (Euro/kW)	100 - 200	65 - 150	50 - 200	60 - 120	40 - 200	500 - 850	500 - 850
Tempo vida	20	20	20	20	15	10	10
Tipo energia	CA	CA	CA	CA	CA	CC	CC

Tabela A.14. Tecnologias de geração distribuída. Fonte (Hossain, *et. al.*, 2014).

Tecnologia	Diesel	GN	Microturbina	Turbina Gás	Cél. Comb.
Capac. (kW)	30 – 6000	30 – 6000	30 – 400	0,5 – 30000	100 – 3000
C_{INST} (US$/kW)	600 – 1000	700 – 1200	1200 – 1700	400 – 900	4000 – 5000
$\eta_{ELÉT}$ (LHV) (%)	30 – 43	30 – 42	14 – 30	21 – 40	36 – 50
η_{TOT} (%)	80 – 85	80 – 85	80 – 85	80 – 90	80 – 85
$C_{MANUTEN}$ (US$/kWh)	0,005 - 0,015	0,007 - 0,020	0,008 - 0,015	0,004 - 0,010	0,0019 - 0,0153
Pegada ecol. (sqft/kW)	0,22 - 0,31	0,28 - 0,37	0,15 - 0,35	0,02 - 0,61	0,9
Emissões (gm/bhp salvo indicação em contrário)	NOx: 7 - 9, CO: 0,3 - 0,7	NOx: 0,7 - 13, CO: 1 - 2	NOx: 9 - 50 ppm CO: 9 - 50 ppm	NOx: <9 - 50 ppm CO: <15 - 50 ppm	NOx: <0,02 CO: <0,01

APÊNDICE B: Principais microrredes no mundo

B.1. Microrrede de Sendai

A microrrede de Sendai, encontra-se localizada no Campus da Universidade de Tohoku Fukushi na cidade de Sendai no distrito de Tohoku no Japão, o projeto se beneficiou do financiamento da NEDO desde 2004 até 2008, sem o qual, grande parte da demonstração não teria sido possível.

Os principais parceiros do projeto foram: a Companhia Japonesa de Telégrafos e Telefones (NTT), a Universidade de Tohoku Fukushi e a cidade de Sendai. Algumas das principais características da microrrede, assim como a localização dos componentes são mostrados na Tab. B.1 e Fig. B.1, respectivamente.

Tabela B.1. Características microrrede de Sendai.

Item	Descrição
Tecnologia	2 geradores a gás natural de 350 kW; célula de combustível de 250 kW e sistema fotovoltaico de 50 kW.
Carga	Edifícios (planta de água e escola), hospital (aparelhos de comunicação, instrumentos médicos, instalações de enfermagem, computadores) edifícios da universidade (computadores, luzes, ventilação).
Armazenamento de energia	Bateria chumbo ácido: 600 Ah.
Demanda total	Universidade: 1170 kW (pico) e 260 kW (mínimo), Cidade: 420 kW (pico) e 80 kW (mínimo) [dados de 2005 – 2007].
Investimento	US$ 25 milhões (estimado).
Preço eletricidade local	12 ¥/kWh (US$ 0,13/kWh).
Preço local do gás	60 ¥/m^3_{NOM} (US$ 0,63/ m^3_{NOM}).
Subsídios recebidos	NEDO.
Datas de operação	2007-2008 (cidade + universidade), 2009-atual (somente universidade).
Eficiência de recuperação de calor	Geradores de gás: 34,5%; Célula de combustível: 18%.

O objetivo do projeto era construir uma microrrede que possa fornecer diferentes níveis de qualidade de energia, tanto em CA como em CC, para várias cargas de consumo. Durante a fase demonstrativa (até 2008) as cargas atendidas foram algumas instalações municipais, uma planta de água, uma escola secundária e a universidade, localizadas em ambos lados de uma rua. Após essa fase, algumas mudanças foram feitas (adição de cogeração), continuando a operar atualmente no fornecimento de energia às instalações da universidade.

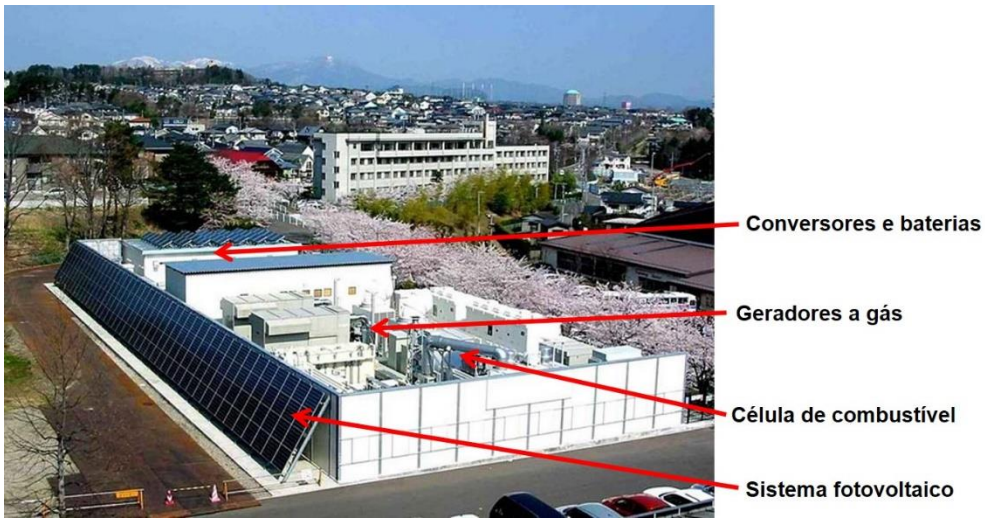

Figura B.1. Microrrede de Sendai.

De maneira similar à microrrede da Prisão de Santa Rita, esta teve apoio e acolhimento do governo local. O fornecimento de energia tanto para a cidade como para a universidade envolveu o cruzamento de fios pela via pública (proibido pela regulação), nesse sentido, criou-se uma exceção para a microrrede. Além disso, embora tenha cumprido todos os objetivos mencionados anteriormente, dado o financiamento a este projeto, a microrrede perdeu o foco em relação à sua economicidade.

Sua confiabilidade foi testada em março de 2011 no terremoto e tsunami do Japão. Dado o colapso do sistema elétrico da zona atingida, esta microrrede conseguiu operar no modo ilhado na maior parte dos dois dias de apagão do lugar, fornecendo energia elétrica ininterrupta (em CC), energia elétrica (em CA) e térmica para o hospital e energia elétrica em CA para outras cargas. Esta situação deixou algumas lições de grande implicância para futuros desenhos e construção de microrredes:

- Microrredes nos desastres; o terremoto e tsunami acontecidos foram desastres sem precedentes. Nesse sentido, os testes em condições extremas aos quais a microrrede foi submetida, mostraram sua eficácia no fornecimento de energia (elétrica e térmica) em tempos de desastre.

- Diversidade das fontes de energia; esta situação mostrou que um dos pontos mais críticos da microrrede, a fim de conseguir um fornecimento de energia contínuo, encontra-se na diversidade de suas fontes, principalmente, quando da sua operação no modo ilhado.

- Sistemas de armazenamento de energia; esta situação mostrou a importância dos sistemas de armazenamento para o fornecimento de contínuo de energia. Entretanto, vale a pena destacar que este tipo de tecnologia, ainda é cara, por conseguinte, algumas vezes, seu dimensionamento encontra-se condicionado aos seus custos.

- Operação global e formação do pessoal; um plano integral que envolva os operadores é de extrema importância. Operação do sistema em caso de desastres é completamente diferente da operação em situações normais. Mostrou-se que apesar da existência de manuais, não existe suficiente orientação da maneira como responder perante essas situações, colocando desafios significativo, mesmo para especialistas na área.

B.2. Microrrede da Prisão de Santa Rita

O projeto de demonstração da microrrede da Prisão de Santa Rita (primeira prisão no mundo com uma microrrede) desenvolvida pelo CERTS e encontra-se localizada em Dublin, Califórnia, nos EUA, sendo considerada como uma das maiores microrredes do CERTS no país. Esta foi desenhada e construída pela Chevron Energy Solutions, suas principais características, assim como a localização dos seus componentes são mostrados na Tab. B.2 e Fig. B.2, respectivamente.

Tabela B.2. Características microrrede da Prisão de Santa Rita.

Item	Descrição
Objetivo	Redução de 15% na demanda máxima do alimentador local e garantir a existência de energia suficiente a fim de manter o serviço sem interrupções entre o início do apagão e a geração diesel atinja a plena potência. Além disso, conseguir uma maior confiabilidade e redução nos custos energéticos.
Custo do projeto: Fontes de financiamento	US$ 12 milhões: DOE US$ 7 milhões; CEC US$ 2 milhões; Incentivos PG&E US$ 2 milhões e Outros Fundos Públicos US$ 1 milhão.
Ativos da microrrede	2 geradores diesel (1,2 MW); 1 célula de combustível (1 MW); sistema fotovoltaico na cobertura (1,2 MW); sistema fotovoltaico com seguimento solar (240 kW); quatro turbinas eólicas (2 kW); bateria de Li-ion (2 MW/4 MWh) e disjuntor de desconexão estático 12 kV.
Armazenamento térmico	Aquecimento solar de água.
Demanda total	3 MW (pico).

Cargas (demanda)	HVAC; luzes; computadores e servidores; sistemas de segurança; cozinha; refrigeração e água quente.
Data de operação	2002-hoje.
Eficiência geral de conversão	Eficiência elétrica 35%; eficiência térmica 17% (da célula de combustível)

Figura B.2. Microrrede da Prisão de Santa Rita.

A fim de melhorar a eficiência e reduzir a demanda de pico (redução da capacidade da microrrede), a prisão também implantou diversos programas de retrofit na iluminação, HVAC, refrigeração, e outros usos finais da energia. Por outro lado, embora a microrrede, conforme destacado anteriormente, tenha apresentado alguns problemas, considera-se que esta é uma das primeiras no seu tipo e concebida como um poderoso facilitador em direção às redes inteligentes. São dois os elementos principais que destacam no sucesso de este sistema:

- Papel central de uma instituição do governo local: O Condado de Alameda. As instalações dos governos locais, muitas vezes, são bons locais para acolhimento deste tipo de projetos. O Condado estava tentando ser inovador em projetos pelo lado da demanda e na geração local, nesse sentido, o governo federal e local estiveram dispostos a apoiar uma entidade cujos recursos e orçamentos eram menores.

- Diversidade dos parceiros envolvidos. Entidades de governo local, estadual e federal, estavam todos envolvidos, junto com parcerias com a concessionária local (PG&E), fornecedores de tecnologia (Satcon e S&C Electric), uma empresa de

serviços de engenharia focada em energia renovável e cogeração (Chevron Energy Solutions) e vários laboratórios (Universidade de Wisconsin, LBNL e NREL).

A principal lição aprendida neste projeto foi que o custo da bateria foi muito elevado, sendo sua aquisição possível devido aos subsídios dos governos federal e estadual, nesse sentido, os custos de armazenamento elétrico ainda precisam diminuir consideravelmente a fim de permitir sua adoção generalizada.

B.3. Microrrede de White Oaks na FDA

Um dos projetos institucionais recentemente desenvolvidos é a microrrede White Oaks de Honeywell na Agência de Drogas e Alimentos (FDA) nos EUA, próxima a Washington DC e que conseguiu operar no modo ilhado mais de 70 vezes, sem interrupção no fornecimento às cargas críticas ao campus.

Esta instituição abriga laboratórios que realizam diversos experimentos e testes altamente sensíveis. Interrupções frequentes na região do Meio Atlântico, devido a tempestades severas e envelhecimento da infraestrutura, têm levado a FDA a instalar uma microrrede com várias fontes de geração.

Atualmente, a instalação tem 26 MW de capacidade de geração, que incluem turbinas a gás e geradores de combustão interna, com fases adicionais para expandir o sistema para mais de 65 MW. Além disso, a instalação possui um sistema de cogeração, um tanque de água de 2 milhões de galões que fornece o armazenamento térmico e abastecimento de água de emergência em caso de interrupção no abastecimento de água municipal.

Desde o ano 2011, esta microrrede tem operado no modo ilhado como sucesso mais de 70 vezes, sem interrupção das cargas críticas no campus. Além disso, esta microrrede evitou que o fornecimento de energia no White Oak seja interrompido durante o terremoto de 2011 e 2012 nos furacões Irene e Sandy e inúmeras outras tempestades. Algumas das suas principais características, são mostrados na Tab. B.3.

Tabela B.3. Características da microrrede White Oaks na FDA.

Item	Descrição
Geração local de energia	26 MW fornecimento de energia (atualmente a ser expandido para 55 – 65 MW a fim de lidas com as cargas de pico da instalação. Utilização de calor residual (CHP) para condicionar os edifícios. Coloca mais energia na rede do que utiliza.
Custo do projeto	US$ 71 milhões.
Coexistência com a concessionária	Funciona em paralelo com a PEPCO sobre um acordo de interconexão de três partes.

	Participa nos eventos de resposta à demanda. Utiliza a reserva girante a fim de garantir a energia.
Pode operar completamente independente da rede da concessionária (capacidade de ilhamento)	Opera missões críticas independentes da PEPCO, permitindo o FDA continuar sua operação, independente do que acontece fora do campus.
Capacidade de gerenciar e controlar sua carga local	Equipara a carga para abastecer. Capacidade para decidir a aquisição de energia.
Ativos da microrrede	1 gerador de combustível dual de 5,8 MW; 4 turbinas de 4,5 MW; 1 gerador diesel de 2 MW; sistema fotovoltaico de 30 kW. Em construção: 2 turbinas bicombustíveis de 7,5 MW; 1 turbina a GN de 4,5 MW; 1 turbina a vapor de 5 MW; 2 geradores diesel de 2,25 MW. Resfriamento: 3 chillers elétricos de 1980 ton.; 2 chillers de absorção de 1130 ton.; 2 chillers elétricos de 1130 ton. Resfriamento (em construção): 3 chillers elétricos de 2500 ton.; armazenamento térmico de 2 milhões de galões.

APÊNDICE C: Microrredes ao redor do mundo

C.1. Microrredes em Europa

Projeto	Lugar	Ano	Capacidade (kW)	Armaz.	Classif.	Tensão
Bronsbergen	Holanda	2008	315 (FV)	B	Conc	CA
Am Steinweg	Alemanha	2005	35 (FV); 28 (CHP)	B	Conc	CA
Cesi Ricerca DER	Itália	2006	14 (FV); 10 (ST); 110 (CHP); 8 kVA (EO); 7 kVA (DI)	B/VI	Conc	CC
Ilha de Kythnos	Grécia	2001	10 (FV); 5 (DI)	B	Conc	CA
NTUA	Grécia	2004	1,21 (FV); 1 (EO)	B	I	CA
DeMoTec	Alemanha	2002	2 (FV); 26 (DI); 15 (EO)	B	I	CA
Benchmark BT	Grécia	2010	13 (FV); 10 (EO); 10 (CCo); 30 (GN)	B/VI	Conc	CA
Univ. de Genoa	Italia	2013	49,9 (FV); 65 (GN); 3 (EO); 2 (ST)	B	I	CA
Univ. de Nottingham	Inglaterra	2011	500 (EO)	B	I	CC
UT Compiegne (UTC)	França	2011	10 (FV/CCo)	B	I	CC
Univ. de Sevilla	Espanha	2012	10 (FV/CCo)	B	I	CC
Inst. Técn. de Cork	Irlanda	2012	10 (EO); 50 CHP)	B	Conc	CA
FEUP	Portugal	2005	100 (FV/EO/CCo/MG)	B	I	CA
Mannheim Wallstadt	Alemanha	2006	4,7 (CCo); 3,8 (FV); 5,5 (CHP)	VI	Conc	CA
Ilha Lolland	Dinamarca	-	11150 (CCo/CHP/DI)	H_2	R	CA
Ilha Samso	Dinamarca	-	> 11000 (FV/EO)	Não	R	CA
Ilha Utsira	Noruega	2008	2000 (EO/CCo/MG)	B/VI	Conc	CA
Planta MT/BT Continuon	Países Baixos	2003	315 (FV)	B	Conc	CA
LABEIN'S	Espanha	2011	5,8 (FV); 110 (MG); 50 (GN); 6 (EO)	B/C/VI	Conc	CA
Planta Munic. de Ilhavo	Portugal	2009	60 (GN)	Não	Conc	CA
Est. microger. EDP	Portugal	2008	50000 (FV/EO/GN)	Não	Conc	CA
Ilha Eigg	Escócia	2008	110 (H); 24 (EO); 32 (FV)	VI	R	CA
Ilha de Açores	Portugal	2005	2000 (FV/EO/DI/H_2)	B	Conc	CA

Bornholm	Dinamarca	2007	34000 (DI); 62000 (VA); 29000 (EO); 2000 (Biog)	Biog	Conc	CA
Ilha Pellworm	Alemanha	2013	5750 (EO); 2750 (FV); 500 (Biog)	B	R	CA
Ilha de Flores	Portugal	2012	600 (EO); 1480 (H); 600 (DI)	VI	Conc	CA
Gorona del Viento	Espanha	2014	11500 (EO); 11320 (H); 11000 (DI)	Não	R	CA

C.2. Microrredes em Ásia

Projeto	Lugar	Ano	Capacidade (kW)	Armaz.	Classif.	Tensão
Aichi	Japão	2005	1395 (CCo); 330 (FV)	B	I	CA
Kyoto eco-energy	Japão	2005	400 (GN); 250 (CCo); 50 (FV); 50 (EO)	B	Conc	CA
Hachinohe	Japão	2005	510 (GN); 130 (FV); 20 (EO)	B	Conc	CA
CRIEPI	Japão	2003	300 (FV)	Não	Conc	CA
SENDAI	Japão	2006	700 (GN); 50 (FV); 250 (CCo)	B	Conc	CA
Planta FC-CHP	Japão	2009	300 (CCo/MG)	--	I	CA
Yokohama	Japão	2008	100 (FV/EO/MG)	B/Biog	R	CA
Univ. Tecnol. de Hefei	China	2006	30 (FV); 60 (EO); 5 (CCo); 30 (DI)	B	I	CA
Univ. de Tianjin	China	2007	5 (FV/EO)	B	I	CA
Laboratório	China	--	0,7 (FV); 1,1 (EO)	B	I	CA
Inst. de Eng. e Tecn. (IET)	Índia	2008	5 (CCo)	Não	I	CA
MSEDCL área Wani	Índia	2011	500 (FV); 20000 (Biom)	Não	Conc	CA
NUAA	China	2012	100 (FV/EO)	B	I	CA
Inst. de Pesquisa em Energia Nuclear (INIER)	Taiwan	2009	101,5 (FV); 175 (EO); 130 (GN)	B	I	CA
Singapura Pulau Ubin	Singapura	2011	1000 (FV/DI)	B	R	CA
KEPRI	Coréia	2011	90 (GN); 70 (DI); 70 (FV)	B	Conc	CA
KERI	Coréia	2008	100 (FV/EO/CCo/DI)	B	R	CA
Xinjiang	China	2005	70 (FV); 100 (DI)	B	R/I	CA
Univ.Tecn. de Hangzhou Dianzi	China	2008	120 (FV); 120 (DI)	B/C	I	CA

Ilha de Zhairuoshan (Univ. de Zhejiang)	China	--	300 (MA); 3400 (EO); 500 (FV); 200 (DI)	B/C	R/I	CA
Univ. de Zhejiang	China	--	5 (EO); 10 (FV); 5 (DI); 30 (CCo)	B/C	I	CA
Hangzhou, Inst. Zhejiang (ZEPTRI)	China	2010	60 (FV); 30 (MG); 10 (EO); 250 (DI)	B/VI	I	CA
Ilha Dongfushan (ZEPTRI)	China	2011	100 (FV); 210 (EO); 200 (DI)	B	R/I	CA
Compan. Elét. de Nanjing (NPEC) pelo ZEPTRI	China	2011	15 (EO); 30 (FV)	B	I	CA
Compan. Elét. de Nandu (ZEPTRI)	China	2010	55 (FV)	B/C	Conc	CA
Univ. de Tianjin	China	--	10 (FV); 30 (EO)	B/C	I	CA
Fac. de Finanças e Tribut. Henan	China	2010	380 (FV)	B	I	CA
Acad. Ciências Chinesa (CAS)	China	--	15 (FV); 16 (EO)	B	I	CA
Inst. Energia Shandong (SEPRI)	China	--	15 (FV); 15 (EO)	B	I	CA
Centro Pesq. Elét. China (CEPRI)	China	--	40 (FV); 30 (DI); 30 (MG)	B	I	CA
Cidade ecológica Tianjin (CEPRI)	China	2011	30 (FV); 6 (EO)	B	I	CA
Langfang (CEPRI)	China	2011	100 (FV); 150 (GN); 2 (EO)	B	I	CA
Hunlunber (CEPRI)	China	2012	110 (FV) 50 (EO)	B	R/I	CA
Zhuhai	China	2012	1220 (DI); 1000 (FV); 50 (EO)	B	R	CA
Chengde	China	2012	50 (FV); 60 (EO)	B	I	CA
Inst. de Pes. Energ. Elét. Jiangsu (JEPRI)	China	2013	30 (FV); 120 (DI); 10 (EO)	B	I	CA
Ilha de Nanlu	China	--	100 (EO); 545 (FV); 30 (MA); 1600 (DI)	B	R	--
Ilha de Luxi	China		1560 (EO); 300 (FV)	B/C	R	--

C.3. Microrredes em América do Norte

Projeto	Lugar	Ano	Capacidade (kW)	Armaz.	Classif.	Tensão
CERTS	EUA	2009	180 (GN)	B	I	CA
Univ. Wisconsin Madison	EUA	2008	20 (FV/DI)	B	I	CA
Univ. de Miami	EUA	2007	10 (FV/CCo)	B	I	CC

SANDIA	EUA	2012	8 (FV); 11 (EO); 11 (DI)	B	I	CC
Univ. de Texas Arlington	EUA	2011	1200 (EO); 2,8 (FV); 6 (DI); 1,2 (CCo)	B	I	CC
Univ. Intern. Florida (FIU)	EUA	2008	10 (FV/EO/CCo/MG)	VI	I	CC
Nova Jersey	EUA	2011	10 (EO)	B	Conc	CA
Univ. de Texas Austin	EUA	2010	5000 (DI/GN/MG)	VI	I	CA
Univ. de Texas Austin	EUA	2010	2300 (DI); 1500 (GN)	B/C	I	CA/CC
Albuquerque	EUA	2010	240 (GN); 80 (CCo); 50 (FV)	B	Conc	CA
Los Álamos	EUA	2011	2000 (FV)	B	Conc	CA
Inst. Tecn. Rochester (RIT)	EUA	2013	46 (FV); 5 (EO); 500 (CCo)	B	I	CA
MAD River Park	EUA	2005	500 (FV/DI/MG)	B	R	CA
Palmdale	EUA	2006	950 (EO); 250 (H); 250 (GN); 1800 (DI)	C	Conc	CA
Plan. Energia Hidrogênio	EUA	2013	30 (FV/EO/CCo)	B	R	CC
Fazenda Kahua	EUA	2010	9,8 (FV); 7,5 (EO); 5 (CCo)	B	R	CC
Dolan CM	EUA	2002	60 (MG)	Não	Conc	CA
San Diego	EUA	2007	1200 (FV); 3000 (VA); 13500 (GN); 2800 (CCo)	Não	I	CA
Prisão Santa Rita	EUA	2011	1500 (FV); 1000 (CCo); 2400 (DI); 11,5 (EO)	B	Conc	CA
Ilha Santa Cruz	EUA	2005	300 (FV/DI)	B	R	CC
Woodstock	EUA	2001	0,9 (EO); 0,5 (FV)	B	Conc	CA
Dangling Rope Marina	EUA	2001	160 (FV)	Não	R	
Kotzebue	EUA	1997	11000 (DI); 65 (EO)	Não	R	CA
Wales Alaska	EUA	2002	500 (EO/DI)	B	R	CA
Ilha de St. Paul	EUA	1999	225 (EO); 150 (DI)	VI	R	CA
Ilha de Naushon	EUA	--	126,9 (FV); 55 (DI)	B	R	CA
Mesa del Sol	EUA	2012	50 (FV); 80 (CCo); 240 (GN)	B	I	CA
Baia Harley	Canada	2008	1050 (DI)	Não	R	CA
Borrego Springs	EUA	--	1800 (DI); 700 (FV)	B	R/Conc	CA

Inst. Tecn. Illinois	EUA	--	8000 (CHP); 8 (EO); 160 (FV)	B	I	CA
Univ. Nova Iorque	EUA	2011	5500 (GN); 2400 (VA)	Não	I	CA
Boston Bar BC Hydro	Canada	2008	55 (DI); 7000 (H)	Não	Conc	CA
Boralex	Canada	2005	31000 (VA)	Não	Conc	CA
VSC	Canada	2006	10 (MG)	C	I	CA
RAMEA NL	Canada	2004	395 (EO); 2775 (DI)	B	R	CA
Fortis Alberta	Canada	2006	3780 (EO); 3000 (H)	-	Conc	CA
Ilha Ascension	Canada	1996	225 (EO); 1800 (EO)	Não	R	CA
Manzanita	EUA	2005	10 (EO); 1,2 (FV)	B	Conc	CA
Sunwize Power Plant	Canada	-	15 (FV/EO/DI)	B	R	CA
Inst. Tecn. British Columbia	Canada	2008	10 (EO); 300 (FV); 250 (VA)	B	I	CA
San Juanico	Mexico	2004	17 (FV); 70 (EO); 80 (DI)	B	R	CC
Xcalac	Mexico	1992	60 (EO) 12 (FV)	B	R	CC
Burrstone Energy Center	EUA	2009	3634 (CHP)	B	I	CA
Johnson & Johnson	EUA	2004	2200 (CHP)	Não	I	CA
FDA	EUA	2011	5800 (MG); 18000 (GN); 2000 (DI); 30 (FV)	Não	I	CA

C.4. Microrredes no Resto do Mundo

Projeto	Lugar	Ano	Capacidade (kW)	Armaz.	Classif.	Tensão
Univ. Tecn. Queensland	Australia	2010	15 (FV/EO/DI)	B	I	CC
Ilha King	Australia	--	110 (FV)	--	R	--
Kings Canyon	Australia		225 (FV); 650 (DI)	--	R	CA
Coral Bay	Australia	2007	675 (EO); 2240 (DI)	VI	R	CA
Bremer Bay	Australia	--	660 (EO)	Não	R	--
Denham	Australia	2003	920 (EO)	Não	R	--
Esperence	Australia	2003	3600 (EO)	Não	R	--
Hopetoun	Australia	--	1200 (EO)	Não	R	--
Ilha Rottnest	Australia	--	600 (EO)	Não	R	--
CSIRO	Australia	2010	500 (FV/EO/MG)	Não	Conc	CA
CSIRO (Laboratório)	Australia	2011	111 (FV); 62 (EO); 120 (GN)	B	I	CA/CC
Kozuf	Macedônia	2007	5 (FV/Biog)	Não	R	CA
Univ. Gazi	Turquia	2007	5 (FV/EO)	B	I	CA

SGEM Hailuoto	Finlandia	2012	1400 (DI); 500 (EO)	Não	Conc	CA
Mt. Newall	Antarctica	2002	10 (FV/EO/DI)	Não	R	CA
Campinas	Brasil	2001	51,2 (FV); 96 (DI)	B	R	CC
Ilha Tac	Chile	2001	15 (EO); 14 (DI)	B	R	CA
Alto Baguales	Chile	2001	2000 (EO); 4600 (H); 16900 (DI)	Não	R	CA
Huatacondo	Chile	2011	150 (DI); 22 (FV); 3 (EO)	B	R	CA
Ollague	Chile	2011	200 (FV); 30 (EO); 250 (DI)	B	R	CA
Vila Joanes	Brasil	1994	10,2 (FV); 40 (EO)	B	R	CA
Vila Praia Grande	Brasil	1998	7,5 (EO); 12 (DI)	B	R	CA
Tamaruteua	Brasil	2005	3,84 (FV); 15 (EO); 32 (DI)	B	R	CA
Araras	Brasil	2001	20,48 (FV); 162 (DI)	Não	R	CA
São Tomé	Brasil	2003	3,2 (FV); 7,5 (EO); 16 (DI)	B	R	CA
Sucuriju	Brasil	2008	20 (FV); 37,5 (EO); 48 (DI)	Não	R	CA
Ilha dos Lençóis	Brasil	--	7,5 (EO); 21 (FV)	B	R	CA
Ilha Ferradura	Brasil	--	0,07 (FV)	B	R	
Xapuri	Brasil	2007	0,765 (FV)	B	R	CA/CC
Ilha Araras	Brasil	2011	38,6 (FV); 6 (EO); 10 (DI)	B	R	CA
12 miniusinas	Brasil	2009	162 (FV)	B	R	CA
Ilha Desertores	Chile	2013	79,5 (EO); 71 (MG)	B	R	CA
UFSC	Brasil	2015	20 (FV); 11 (EO)	B	Conc	CA/CC

Abreviaturas utilizadas:

Geração	
ST	Solar térmico
FV	Fotovoltaico
EO	Eólico
CCo	Célula Combustível
CHP	Cogeração
H	Hidrelétrica
DI	Diesel
GN	Gás Natural
MG	Motogerador
H_2	Hidrogênio
OUT	Outro
Biog	Biogás
Biom	Biomassa
VA	Vapor
MA	Maré
Armazenamento	
B	Bateria
Biog	Biogás
C	Capacitor
VI	Volante Inércia
H_2	Hidrogênio
Classif. Microrredes	
R	Remota
Conc	Concessionária
I	Instalação

APÊNDICE D: Questionário sobre microrredes

1	Na sua opinião, qual dos seguintes avanços tecnológicos teria maior importância no sistema elétrico brasileiro?
A	Eficiência energética / Gerenciamento da demanda
B	Redes inteligentes
C	Microrredes
D	
2	Na sua opinião, qual dos seguintes avanços tecnológicos teria maior importância no desenvolvimento das redes inteligentes no Brasil, Por que?
A	Microrredes
B	Recursos distribuídos
C	Medidores inteligentes
D	Outro
3	Na sua opinião, qual conceito define melhor às microrredes?
A	Sistemas que agrupam geração distribuída e cargas como uma entidade única, controlável e sincronizada com a rede principal
B	Sistemas que agrupam recursos distribuídos e cargas como uma entidade única e controlável em sistemas isolados
C	Sistemas que agrupam recursos distribuídos e cargas como uma entidade única e controlável e sincronizada com a rede principal, podendo operar ilhada desta
D	
4	Na sua opinião, qual dos seguintes avanços tecnológicos seria mais importante para o desenvolvimento das microrredes?
A	Geração distribuída
B	Armazenamento de energia
C	Tecnologias da informação e comunicação (TIC)
D	
5	Na sua opinião, existiria a necessidade do Brasil pensar em microrredes?, Por que?
Sim	
Não	
Outro	
6	Na sua opinião, qual seria o melhor mercado para o desenvolvimento das microrredes no Brasil?
A	Setor público (universidades, prédios públicos, hospitais, etc.)
B	Setor industrial
C	Setor comercial e residencial
D	Projetos de eletrificação rural
E	
7	Na sua opinião, qual seria o principal benefício da implantação de microrredes no Brasil?
A	Redução custos energéticos
B	Melhora parâmetros de qualidade, confiabilidade e segurança energética

C	Redução das perdas no sistema de transmissão e distribuição
D	
8	Na sua opinião, existe algum incentivo para implantação de microrredes no Brasil?, Por favor explicar
Sim	
Não	
Outro	
9	Na sua opinião, qual o maior desafio na implantação de microrredes no Brasil?
A	Custos
B	Falta de regulação / normas
C	Desenvolvimento tecnológico (recursos distribuídos, sistemas de controle, proteção, comunicação, etc.)
D	
10	Você sabe da existência de projetos de microrredes no Brasil?, qual o tipo (P&D, comercial, etc.) e agentes envolvidos (concessionárias, universidades, empresas privadas, etc.)?, Por favor explicar
Sim	
Não	
Outro	
11	Na sua opinião, conforme a regulação atual, microrredes seriam uma ameaça às distribuidoras no Brasil?, Por que?
Sim	
Não	
Outro	
12	Existe(m) norma(s) (leis, resoluções, etc.) que possa(m) promover o desenvolvimento das microrredes no Brasil?, Por favor mencionar
Sim	
Não	
Outro	
13	Na sua opinião, existiria algum modelo técnico apropriado para as microrredes no Brasil, Por qué?
A	Renovável com armazenamento
B	Fóssil
C	Renovável e fóssil
D	Outro
14	Na sua opinião, qual tecnologia de geração distribuída teria maior participação em microrredes no Brasil?
A	Sistema fotovoltaico e geração fóssil conectada à rede
B	Sistema fotovoltaico com bateria conectados à rede
C	Cogeração a gás natural
D	
15	Na sua opinião, qual seria o(s) modelo(s) de negócio(s) apropriado para as microrredes no Brasil?
A	Participação somente das concessionárias

B	Participação do setor privado
C	Participação das concessionárias e do setor privado
D	
16	Na sua opinião, qual a principal questão que teria que se mudar na legislação ou regulação brasileira a fim de incentivar às microrredes
17	Gostaria de acrescentar alguma coisa que não tenha sido mencionada ou colocada no questionário e que, na sua opinião, seria importante salientar

APÊNDICE E: Software Homer Energy

O HOMER, modelo computacional desenvolvido em 1992 pelo Laboratório Nacional de Energias Renováveis (NREL) dos EUA, auxilia no desenho de micro sistemas de energia, que podem fornecer energia elétrica (e eventualmente térmica) às cargas locais, podendo estar, ou não, conectados à rede elétrica e constituídos por diversas tecnologias. Este pode desempenhar três atividades: simulação, otimização e análise de sensibilidade.

Na simulação determina-se a viabilidade (fornecimento de energia às cargas, satisfazendo requerimentos impostos pelo usuário) e custo do ciclo de vida (custo de instalação e O&M) do sistema. Este último é representado pelo Custo Presente Líquido (NPC), que inclui todos os gastos (capital inicial, substituição de equipamentos, manutenção, etc.) e receitas (comercialização de energia, etc.), trazidas ao valor presente.

A otimização determina o valor ótimo de cada variável de decisão (variáveis de entrada como: capacidade do sistema fotovoltaico, número de turbinas eólicas, capacidade do gerador, número de baterias, estratégias de despacho, etc.) que interessam ao usuário. Envolve a decisão sobre um conjunto de componentes que o sistema deve possuir, sendo simuladas as diversas configurações do sistema, desconsiderando as que não satisfazem as condições impostas pelo usuário e sendo apresentadas de acordo com o menor NPC.

A análise de sensibilidade tem por objetivo detectar o quanto as variáveis de saída são afetadas pelas variáveis de entrada. Nesta atividade o usuário determina uma série de valores para a chamada variável de sensibilidade (algumas variáveis de entrada) e o programa calcula um sistema ótimo para cada um de esses valores.

Além disso, esta atividade pode ser utilizada em situações em que não se tem certeza de um determinado valor para uma variável de entrada, assim, insere-se um conjunto de valores na tentativa de conseguir o valor correto, por exemplo, pode-se utilizar este processo a fim de determinar o nível de incentivo a uma tecnologia para estimular o mercado, custos para competição entre tecnologias, etc.

Cargas: Microssistemas de energia devem possuir, pelo menos, uma fonte geração (elétrica ou térmica) como, por exemplo, turbinas eólicas, sistemas fotovoltaicos, geradores, boilers, etc., conectados a uma carga (elétrica ou térmica). O HOMER permite simular três tipos de cargas: primária, adiável e térmica.

A carga primária é aquela que deve ser atendida de acordo a uma programação específica, sendo estas as luzes, rádio, televisão, computadores, processos industriais,

etc., e podendo ser em CA ou CC. Podem ser especificadas em kW para cada hora do ano ou informando um valor médio onde o programa cria um padrão.

A carga adiável é aquela que pode não ser atendida a qualquer momento durante certo tempo. Este tipo de cargas possui características que lhe permitem não ser supridas a qualquer momento, bombas hidráulicas, máquinas de fazer gelo, baterias, entre outras fazem parte de este tipo de carga, onde predomina a flexibilidade. Este tipo de cargas não fazem parte deste trabalho.

A carga térmica é a demanda por energia térmica e definida do mesmo modo que a carga primária, sendo sua entrada de dados similar (podendo ser importados ou informados para um dia padrão), entretanto, este tipo de cargas não fazem parte deste trabalho.

Recursos: O HOMER define recursos como todo elemento que vêm de exterior e que possa ser utilizado pelo sistema para gerar energia (elétrica ou térmica). O HOMER modela recursos renováveis e combustíveis. Entre os renováveis temos os seguintes: solar, eólico, hídrico e biomassa; entre os combustíveis temos: gasolina, GN, diesel, etc.

O recurso solar depende da latitude e clima, o eólico depende dos padrões de movimentação do ar em larga escala e de influências geográficas, o hídrico depende dos padrões de chuva e da topografia e a biomassa do recurso biológico produzido localmente.

Componentes: Um componente é uma parte do microssistema de energia que gera, fornece, converte ou armazena energia. O HOMER pode simular 10 tipos de componentes, três que geram eletricidade de recursos renováveis (fotovoltaico, eólico e hídrico), três de fontes despacháveis (geradores, boilers e rede elétrica), dois que convertem a energia CA/CC ou CC/CA (conversores e eletrolizadores) e dois armazenadores de energia (baterias e tanques de armazenamento de hidrogênio).

O modelo matemático empregado no HOMER calcula o sistema fotovoltaico como se fosse um único conjunto de módulos, considerando que a produção de eletricidade em CC, é diretamente proporcional à radiação solar incidente), que depende da inclinação e orientação dos painéis, independente da temperatura e tensão a que é submetido.

Na simulação de sistemas fotovoltaico com HOMER, é necessário indicar os recursos solares para o local de interesse, estes dados indicam a quantidade de radiação solar global que atinge a superfície da terra em um ano típico. Estes dados podem ser de três formas: média mensal da radiação solar global horizontal (kWh/m^2-dia), média mensal do *índice de claridade* ou importação dos dados pelo próprio programa.

Vale destacar que o índice de claridade é uma medida da clareza da atmosfera definida como a razão entre a radiação global que atinge a superfície terrestre e a radiação que incide no topo da atmosfera. É um número adimensional entre 0 e 1, quanto mais próximo de 1, maior será o recurso para ser aproveitado (indica que tão despejado estão os céus do lugar).

Para a análise de custos do sistema fotovoltaico, o modelo considera como parâmetros de entrada: a vida útil do sistema (anos), o custo de aquisição (US$), o custo de substituição (US$) e o custo de O&M (US$/ano).

A turbina eólica é simulada no HOMER como um dispositivo que converte a energia cinética do vento em eletricidade, tanto em CA ou em CC, que depende da sua Curva de Potência e da velocidade do vento na altura do seu eixo (especificamente na Nacele[2]) para um ano típico. Estes dados podem ser de duas formas: velocidades médias mensais do vento (m/s) ou importação dos dados pelo próprio programa.

Vale destacar que caso a altura da medição das velocidades do vento e a da Nacele sejam diferentes, o HOMER calculará a velocidade nesta última através da Lei Logarítmica[3] ou da Lei Exponencial[4]. Para a análise de custos da turbina eólica, o modelo considera: a vida útil (anos), o custo de aquisição (US$), o custo de substituição (US$) e o custo de O&M (US$/ano) da turbina.

O gerador é simulado como um dispositivo que consume combustível para produzir energia elétrica e, eventualmente, energia térmica como subproduto. Estes dispositivos podem compreender: motores de combustão interna, microturbinas, células de combustível, motores stirling e geradores termelétricos, podendo consumir: diesel, gasolina, gás natural, propano ou biogás.

Para a análise de custos do gerador, o modelo considera: vida útil (horas de operação), o custo de aquisição (US$), o custo de substituição (US$) e o custo de O&M (US$/h).

O HOMER considera um banco de baterias como um conjunto formado por uma ou mais baterias, sendo simulados como dispositivos capazes de armazenar energia elétrica em CC, a uma determinada eficiência round-trip fixa e limitada pela rapidez de carga / descarga, profundidade de descarga sem causar danos a si próprio e energia útil no seu ciclo de vida antes de ser substituída.

[2] Parte superior da turbina eólica, onde estão conectadas às pás e em seu interior encontra-se o gerador elétrico.
[3] Onde a velocidade do vento aumenta proporcionalmente ao logaritmo da altura.
[4] Onde a velocidade do vento aumenta exponencialmente em relação à altura.

As propriedades das baterias, segundo o modelo, permanecem constantes durante todo seu ciclo de vida sem ser afetadas por fatores externos como a temperatura. Para a análise de custos na bateria, o modelo considera: o custo de aquisição (US$), o custo de substituição (US$) e o custo de O&M (US$/ano).

O HOMER pode também simular a rede elétrica como um componente no qual o microssistema pode comprar e/ou vender energia elétrica em CA. O custo da energia adquirida da rede compreende o preço da energia (US$/kWh) e a demanda baseada na máxima demanda (US$/kW-mês), ambas, no período de faturamento. Um terceiro termo, que define da energia vendida à distribuidora, pode ser definido como preço de venda da energia (US$/kWh).

O HOMER permite a definição de até 16 diferentes preços de energia, cada um dos quais pode ter diferentes valores para o custo da energia, demanda máxima e preço de venda da energia, podendo de acordo com o mês, hora do dia, dias úteis da semana e finais de semana. Entretanto, não é possível inserir feriados na simulação.

Além disso, o HOMER permite também simular o modelo de compensação energética, que é um arranjo de faturamento onde a distribuidora cobra do consumidor a aquisição líquida de energia da rede (compra menos venda) no período de faturamento, o qual pode ser mensal ou anual.

Com net metering, durante o período de faturamento, se as compras excederem às vendas, o consumidor paga a distribuidora um valor igual à energia da rede vezes o custo de energia da rede (compra). Se, por outro lado, as vendas excederem às compras, a distribuidora para ao consumidor um valor igual à venda líquida à rede (venda menos compra) vezes preço de venda da energia.

O HOMER pode também simular conversores; que são definidos como dispositivos que convertem energia elétrica em CC para CA (chamados de inversores) e/ou CA para CC (chamados de retificadores). O HOMER considera que a eficiência do conversor é mantida constante ao longo da vida sua útil. Para a análise de custos do conversor, o modelo considera: a vida útil (anos), o custo de aquisição (US$), o custo de substituição (US$) e o custo de O&M (US$/ano).

Modelagem econômica: No processo de simulação e otimização, fatores econômicos são extremamente importantes, uma vez que, para o primeiro caso, o HOMER simula o sistema a fim de obter o mínimo NPC, enquanto que no segundo caso, o HOMER seleciona o melhor caso (menor NPC) chamando este de ótimo.

Sistemas renováveis e convencionais possuem características opostas, ou seja, os primeiros caracterizam-se por possuir elevados custos de capital inicial e baixos custos de operação, sendo o contrário nos segundos. No processo de otimização o HOMER deve comparar uma diversidade de configurações que podem possuir fontes renováveis e convencionais; estas comparações são realizadas através da análise do custo do ciclo de vida do sistema.

O HOMER utiliza o NPC como um parâmetro para representar o custo do ciclo de vida do sistema. Este condensa os custos como construção, substituição, manutenção, combustível, penalidades de emissões, eventual compra de energia da rede, etc., além das receitas oriundas da provável venda de energia à rede, recuperação de investimento, etc. No modelo, os custos assumem valores positivos e as receitas valores negativos, consequentemente, este valor difere do Valor Presente Líquido (VPL) apenas no sinal da variável.

Cabe salientar que, um outro parâmetro útil na comparação de projetos é o Custo de Energia Nivelado (COE) que é o custo médio da energia elétrica em US$/kWh produzida pelo sistema. Deve-se salientar que embora o COE seja muito utilizado em projetos de engenharia, o HOMER utiliza o NPC como métrica principal de comparação, ou seja, o HOMER seleciona a melhor configuração de acordo com o NPC ao invés do COE.