UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

CÁSSIO BOONE

DESPACHO DE MICROGERAÇÃO EM UM AMBIENTE DE MICRORREDE

Porto Alegre

2013

CÁSSIO BOONE

DESPACHO DE MICROGERAÇÃO EM UM AMBIENTE DE MICRORREDE

Projeto de Diplomação apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica

Orientador: Prof. Dr. Flávio Antonio Becon Lemos

Porto Alegre

2013

CÁSSIO BOONE

DESPACHO DE MICROGERAÇÃO EM UM AMBIENTE DE MICRORREDE

Este Projeto de Diplomação foi analisado e julgado adequado para a obtenção do título de bacharel em Engenharia Elétrica e aprovado em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

_____

Prof. Dr. Flávio Antonio Becon Lemos

_____

Prof. Dr. Altamiro Amadeu Susin

Aprovado em: __/__/2013

BANCA EXAMINADORA

Prof. Flavio Antonio Becon Lemos (Doutor) - UFRGS -_____

Profª. Gladis Bordin (Doutora) - UFRGS -_____

Prof. Roberto Chouhy Leborgne (Doutor) - UFRGS - _____

Eng. André Boff Cruz - UFRGS -_____

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer primeiramente a todo corpo docente da UFRGS que participou do meu processo de graduação, em especial ao meu orientador professor Flávio Antonio Becon Lemos que dedicou seu tempo e atenção para me auxiliar na realização deste trabalho, sempre interessado em transferir o máximo de seu conhecimento de forma espontânea e contagiante. Agradeço também ao professor João Manoel Gomes da Silva Junior, forte incentivador de programas de intercâmbio da UFRGS com grandes instituições internacionais, pela sua visão e dedicação na busca da modernização no currículo de engenheiro da universidade.

Dentro do ambiente universitário, aproveito para agradecer aos queridos colegas que estiveram juntos nesta caminhada, tanto pelas amizades que me proporcionaram quanto pela dedicação e empenho que demonstraram ao longo dos anos, elevando ainda mais o nível do curso de Engenharia Elétrica da UFRGS.

Aos meus pais pelo apoio incondicional em todos os momentos, pela paciência, carinho e incentivo em todas as minhas escolhas. Ao meu irmão Rafael que, além de melhor amigo, sempre foi uma referência na qual me inspirei ao longo da vida.

Por último mas não menos importante, a minha namorada Jéssica, que muito mais do que namorada, tem se tornado a cada dia mais essencial na minha vida e motivo de orgulho por tê-la ao meu lado. Agradeço pelo seu carinho, compreensão nos momentos de ausência, maturidade e apoio constante as minhas decisões.

Enfim, a todos aqueles que contribuíram de alguma forma neste trabalho, gostaria de manifestar meus sinceros agradecimentos.

O segundo nada mais é que o primeiro dos perdedores.

Ayrton Senna

RESUMO

A transição do sistema elétrico com geração centralizada para a configuração disposta com microgerações distribuídas pela rede deverá ser observada em um futuro próximo no Brasil, porém as consequências que este modelo produzirá ainda não são bem delimitadas. A recente regulamentação das microgerações associada a novos padrões tarifários criam cenários inéditos no sistema energético do país, onde o consumidor de eletricidade passa a ser um membro ativo da rede, cabendo apenas a ele a decisão de quando e quanto de energia injetar no sistema. Essa flexibilidade e liberdade de decisão possibilita o desenvolvimento de estratégias de otimização do retorno financeiro do microprodutor, resultando em padrões de despacho de eletricidade que serão analisados neste trabalho. O presente estudo é focado na microgeração residencial conectada à rede com base nas normas brasileiras de compensação de energia vigentes além da criação de patamares tarifários inspirados na introdução da tarifa branca. A fim de determinar inicialmente perfis de rentabilidade de diferentes fontes de microgeração, o estudo analisa a viabilidade econômica em diferentes cenários com painéis fotovoltaicos, microturbinas eólicas além de microturbinas a gás natural e biogás proveniente de dejetos da pecuária. Sistemas de armazenamento de energia são analisados em sincronia com as fontes intermitentes de geração (painéis fotovoltaicos e microturbinas eólicas), onde revela-se uma maior viabilidade para sistemas com fatores de capacidade menores. Tal configuração resultaria no acúmulo de energia elétrica em banco de baterias a fim de que um volume maior de eletricidade seja injetado em horários de ponta, onde a tarifa seria mais elevada. Tendo em vista a pequena rentabilidade atual dos sistemas, um estudo a longo prazo foi realizado onde considerou-se a redução nos custos de investimento das microgerações e baterias além do aumento das tarifas de energia elétrica e preço do gás natural. Os resultados da análise de rentabilidade econômica indicam a tendência de aumento progressivo do despacho de microgerações em horários de ponta conforme os preços da tarifa se elevam e justificam maiores investimentos iniciais em sistemas de armazenamento.

Palavras-chave: microgeração, rentabilidade, tarifa branca, despacho de eletricidade.

ABSTRACT

The transition from centralized generation to distributed generation configuration will probably been observed in the near future in Brazil, nevertheless the consequences of this pattern are not yet delimited. Recent regulation of Brazilian distributed microgeneration associated to incoming electricity pricing models raise new scenarios in the electrical power system, where the electricity consumer becomes an active member (prosumer), injecting energy in the grid without previous request. This flexibility and freedom of choice enables the development of strategies to optimize the return on investment, resulting in different ways of dispatch. This study is focused on grid-connected distributed microgeneration in residential environment following the Brazilian standard of electricity compensation and considering an anticipation of electricity prices. In order to determine the profitability of different energy sources for distributed microgeneration, this study analyses the economic feasibility in different scenarios with photovoltaic cells, wind microturbines, natural gas microturbines and biogas microturbines. Energy storage systems are analyzed when applied to intermittent sources (photovoltaic cells and wind microturbines), which tend to be more feasible in systems with low capacity factor. Such configuration would result in energy accumulation in the battery bank to be injected at peak time, when the electricity prices are higher. Given the actual low profitability, a long-term study was made considering reduction in investment costs and increase in electricity prices and natural gas prices. The results of the economic analysis suggest a trend of progressive dispatch increase at peak time as the electric energy prices rise and justify higher initial investments in storage systems.

Key-words: distributed microgeneration, profitability, electricity dispatch.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1- Exemplo de topologia de uma microrrede. 18
Figura 2 - Valores médios das estimativas do total diário de irradiação solar no Brasil de 1995 a 2005. 28
Figura 3 - Soma anual da energia solar em uma superfície horizontal na Alemanha. 29
Figura 4 – Turbinas eólicas de pequeno porte com eixo vertical do tipo Darrieus. 30
Figura 5 – Turbina de eixo vertical de pequeno porte do tipo Savonius. 30
Figura 6 – Velocidades de vento no território nacional a 50 metros de altura do solo. 31
Figura 7 - Histogramas e curvas da distribuição de Weibull da velocidade do vento na cidade de Santa Vitória do Palmar-RS a 50 m de altura, durante o verão (a), outono (b), inverno (c) e primavera (d). 32
Figura 8 – Perfil de velocidades de vento no entorno de uma casa em região isolada e urbana. 33
Figura 9 – Fatores de capacidade da geração. 34
Figura 10 - Curva de carga ao longo do dia no subsistema nordeste em dias úteis. 42
Figura 11 - Comparativo sobre os efeitos do horário de verão no subsistema Sul do Brasil. .. 44
Figura 12 - Evolução da tarifa de energia elétrica no Brasil. 46
Figura 13 - Evolução dos preços totais de instalação de painéis fotovoltaicos na Europa. 48
Figura 14 - Aproximação do despacho de energia dos painéis fotovoltaicos ao longo do dia. 49
Figura 15 - Curva de potência da microturbina eólica Verne 555. 52
Figura 16 - Rentabilidade atual de diferentes estratégias de despacho da geração com biogás. 55
Figura 17 - Rentabilidade do sistema fotovoltaico em dois cenários com tarifa branca normal. 56
Figura 18 - Rentabilidade do sistema fotovoltaico em cenário com tarifa branca para horário de verão. 58
Figura 19 - Evolução da rentabilidade de painéis FV conectados diretamente a rede, com tarifa branca normal. 59
Figura 20 - Rentabilidade com tarifa de 0,35 R$/kWh em cenário de tarifa branca normal. . 61
Figura 21 - Evolução da rentabilidade no cenário de tarifa branca com diferentes valores de tarifa convencional. 62
Figura 22 - Fluxo de caixa do sistema de microturbina a gás natural. 62

Figura 23 - Evolução da rentabilidade de microturbina a gás natural em 3 diferentes cenários de tarifa. 63
Figura 24 - Evolução da rentabilidade de microturbina a biogás em 3 diferentes cenários de tarifa. 63

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Tipos de células de combustível e suas características. 36
Tabela 2 - Valores respectivos a implantação da tarifa branca normal. 43
Tabela 3 - Valores respectivos a implantação da tarifa branca durante o horário de verão. 45
Tabela 4 - Fatores de capacidade para diferentes horários de produção. 50

SUMÁRIO

1 **INTRODUÇÃO** 13

1.1 MOTIVAÇÃO 14

1.2 OBJETIVOS 14

2 **CONTEXTUALIZAÇÃO** 15

2.1 REDES INTELIGENTES 15

2.2 CONCEITO DE MICROGERAÇÃO E MICRORREDES 16

2.3 VANTAGENS E DESVANTAGENS DAS MICRORREDES 18

2.4 NORMAS BRASILEIRAS PARA A MICROGERAÇÃO 21

3 **FONTES ADAPTADAS A MICROGERAÇÃO NO BRASIL** 25

3.1 ENERGIA HIDRÁULICA 25

3.2 ENERGIA SOLAR 26

3.3 ENERGIA EÓLICA 29

3.4 MICROTURBINAS A GÁS 34

3.5 CÉLULAS DE COMBUSTÍVEL 36

3.6 COGERAÇÃO 37

4 **CENÁRIOS PARA MICROGERAÇÃO** 39

4.1 PREMISSAS GERAIS 39

4.1.1 **Tarifa branca normal** 41

4.1.2 **Tarifa branca no horário de verão** 43

4.2 EVOLUÇÃO DO CUSTO DA ENERGIA ELÉTRICA 45

4.3 PREMISSAS PARA AS DIFERENTES FONTES DE MICROGERAÇÃO 46

4.3.1 **Painel solar fotovoltaico** 47

4.3.2 **Microturbina eólica** 51

4.3.3 **Microturbinas a gás** 52

4.4 RESULTADOS 56

4.4.1 **Painéis fotovoltaicos** 56

4.4.2 **Microturbina eólica** 60

4.4.3 **Microturbinas a gás** 62

4.5 CONCLUSÕES 65

5 **CONCLUSÃO** 67

REFERÊNCIAS 69

1 INTRODUÇÃO

O consumo mundial de energia primária cresceu anualmente a uma média de 2,5% na última década (BP STATISTICAL REVIEW OF WORLD ENERGY, 2012), enquanto que o consumo de energia elétrica aumentou neste mesmo período a uma taxa média de 4,2% por ano (ENERDATA, 2012), impulsionados pela forte demanda de energia em países emergentes. Sendo as fontes de energia de origem fóssil limitadas fisicamente, desenvolve-se o interesse por fontes renováveis para sustentar tais níveis de crescimento de demanda. A energia elétrica tem um papel de destaque nessa evolução, podendo se tornar uma grande concorrente às fontes energéticas de origem fósseis em setores com até então poucas alternativas de substituição, como os de transporte rodoviário individual e coletivo. Porém, para que tais transformações tenham resultado final positivo, é necessário introduzir significativamente as fontes renováveis à matriz de geração de energia elétrica.

Além do foco na geração, esta revolução na matriz energética passará também pelo meio como a energia chega até o consumidor final. As redes de distribuição e transmissão são responsáveis por altos níveis de perdas técnicas devido principalmente as longas distâncias entre a geração e os centros de consumo de energia. Neste cenário, microgeração e microrrede são alternativas que entram com a vantagem de produzir e distribuir energia em pequena escala dentro de centros consumidores, como *shopping*, meio rural e mesmo em condomínios ou residências, com foco na utilização de fontes renováveis como principais opções. Dentre os benefícios na adoção deste modelo pode-se citar o adiamento de futuros investimentos em ampliações de redes de transmissão/distribuição, diminuição do congestionamento destas redes e redução da dependência do sistema de geração de energia elétrica centralizado. As vantagens desse novo modelo de geração descentralizada a partir de fontes renováveis são fortes alavancadores da microgeração incorporada às redes de distribuição e microrredes. Além disso, este conceito de geração tem grande potencial de sinergia com a filosofia das redes inteligentes ou *smart grids*, tendo em vista que ambas são estruturadas em cima de camadas inteligentes de controle, o que facilitaria a comunicação entre as tecnologias e resultaria consequentemente em maior regulação tarifária, controle do fluxo de energia elétrica e melhoria da segurança de todo sistema.

1.1 MOTIVAÇÃO

As crescentes pressões por um planeta mais sustentável e ecologicamente correto afetarão involuntariamente cada vez mais a nossa rotina, nos influenciando na decisão de aquisição de bens de consumo e serviços. Dentro deste cenário, a adequação do setor energético às políticas ambientais é inevitável, necessitando crescente inserção de fontes renováveis dentro das matrizes energéticas dos países.

Com o desenvolvimento da microgeração, o consumidor de energia elétrica poderá ser também produtor, cabendo a ele a escolha da fonte de geração e o horário da injeção de energia. Deste modo, cada pessoa poderá impactar no sistema energético do país, possibilitando a prática de iniciativas sustentáveis individuais. Para caracterizar este tipo de consumidor/produtor foi criado o termo *prosumer*, fusão dos termos em inglês *producer* e *consumer* (P. MOREIRA, 2010).

Como este conceito é relativamente recente, não se conhece ainda com precisão os impactos que este modelo pode efetuar sobre o sistema, principalmente em relação a flexibilidade no horário da injeção de energia. Apesar da possibilidade de levar ainda algum tempo para que a micro e minigeração sejam amplamente difundidas, mudanças recentes na tarifação do setor energético e futuros incentivos ao uso de energias renováveis tendem a acelerar a implantação destes modelos, necessitando estudos prévios sobre suas consequências.

Este trabalho serve, portanto, como um meio de antecipar prováveis cenários de micro e mini geração, determinar meios eficientes de despacho da energia gerada pela micro e mini geração e analisar o impacto refletido no sistema elétrico.

1.2 OBJETIVOS

- Estudo e detalhamento da microgeração e normas vigentes no Brasil;
- Detalhamento das fontes energéticas adaptadas à microgeração em território brasileiro;
- Criação de cenários de microgerações com estimativas de custo;
- Análise da viabilidade de microgeração a partir de painéis fotovoltaicos, microturbinas eólicas além de microturbinas a gás natural e biogás;
- Despacho da energia produzida pelas microgerações na rede.

2 CONTEXTUALIZAÇÃO

Praticamente todos os sistemas integrados de energia elétrica no mundo possuem as mesmas topologias, onde a energia é gerada de forma centralizada em grandes usinas normalmente afastadas dos centros urbanos, transportada através de linhas de transmissão por longas distâncias e posteriormente por redes de distribuição, até chegar aos pontos de consumo. Em um país como o Brasil com grandes extensões territoriais e potenciais energéticos afastados de grandes centros de consumo de energia, tal modelo acarreta elevado nível de perdas no transporte da eletricidade. Somente na rede de transmissão de energia elétrica brasileira, as perdas representam de 4% a 8% da energia total gerada (BELATI, et al, 2012).

Este modelo de micro e mini geração distribuída é conectado a rede de distribuição e pode ser empregado por diferentes tipos de consumidores: residenciais, comerciais ou industriais. Apesar da tecnologia ainda estar em desenvolvimento e expansão, no Canadá, em 2005, as gerações distribuídas já representavam 25% das novas gerações de energia instaladas, contra 13% em 2002 (CANADIAN RENEWABLE ENERGY ALLIANCE, 2006).

2.1 REDES INTELIGENTES

Todo o desenvolvimento das microrredes é estruturado sobre a premissa da inserção de monitoramento e controle dentro do sistema de distribuição de energia, criando, portanto, redes com uma camada de inteligência dedicada a interface entre geração e consumo de energia elétrica, alinhadas à definição de redes inteligentes. Até o momento, o conceito de redes inteligentes ou *smart grids* está mais relacionado a uma filosofia de gestão do sistema de transporte de eletricidade do que propriamente a uma tecnologia consolidada. Esta filosofia se baseia na comunicação em tempo real entre a camada de operação e gestão da rede e a camada de componentes (transformadores, religadores, etc) conectados a rede, incluindo os consumidores, os quais passariam a transmitir informações detalhadas sobre o consumo de energia em tempo real. Este conjunto de sistemas integrados e o fluxo de comunicação possibilitaria a detecção rápida de eventos nas redes, como por exemplo curto-circuitos, permitindo que ações de identificação, localização e restauração de redes de distribuição sejam realizadas de forma mais rápida e eficaz, contribuindo para a melhoria dos indicadores de qualidade e de atendimento (LITOS STRATEGIC COMMUNICATION, 2009). Além disso,

a possibilidade de monitorar o consumo em baixa tensão, individualizado ou integralizado em transformadores de MT/BT, em tempo real permitirá a adoção de ações de controle mais precisas para otimizar a rede, bem como, se for necessário, estratégias mais eficientes de ações de controle/modulação da demanda. Assim sendo, as redes inteligentes conseguiriam absorver e processar grande volume de dados relativos ao consumo a fim de otimizar todo o sistema, reduzindo perdas e diminuindo, assim, os custos.

No sistema clássico de transporte de energia elétrica, apesar do preço pago pelo consumidor de eletricidade ser constante, o seu custo é variável e aumenta significativamente durante períodos de grande demanda. A introdução de redes inteligentes poderá corrigir esta disparidade nos custos ajustando em tempo real o preço a ser pago de acordo com o custo instantâneo.

Com o avanço das microrredes, a camada de controle das redes inteligentes poderá interagir com o controle das microrredes e expandir assim as possibilidades de manobra sobre a rede, como descrito anteriormente. Um exemplo de manobra do sistema é o ilhamento de microrredes em caso de incidentes no sistema de distribuição ou problemas relativos ao nível de tensão. Neste caso, a microgeração seria responsável por suprir energia à microrrede, aumentando a confiabilidade do sistema local. Além da confiabilidade do sistema, as *smart grids* poderão tornar o sistema mais sustentável ecologicamente a partir da otimização dos recursos renováveis de caráter intermitente na geração de energia elétrica, adequando a cada tipo de geração um período de despacho (KEYHANI, MARWALI, 2011).

2.2 CONCEITO DE MICROGERAÇÃO E MICRORREDES

O conceito de microgeração está relacionado basicamente com a geração de energia elétrica em baixos níveis de potência de forma descentralizada e na maioria das vezes através de fontes renováveis de energia, estando inserido dentro do ambiente de microrredes. Uma microrrede é formada por uma ou várias unidades de microgeração, por dispositivos de armazenamento de energia e por cargas gerenciáveis e não gerenciáveis, todos inseridos em camadas de controle local e controle global, hierarquizados, como forma de otimizar a operação integrada da microrrede e gerenciar a operação da rede quando operando de forma ilhada. Uma rede com estas características é definida então como uma rede ativa de distribuição, com fluxos bidirecionais de energia e possibilidade de operar conectada ao

sistema principal ou operar de forma isolada em condições de emergência. (S. CHOWDHURY, et al, 2009)

A instalação de dispositivos de armazenamento de energia na microrrede se deve ao fato de que algumas fontes de energia empregadas na microgeração são intermitentes, portanto o armazenamento possibilita atender picos de carga e transitórios durante a desconexão da microrrede da rede principal. Além disso, o dispositivo de armazenamento de energia poderá alimentar o sistema de controle da microrrede em casos de eventual interrupção do fornecimento de energia pela rede de distribuição durante um período de inexistente produção de energia elétrica a partir da microgeração, podendo assim reconfigurar a estrutura da microrrede para um modelo ilhado e fornecer energia para este sistema a partir dos dispositivos de armazenamento por um determinado período de tempo.

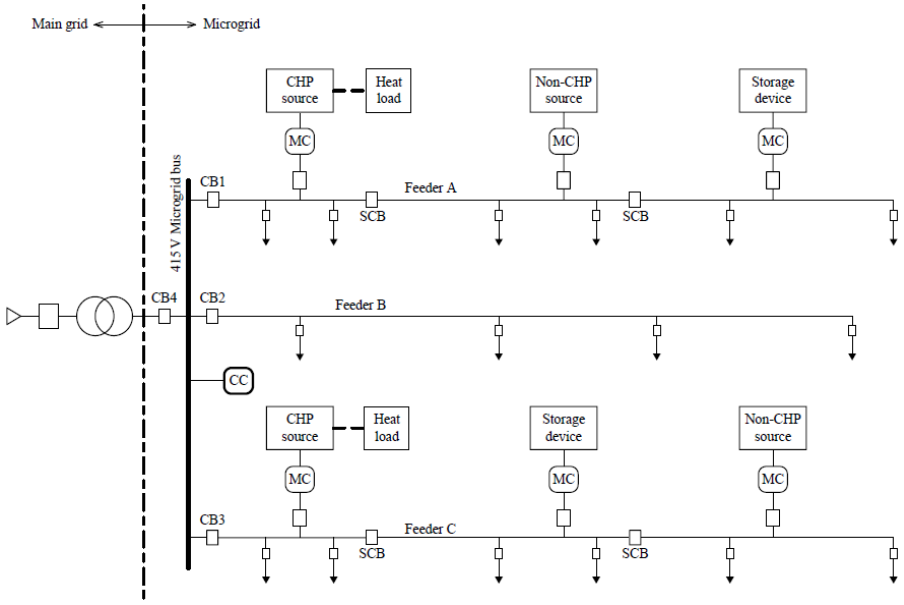
Os dispositivos disponíveis de armazenamento de energia no caso da microgeração são compostos basicamente por baterias, supercapacitores e voltantes de inércia (*flywheel)*, sendo este último empregado quando a fonte de energia primária é mecânica e necessita-se de um dispositivo central de armazenamento para um sistema de grande porte suscetível a fortes picos de carga. Os supercapacitores representam a opção mais onerosa no momento enquanto que as baterias são as mais versáteis (LIDULA, RAJAPAKSE, 2010).

Para injetar na rede a energia armazenada, é necessário contar com um inversor no caso do armazenamento com corrente contínua via baterias ou supercapacitores. O inversor acaba sendo empregado também em sistemas de geradores AC devido à facilidade de sincronização com a rede. Nestes casos, a corrente AC é convertida em CC e injetada então no inversor. Além disso, filtros, sistemas de proteção e regulação são necessários na interface entre a microrrede e a rede de distribuição (LIDULA, RAJAPAKSE, 2010).

Um exemplo de topologia de microrrede é apresentado na Figura 1, segmentada em três alimentadores radiais, sendo dois desses conectados a cargas, microgeradores e dispositivos de armazenamento de energia e um alimentador conectado somente a cargas. Cada microgerador é comandado por um controlador (MC), responsável por controlar o nível de tensão gerada, fluxo de potência e o sincronismo do gerador. Eles tornam possível o sistema *plug-and-play* dos geradores e se comunicam com a central de controle (CC) para definir quando cada gerador entrará em operação. A central de controle regula automaticamente os níveis de tensão e frequência de toda microrrede, proteção e otimização do sistema através de

software. Em caso de falhas, a central de controle pode ilhar a microrrede abrindo a chave seccionadora CB4 ou apenas desligar alguns dos alimentadores através das chaves CB1, CB2 e CB3. Em caso de falta de fornecimento de energia pela rede de distribuição, a CC poderá coordenar a partida a frio a partir da energia estocada no sistema de armazenamento.

Figura 1- Exemplo de topologia de uma microrrede.



Fonte: S. Chowdhury, S.P. Chowdhury, P. Crossley, 2009

2.3 VANTAGENS E DESVANTAGENS DAS MICRORREDES

Existem vários fatores que geram interesse pelas microrredes e a sua implementação se torna muito promissora devido às seguintes vantagens:

- **Redução de perdas e de níveis de corrente na rede durante períodos de pico**. Devido à nova configuração da rede onde vários microprodutores passariam a injetar energia diretamente no sistema de distribuição, menos corrente será transportada por todo sistema de transmissão e por parte do sistema de distribuição. Tal redução contribuirá na diminuição das perdas ativas e também na amenização de fluxos de corrente nas linhas de transmissão durante os períodos de maior demanda.

- **Possibilidade de adiar altos investimentos em ampliação do transporte e geração de energia**. A construção de novas linhas de transmissão possui um custo muito elevado, da ordem de centenas de milhares de reais por quilômetro construído, variando em relação ao nível de tensão escolhido, cabo, estrutura da rede, relevo e acessibilidade do local (M.

RODRIGUES, 2010). O sistema de geração também passaria por mudanças, onde o modelo atual de geração centralizado será substituído pela geração descentralizada ou distribuída. Esta última possui custo por quilowatt-hora superior às grandes centrais geradoras, porém com investimentos iniciais muito inferiores (CHOWDHURY, CHOWDHURY, CROSSLEY, 2009) que passariam a ser arcados pelos consumidores interessados em implantar microgerações.

- **Maior confiabilidade e qualidade da tensão**. Devido à maior precisão no ajuste produção-demanda e rapidez no diagnóstico dos fluxos de energia além de possíveis reconfigurações nas estruturas das microrredes, tanto a confiabilidade do sistema quanto a qualidade do nível de tensão serão elevadas.

- **Redução de impacto ambiental e incentivo ao uso de fontes renováveis**. A integração de unidades microgeradoras aos meios urbanos possui impacto ambiental muito abaixo dos níveis causados pela construção de grandes usinas geradoras em ambientes de pouca exploração humana. Outro fator de destaque será a possibilidade de grande utilização de geração a partir de fontes renováveis, tanto por aspectos de adaptação aos cenários urbanos quanto pela crescente conscientização ambiental. As fontes renováveis apresentam vantagens pela simplicidade de operação, sem necessidade de planejamento e logística de combustível tendo em vista que o mesmo é oferecido pela natureza. Deste modo, sempre que há possibilidade, estas unidades geradoras irão produzir o máximo de energia possível, sendo limitadas apenas pelas condições instantâneas de disponibilidade da energia primária. Além da praticidade de geração, a aproximação entre geração e consumidores possibilitará que cada indivíduo coloque em prática ações para fortalecer o desenvolvimento sustentável. As previsões para o futuro indicam cenários onde as empresas e governos serão responsabilizados cada vez mais por meio de multas e tarifações sobre os impactos causados ao meio ambiente. Um estudo encomendado pela União Europeia em 2003 mostra que se fossem contabilizados os danos ao meio ambiente e à saúde da população, o custo de produção de eletricidade através do carvão e óleo diesel dobraria de valor (DE BONA, R. FILHO, 2004).

- **Redução de gastos por parte do microprodutor e setor energético em um ambiente de maior competição.** O retorno financeiro deste investimento será possível pela obtenção de créditos de energia relativos à energia injetada na rede pela microgeração. Com a implementação de redes inteligentes, o retorno financeiro pode ser intensificado a partir da

inserção de diferentes períodos tarifários durante o dia. Deste modo, planos estratégicos poderão ser traçados por cada microprodutor a fim de otimizar o retorno financeiro, injetando energia na rede durante períodos de maior tarifa e adequando o seu próprio consumo para certos períodos tarifários.

- **Possibilidade de cogeração**. Dependendo das fontes de geração de energia escolhidas, é possível utilizar o calor restante dos processos para aquecimento. Em casos como na microgeração por turbina a gás ou célula de combustível, uma parte da energia inicial dos combustíveis é transformada em calor e não produz eletricidade. Tal calor excedente pode ser usado para aquecimento em residências, indústrias e hospitais, aumentando significativamente a eficiência do empreendimento.

Até o momento, os entraves para o desenvolvimento de microrredes e microgerações se baseiam sobre:

- **Dificuldades técnicas, principalmente em relação à comunicação de dados.** A instalação de microrredes em grande escala requer grandes investimentos nos meio de comunicação a fim de transmitir todas as informações necessárias para os sistemas de controle. Além da dificuldade de implementação desses canais de comunicação, será necessário atingir pontos de consumo em zonas afastadas e de difícil acesso a sinais de telecomunicação.

- **Investimento na construção de unidades microgeradoras e longo período de *payback***. Os custos de alguns equipamentos e instalação da maioria das fontes empregadas em microgeração ainda são elevados, porém tendem a cair com o aumento da demanda e aprimoramento das tecnologias. Devido à forte pressão pelo uso de fontes renováveis na geração de energia, é possível que se desenvolvam incentivos ao investimento nessas fontes como forma de contribuir ao desenvolvimento sustentável do país.

- **Falta de padrões e regulamentações em alguns casos.** Ainda existem muitas lacunas sobre a operação em larga escala de microrredes. Questões técnicas sobre a gestão de toda base de dados dos pontos consumidores, definição do preço da energia elétrica gerada pelas microrredes em períodos de falta de abastecimento por parte da rede de distribuição e regulamentação de normas relativas a segurança do sistema ainda estão sem respostas definitivas. Além disso, aspectos legais sobre a responsabilização por eventuais danos ao sistema de distribuição ou acidentes a terceiros ainda não foram definidos (CHOWDHURY, CHOWDHURY, CROSSLEY, 2009).

2.4 NORMAS BRASILEIRAS PARA A MICROGERAÇÃO

A ANEEL, a partir da Resolução Normativa Nº 482 (17 de abril de 2012), estabelece as definições a seguir para microgeração e minigeração distribuídas:

- **Microgeração distribuída**: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

- **Minigeração distribuída**: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW para fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

A injeção de energia na rede de distribuição já é normalizada em muitos países. As opções mais utilizadas para regulamentá-la são a venda da energia produzida pela micro ou minigeração para a distribuidora a um preço pré-estabelecido ou a compensação energética (*net metering*), que devolve ao produtor a energia que o mesmo injetou na rede na forma de créditos de energia.

No Brasil, o modelo baseado na compensação de energia ativa foi adotado e privilegia a simplificação do sistema com a introdução de créditos de energia. Este modelo elimina a possibilidade de incidência de impostos sobre a injeção de energia a partir do fato que não existe a venda de energia à distribuidora, mas sim o empréstimo de energia que será devolvido ao consumidor. Apesar de não ser tão atrativo economicamente como em outros países onde a energia gerada é comprada a valores superiores ao preço convencional da energia, o modelo empregado no Brasil busca ser atraente justamente pela simplicidade do sistema (SAUAIA, 2012).

Neste sistema, a energia ativa injetada por uma unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa dessa mesma unidade consumidora ou de outra unidade consumidora de mesma titularidade da unidade consumidora onde os créditos foram gerados, desde que possua o mesmo Cadastro

de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro de Pessoa Jurídica (CNPJ) junto ao Ministério da Fazenda. Existe assim, por exemplo, a possibilidade de que os créditos obtidos a partir de uma microgeração em uma residência sejam utilizados em outra residência do mesmo proprietário da unidade geradora, desde que dentro da região de cobertura da mesma distribuidora de energia (ANEEL, 2012). Ou ainda, por exemplo, existe a possibilidade de uma empresa injetar energia em uma de suas filiais e utilizar os seus créditos em outra filial, respeitando a regra anterior de estarem localizadas dentro da mesma área de concessão.

Para efetuar a compensação dos créditos, a seguinte ordem será empregada:

1. A energia ativa gerada em determinado posto horário deve ser utilizada para compensar a energia ativa consumida nesse mesmo período.

2. Havendo excedente, os créditos de energia ativa devem ser utilizados para compensar o consumo em outro posto horário, na mesma unidade consumidora e no mesmo ciclo de faturamento.

3. Restando créditos, o excedente deve ser utilizado para abater o consumo de energia ativa em outra unidade consumidora escolhida pelo consumidor, no mesmo posto horário em que a energia foi gerada e no mesmo ciclo de faturamento.

4. O eventual excedente após aplicação do item anterior deve ser utilizado para abater o consumo da unidade consumidora escolhida pelo consumidor e referenciada no item 3, no mesmo ciclo de faturamento, mas em outro posto horário.

5. Caso ainda haja excedente, o processo descrito nos itens 3 e 4 deve ser repetido para as demais unidades consumidoras cadastradas previamente pelo consumidor, obedecida a ordem de prioridade escolhida por ele.

6. Após aplicação do item 5, até o esgotamento das unidades consumidoras cadastradas, caso ainda existam créditos de energia ativa, o procedimento descrito nos itens 1 a 5 deve ser repetido nessa ordem para os ciclos de faturamento posteriores, obedecido o limite de 36 meses (3 anos) de validade dos créditos (ANEEL, 2012).

As energias reativas consumidas e injetadas não são levadas em consideração no cálculo de créditos de energia, sendo este limitado apenas à energia elétrica ativa. Para que a unidade

microgeradora (até 100 kW) seja integrada na rede de distribuição, a mesma deve estar conectada à rede por meio de uma unidade consumidora e se adequar às exigências técnicas estabelecidas pelo Módulo 3 do PRODIST (ANEEL, 2012), como segue:

- Elemento de desconexão - chave seccionadora visível e acessível para garantir desconexão em caso de manutenção do sistema;

- Elemento de interrupção automático acionado por comando e/ou proteção;

- Proteção de sub e sobretensão;

- Proteção de sub e sobrefrequência;

- Relé de sincronismo;

- Anti-ilhamento;

- Equipamento de medição bidirecional – deverá no mínimo diferenciar a energia elétrica ativa consumida da energia elétrica ativa injetada na rede. Este equipamento poderá ser substituído por dois medidores unidirecionais de energia elétrica ativa (ANEEL, 2012)

A responsabilidade financeira pelas obras e equipamentos de adequação a estas normas são exclusivas do interessado. Após a adequação do sistema, a distribuidora de energia arcará integralmente com o custo e responsabilidade de futuras manutenções ou eventuais ampliações substituições dos equipamentos (Art. 5º, Resolução ANEEL 482/2012).

Apesar do sistema de compensação de energia eliminar a possibilidade de incidência de impostos sobre a venda de energia à rede de distribuição, as unidades minigeradoras e microgeradoras deverão arcar com as tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição (TUST e TUSD). Para incentivar o desenvolvimento de mini e microgerações, a Resolução Nº77 da ANEEL concede 50% de desconto sobre a TUST e TUSD, que incidem na produção e no consumo da energia comercializada pelos aproveitamentos.

Para unidades mini ou microgeradoras que utilizam a energia solar a fim de gerar energia elétrica, o desconto na TUST e na TUSD é elevado a 80% para os empreendimentos que entrarem em operação comercial até 31 de dezembro de 2017, aplicável nos 10 primeiros anos de operação. Após este período, o desconto será reduzido para 50% nas referidas tarifas. Para

os empreendimentos utilizando fonte solar que entrarem em operação comercial após 31 de dezembro de 2017, mantém-se o desconto de 50% nas tarifas.

Para conectar a microgeração a rede de distribuição, é necessário apresentar uma solicitação com projeto à empresa distribuidora de energia, que deve disponibilizar as informações necessárias para o mesmo aos seus clientes. A solicitação será verificada pela empresa, que fica responsável pela análise de projeto, viabilidade e compatibilidade de sistema, inspeção, teste e liberação para funcionamento. Após a liberação, nenhuma alteração poderá ser feita no sistema de interligação da micro ou minigeração com a rede da distribuidora sem o consentimento da mesma (AES Sul, 2012).

3 FONTES ADAPTADAS A MICROGERAÇÃO NO BRASIL

São apresentadas nesta seção as principais opções de fontes de energia adaptadas a utilização em microgeração no Brasil. Além dos limitantes no valor da potência máxima instalada, são analisadas fontes de geração de energia que estão alinhadas com o desenvolvimento sustentável, excluindo portanto empreendimentos a base de combustíveis altamente poluentes como diesel e carvão. Não faz parte do escopo deste trabalho apresentar detalhes técnicos sobre o funcionamento de cada tipo de geração, mas sim analisar características gerais que podem impactar na capacidade de produção e nos custos.

3.1 ENERGIA HIDRÁULICA

A matriz energética brasileira é fortemente atrelada a fontes de geração de origem hidráulicas, que representam 68,5% da potência instalada (BIG ANEEL, 2012). Apesar de ainda existirem alguns grandes potenciais hidráulicos inexplorados na região norte do Brasil, a maioria dos grandes aproveitamentos hidrelétricos já está em operação ou construção. As pequenas centrais hidrelétricas, com potência entre 1 MW e 30 MW, representam 3,59% da potência instalada brasileira e vêm se espalhando pelo território nacional devido a algumas vantagens em relação às grandes usinas hidrelétricas, como custo total inferior, menor impacto ambiental e tempo de construção reduzido.

No caso da microgeração, a potência máxima produzida é de 100 kW, o que possibilita explorar pequenos potenciais hidráulicos que não seriam possíveis de serem utilizados por PCHs. No entanto, a geração de eletricidade por pequenas turbinas hidrelétricas deve acontecer necessariamente próxima aos recursos hídricos, ao contrário de outras alternativas para microgeração, sendo assim restrita quase que exclusivamente a meios rurais. A potência de um empreendimento hidrelétrico é calculada a partir da seguinte equação, onde γ é o peso específico da água (N/m³), Q é a vazão, H_L a altura líquida de queda e η_{total}o rendimento total do sistema.

$$P = \gamma \cdot Q \cdot H_L \cdot \eta_{total}$$

A título ilustrativo para exemplificar a fácil disponibilidade de instalação de uma microgeração hidrelétrica, um curso de água com queda total de 25 metros e uma vazão de 50

litros por segundo tem o potencial de gerar em torno de 10 kW de energia considerando um rendimento de 80% para o sistema global. Outro exemplo, seria a utilização de microturbinas em valas de irrigação de lavouras de arroz, que poderiam operar a fio d'água durante a safra, abastecendo bombas de sucção. Outras alternativas são as minicentrais, com potência de até 1 MW.

A geração a partir de energia hidráulica possui vantagens como a ampla existência de recursos hídricos no território brasileiro, alto rendimento a partir de fonte renovável e a consolidação desta tecnologia que possui grande volume de retorno de experiências em geração de eletricidade em todo mundo.

3.2 ENERGIA SOLAR

A energia solar pode ser empregada tanto para aquecimento quanto para a produção de eletricidade. Painéis de aquecimento solar podem ser facilmente encontrados atualmente em sistemas de aquecimento de água integrado a residências e em sistemas de aquecimento de piscinas. Tais painéis apenas transformam a energia térmica irradiada pelo sol em energia térmica repassada à água, sendo muito mais simples e baratos que os painéis fotovoltaicos (FV). Em grande escala, pode-se também gerar eletricidade com o aproveitamento da energia térmica irradiada pelo sol a partir do momento que uma grande quantidade de espelhos ou materiais com alta taxa de reflexão é posicionada de modo a refletir a radiação solar para um ponto específico. Este ponto de concentração dos raios solares é ocupado por um reservatório preenchido com um fluido que terá sua temperatura elevada, assim como em uma termoelétrica, sendo posteriormente injetado em uma turbina para acionamento de um gerador elétrico. Estas usinas são chamadas de usinas solares térmicas e possibilitam a produção de energia a potências elevadas, chegando a algumas centenas de MW, em centrais produtoras localizadas sobre áreas de grandes dimensões. Como este trabalho está interessado apenas no estudo da geração de energia elétrica aplicada a microgeração, somente será desenvolvido o estudo dos painéis fotovoltaicos.

Os painéis fotovoltaicos são por sua vez constituídos de materiais semicondutores e não utilizam a energia térmica, mas sim a energia luminosa do sol para gerar eletricidade. Estes materiais semicondutores são dopados de maneira a criar uma junção PN, onde incidem os fótons provenientes da radiação luminosa do sol. Os elétrons da junção PN são energizados e fluem de uma região para outra quando essas duas regiões são conectadas externamente,

resultando em uma corrente contínua (MEIRELLES, 2002). Esse processo físico é baseado no efeito fotovoltaico. Além de não converter energia térmica em elétrica, os painéis fotovoltaicos têm a sua eficiência reduzida com o aumento da temperatura. Para uma radiação de 500 W/m², por exemplo, a eficiência cai em média 8% elevando-se a temperatura local do painel de 20ºC a 50ºC, por isso eles devem ser projetados para possuir boa dissipação térmica (MICHELS, et al, 2010).

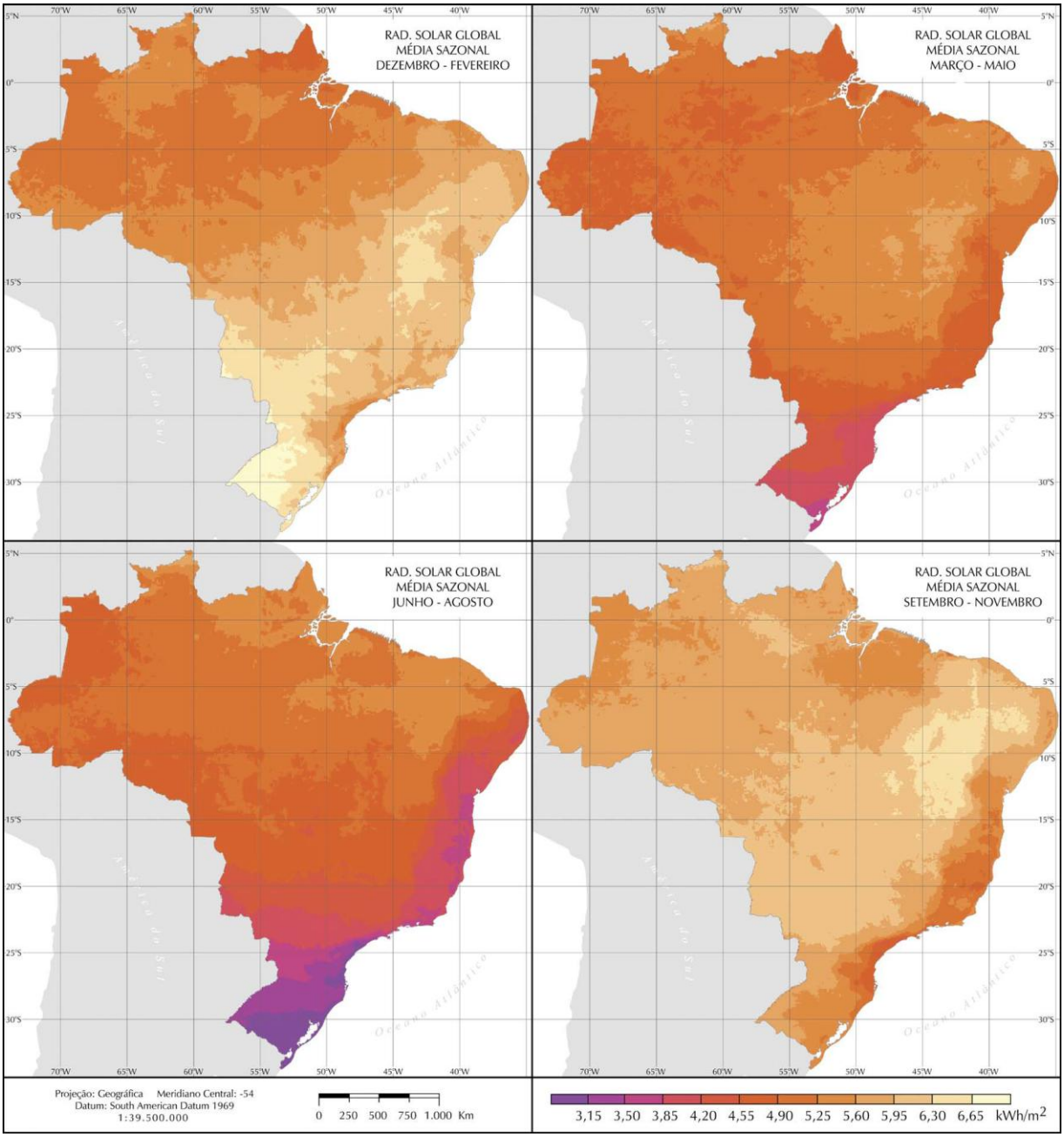
A geração de energia elétrica a partir da energia solar é conduzida por meio de painéis fotovoltaicos posicionados de modo a receberem a maior radiação possível durante o dia. Esta tecnologia possui a grande vantagem de poder ser instalada em qualquer lugar, desde que posicionada em uma área sem obstáculos em relação ao sol que diminuam o fluxo luminoso incidente sobre o painel. No caso da microgeração, vários painéis podem ser instalados sobre o telhado de residências, estacionamento ou fábricas sem perda de área útil da propriedade.

Dependendo da posição geográfica e de um estudo econômico, os painéis podem ser fixos ou móveis. No caso de painéis móveis, um mecanismo será responsável por ajustar a inclinação dos painéis de modo a acompanhar a trajetória do sol e assim aumentar a produção de energia, resultando em uma geração mais constante durante grande parte do dia (F. ALVES, CAGNON, 2010). A decisão sobre o modo de posicionamento deverá ser tema de um estudo mais aprofundado sobre os ganhos econômicos em cada uma das configurações.

Ainda pouco utilizada no Brasil, a energia solar tem grande potencial de utilização com base nas condições naturais do país. O território brasileiro possui uma posição geográfica favorável a utilização de energia solar para gerar eletricidade devido à proximidade com a linha do Equador. Conforme é mostrado na Figura 2, pode-se notar também que as maiores taxas de incidência solar são encontradas na região central e nordeste, levemente afastadas da faixa costeira que abriga grande densidade de centros urbanos. Como fator comparativo, pode-se comparar a radiação solar recebida no Brasil com a radiação recebida na Alemanha, país com maior capacidade instalada de energia solar fotovoltaica (IEA INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2013).

Tomando como referência o pior período de incidência de radiação solar no Brasil, entre junho e agosto, pode-se ver na Figura 2 que a região próxima a costa recebe em média 3,15 kWh/m² diários. Considerando hipoteticamente esta média diária como sendo constante durante todo o ano, a radiação solar recebida ao logo de todo ano seria de 1150 kWh/m².

Figura 2 - Valores médios das estimativas do total diário de irradiação solar no Brasil de 1995 a 2005.

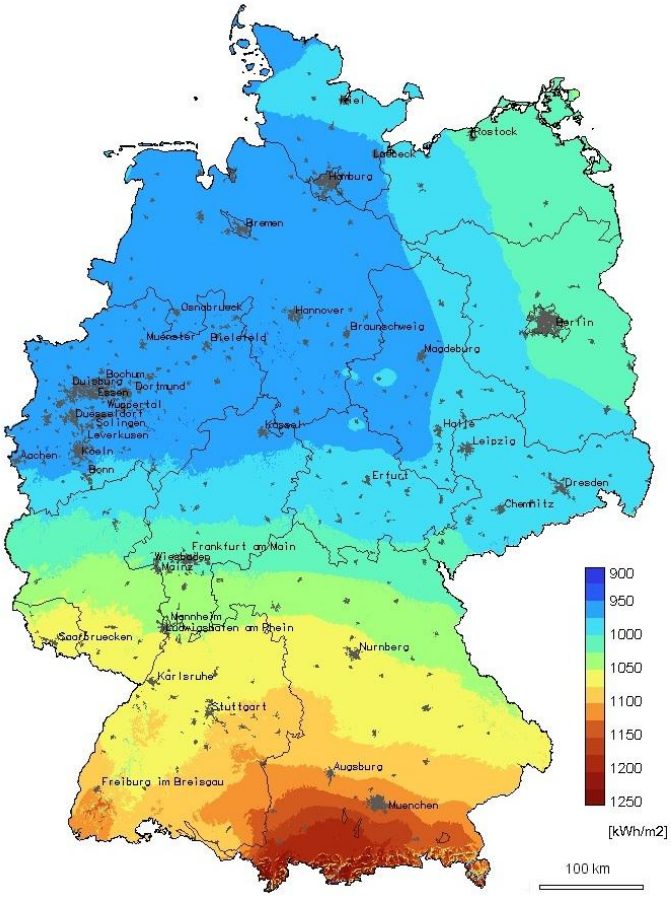


Fonte: B. PEREIRA, et al, 2006.

Comparando com a radiação solar média ao longo de um ano incidente na Alemanha, conforme mostra a Figura 3, pode-se notar que mesmo a radiação solar incidente sobre regiões pouco favorecidas brasileiras durante o inverno é superior a média incidente durante todo o ano sobre o território alemão. Tal fato evidencia o potencial que o Brasil tem a desenvolver com a geração a partir da energia solar com o uso de painéis fotovoltaicos e usinas solares térmicas.

O principal entrave para o maior uso da energia solar na geração de eletricidade é ainda o alto custo do investimento, principalmente devido ao preço dos painéis fotovoltaicos, conforme será analisado no estudo deste trabalho.

Figura 3 - Soma anual da energia solar em uma superfície horizontal na Alemanha.



Fonte: IET, 2007

3.3 ENERGIA EÓLICA

A potência instalada a partir de fontes eólicas representa apenas 1,68% do total instalado no Brasil, porém a energia eólica vem sofrendo forte crescimento tanto no cenário global como nacional. Dos empreendimentos energéticos outorgados entre 1998 e 2013 em território brasileiro ainda sem início das construções, 29,77% da potência total é proveniente da geração eólica. Considerando apenas os empreendimentos em atual fase de construção, 8,56% utilizam esta fonte de energia, espalhada em 85 futuros parques eólicos. Esses empreendimentos em construção irão duplicar a potência instalada no país a partir de fontes eólicas, elevando-a a mais de 4 GW (ANEEL, 2012).

Figura 4 – Turbinas eólicas de pequeno porte com eixo vertical do tipo Darrieus.

Fonte: P. PETRY, M. L. MATTUELLA, 2012.

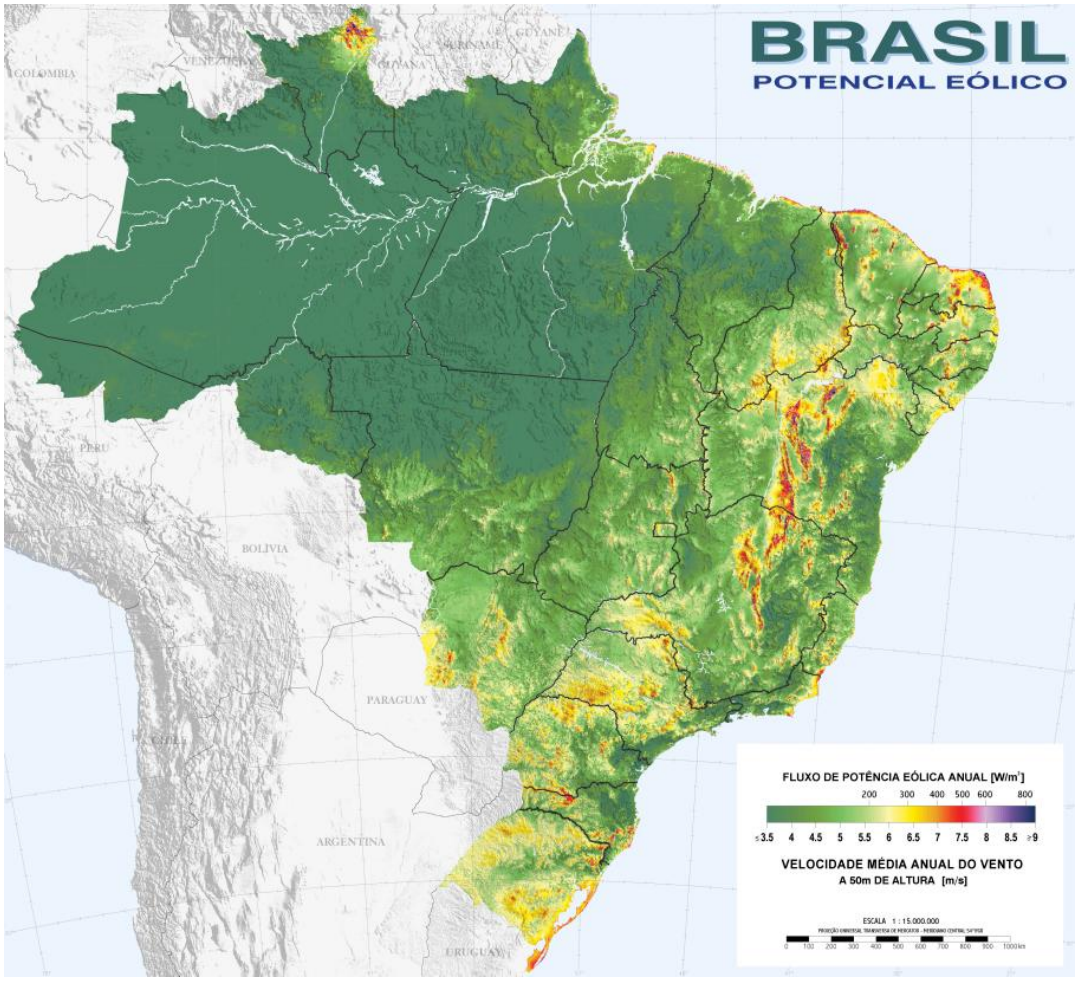
Esta rápida expansão foi impulsionada pelo Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), instituído em 2004, que promove o desenvolvimento da geração de energia com base em fontes eólicas, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCH). O programa determina que o valor pago pela energia elétrica adquirida, além dos custos administrativos, financeiros e encargos tributários incorridos pela Eletrobrás na contratação desses empreendimentos, fossem rateados entre todas as classes de consumidores finais atendidas pelo SIN, Sistema Interligado Nacional, com exceção dos consumidores classificados na Subclasse Residencial Baixa Renda, com consumo igual ou inferior a 80 kWh/mês.

Além do desenvolvimento da geração em larga escala, esta fonte energética possibilita perfeitamente a produção em pequena escala, com aerogeradores de pequeno porte. Além das turbinas eólicas de eixo horizontal (TEEH) tradicionais em parques eólicos, existem algumas variedades de turbinas de pequeno parte com eixo vertical (TEEV) como as turbinas Darrieus (Figura 4) e turbinas Savonius (Figura 5).

Figura 5 – Turbina de eixo vertical de pequeno porte do tipo Savonius.

Fonte: P. PETRY e M. L. MATTUELLA, 2012.

Figura 6 – Velocidades de vento no território nacional a 50 metros de altura do solo.



Fonte: CRESESB, 2001.

Estes tipos de turbinas com eixo vertical possuem a vantagem de aproveitarem a energia eólica independentemente da direção do vento e poderem ser construídas com materiais menos nobres, reduzindo seus custos. No entanto, suas eficiências médias variam de 15% a 25% para turbina Savonius até 5 kW e entre 20% a 35% para turbina Darrieus acima de 5 kW, contra 45% das turbinas de eixo horizontal (J. SUTHERLAND, E. BERG, D. ASHWILL, 2012).

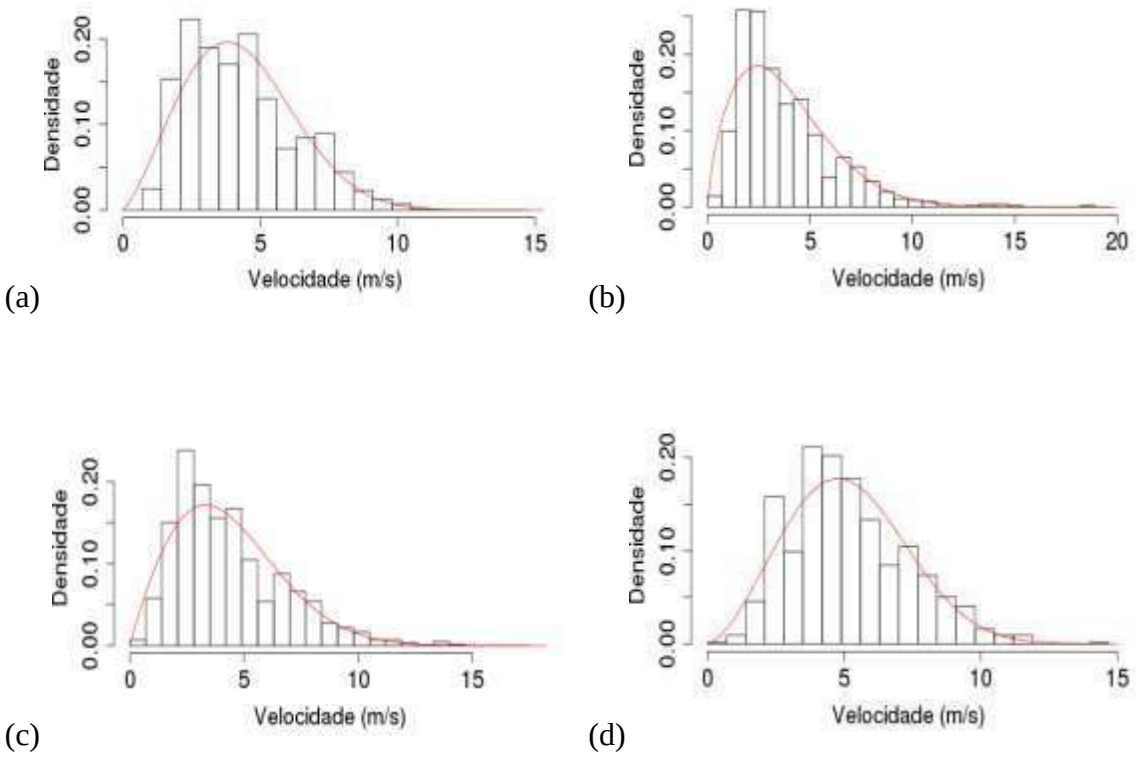
Durante o projeto de um empreendimento eólico de microgeração, tanto a velocidade do vento quanto o perfil do fluxo do vento devem ser analisados. A intensidade de vento em uma região pode ser estimada inicialmente a partir de mapas eólicos como o da Figura 6, seguida de análises mais aprofundadas e realização de medidas, tendo em vista que em regiões urbanas os valores de vento podem sofrer grandes alterações, necessitando o estudo do perfil do vento em cada caso.

A curva de densidade da velocidade dos ventos é aproximada tipicamente por uma distribuição de Weibull, levando em conta o desvio padrão dos dados coletados e adaptações na forma da curva para melhor aproximação, conforme ilustrado na Figura 7. A distribuição de probabilidade de Weibull é também utilizada em estudos de tempo de vida de equipamentos e estimativa de falhas. A sua função densidade é dada por:

$$f(x,k,\lambda) = \frac{k}{\lambda}\left(\frac{x}{\lambda}\right)^{k-1} e^{-(\frac{x}{\lambda})^k}$$

onde k>0 é o parâmetro de forma e λ>0 é o parâmetro de escala da distribuição.

Figura 7 - Histogramas e curvas da distribuição de Weibull da velocidade do vento na cidade de Santa Vitória do Palmar-RS a 50 m de altura, durante o verão (a), outono (b), inverno (c) e primavera (d).

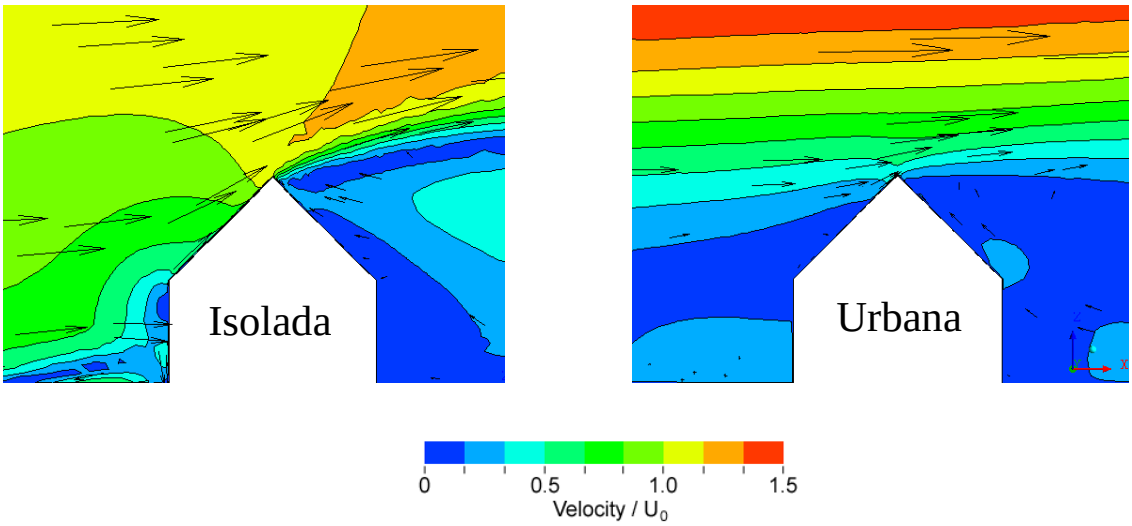


Fonte: SCHUMACHER, FREITAS, TEIXEIRA, 2012.

Para estudos mais aprofundados, a análise da velocidade dos ventos deve se estender por alguns anos a fim de evitar que o estudo seja alicerçado sobre amostras de períodos atípicos, podendo ser utilizados dados de referência de estações anemométricas de aeroportos próximos que possuem geralmente séries históricas com mais de 20 anos de abrangência (P. PETRY, M. L. MATTUELLA, 2007).

Além do estudo da distribuição de velocidade dos ventos na região, o estudo técnico da implantação de microgerações eólica será afetado pela curva de potência da microturbina escolhida. A curva de potência representa o quanto de potência será produzido para cada velocidade de vento, necessitando idealmente que as velocidades de vento mais comuns na região estejam dentro da faixa de alta eficiência da microturbina eólica.

Figura 8 – Perfil de velocidades de vento no entorno de uma casa em região isolada e urbana.

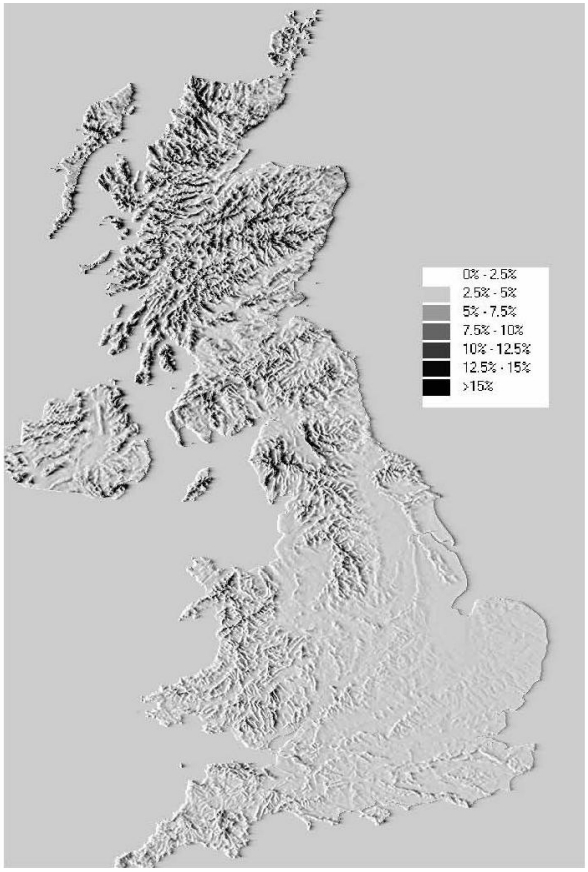


Fonte: S. J. Watson, 2010

O comportamento do vento em uma região é impactado diretamente por obstáculos físicos como árvores, montanhas e edificações. No caso de microgeração eólica em um ambiente urbano, o perfil de velocidades do vento é função da rugosidade do teto ou superfície de fixação do aerogerador, da densidade e da altura média das edificações vizinhas. Na Figura 8 é exibido o resultado de uma simulação computacional do perfil de velocidades do vento em torno de uma residência. Nesta simulação foi admitida uma alta densidade de edificações com altura e volumes semelhantes na zona urbana, enquanto que na região isolada a residência é o único obstáculo para o vento (S. J. Watson, 2010). Para zonas urbanas, os resultados indicam velocidades do vento praticamente constantes para mesmos valores de altura, caracterizando um regime próximo do laminar. No entanto, em comparação com a edificação em região isolada, as velocidades de vento mais elevadas se encontram a alturas superiores em ambientes urbanos, necessitando maiores torres de sustentação para aproveitar velocidades elevadas de vento.

Ainda segundo o estudo de (S. J. Watson, 2010), telhados menos inclinados e mais planos facilitam a ocorrência de velocidades maiores de vento na sua parte superior. Analisando os resultados de um estudo sobre as características do território do Reino Unido, mostra-se que em zonas urbanas o fator de capacidade da energia eólica seria bastante reduzido, inferior a 5% conforme a Figura 9. As zonas com fatores de capacidade maiores se localizam combinações híbridas de microgeração sejam atrativas, com por exemplo, a combinação de principalmente em zonas rurais no interior ou em regiões pouco povoadas. Isto faz com que combinações híbridas de microgeração sejam atrativas com, por exemplo, a combinação de eólica e fotovoltaica.

Figura 9 – Fatores de capacidade da geração.



Fonte: S. J. Watson, 2010.

3.4 MICROTURBINAS A GÁS

As turbinas viveram grande evolução tecnológica com o avanço das aplicações no setor aeroespacial nas últimas décadas, o que trouxe a possibilidade da sua aplicação no setor energético. Com unidades de potência e volume inferiores às turbinas empregadas na aviação,

as microturbinas surgem no cenário de microgeração com uma alternativa as tecnologias existentes. No mercado podem ser encontradas microturbinas de cerca de 30 kW de potência com dimensões reduzidas, próxima as de um refrigerador doméstico (S. DE BONA, R. FILHO, 2004). As vantagens das microturbinas incluem longos períodos de operação sem pausa e a possibilidade de uso de diferentes combustíveis gasosos, como o gás natural, biogás e propano.

O propano é o principal componente do gás liquefeito de petróleo (GLP), ou popularmente conhecido como gás de cozinha, que é utilizado em todo Brasil e amplamente distribuído no seu estado líquido condicionado em botijões.

O gás natural também está presente em grande parte das residências, alimentando fogões e sistemas de aquecimento, além de ser o principal combustível utilizado na indústria para fornecimento de calor e força motriz, como matéria-prima em setores químico, petroquímico e de fertilizantes, e como redutor siderúrgico na fabricação de aço. O gás natural costuma ser distribuído na maioria dos casos de forma canalizada nos centros urbanos, oferecendo constante disponibilidade de oferta.

O biogás é a mistura de gases obtidos a partir da digestão anaeróbica de matéria orgânica, sendo composto basicamente por metano (CH_4) e dióxido de carbono (CO_2). A produção de biogás pode usar como matéria-prima qualquer resíduo orgânico, como dejetos da pecuária, esgoto e lixo orgânico residencial ou industrial. A suinocultura e a avicultura têm alto potencial de produção de biogás além da bovinocultura, quando a mesma é realizada de forma intensiva de modo a facilitar o encaminhamento dos dejetos aos biodigestores. Os resíduos dessas culturas bastante desenvolvidas e difundidas no Brasil podem ser tratados de forma inadequada pelos criadores em algumas regiões, o que representa risco adicional de contaminação ambiental. Além da possibilidade de geração de energia elétrica, muitas vezes o biogás é utilizado para aquecimento de galpões ou aviários, tornando o método viável economicamente. O processo de produção de biogás é realizado dentro de biodigestores em condições anaeróbicas e a presença de metano pode oscilar entre 50% a 70%, dependendo da eficiência do processo de digestão que varia com o volume e qualidade de matéria orgânica decomposta, alcalinidade, pH e temperatura. A utilização de mantas plásticas no revestimento e cobertura de biodigestores, material de alta versatilidade e baixo custo, é fator responsável pela redução nos custos de investimento e aumento de sua disseminação (EMBRAPA, 2006).

Deste modo, identificam-se três nichos de utilização de microturbinas a gás destinadas à microgeração: em ambientes residenciais com o uso de GLP ou gás natural, em ambientes industriais com o uso de gás natural e em ambientes associados a pecuária ou sistemas de coleta de lixo com a produção de biogás a partir de seus próprios resíduos.

3.5 CÉLULAS DE COMBUSTÍVEL

As células de combustível (CC) são dispositivos eletroquímicos que convertem diretamente a energia química contida no combustível em energia elétrica, com o consumo de oxigênio e a produção de água e calor. O combustível injetado no interior da célula é o hidrogênio e existem atualmente diferentes topologias de células de combustível, com variações nos materiais empregados e condições de operação.

Pelo fato de não realizarem a queima do combustível, as células de combustível possuem alta eficiência quando comparadas com motores de combustão interna que são limitadas pela eficiência do ciclo de Carnot. Além disso, a eficiência varia pouco em função da potência da unidade, o que possibilita que células de combustível tenham eficiência superior a sistemas convencionais para baixas potências (LOPES, 2009).

Tabela 1 - Tipos de células de combustível e suas características.

Tipo de célula de combustível	Temperatura de funcionamento (ºC)	Rendimento (%)
AFC	60 - 90	55 – 60
PEMFC	70 - 90	35 – 45
PAFC	200	35 – 45
MCFC	600 – 650	45 – 55
SOFC	800 – 1000	45 – 55

Fonte: L. A. SOARES, 2009.

A conversão da energia química em energia elétrica pode ocorrer em diferentes temperaturas e rendimentos, sendo que cada tipo de célula de combustível tem uma faixa específica de funcionamento. As principais tecnologias de células de combustível são apresentadas brevemente na Tabela 1.

Com base nas características físicas e de operação das células, três tecnologias se sobressaem na aplicação em gerações de pequeno porte adaptadas a microgeração: AFC, PAFC e PEMFC

(L. A. SOARES, 2009). Dentre estas, a tecnologia PEMFC se adapta melhor ao ambiente residencial e industrial (LOPES, 2009). As células com operação em temperaturas elevadas possuem maior competitividade quando o aproveitamento do calor possui interesses econômicos associado a um sistema de cogeração (HOOGERS, 2003).

Além do hidrogênio puro, as células PEMFC podem utilizar como combustível primário o propano, metanol, etanol ou gás natural, aproveitando a disponibilidade destes recursos em ambientes urbanos. Esses combustíveis são ricos em hidrogênio e possibilitam a extração de hidrogênio puro a partir de processadores de combustível ou reformadores. Uma das tecnologias mais desenvolvidas na área de reformadores para células de combustível, principalmente as de baixas temperaturas, é o reformador a vapor de gás natural. Ele apresenta alta eficiência na produção de hidrogênio além de baixos níveis de produção de CO_2 e outros resíduos orgânicos (ARAÚJO, BERGAMINI, ESTEVES, CAMARGO, SILVA, LOPES, 2005). A reforma do gás natural produz hidrogênio segundo a reação global abaixo:

$$CH_4 + 2H_2O <=> CO_2 + 4H_2$$

A energia elétrica proveniente das células de combustível é obtida, assim como no caso das baterias e painéis fotovoltaicos, na forma de corrente contínua. Os níveis de tensão das CC são fortemente afetados pelos níveis de potência solicitados, o que requer um condicionamento da potência de saída por um simples regulador de tensão ou por um conversor DC/DC (L. A. SOARES, 2009). Para ser injetada na rede conforme prevê a microgeração, um conversor DC/AC será necessário.

O preço das células de combustível encontradas no mercado se revela altamente elevado em comparação com outras fontes alternativas, porém conforme as tecnologias se desenvolvem e seus custos diminuem, novos segmentos de aplicação surgem. Sistemas de *back-up* de energia elétrica a partir de células de combustível vêm sendo instalados inclusive no Brasil, pois têm se revelado alternativa mais confiável e com menos problemas de manutenção que baterias eletroquímicas, resultando em menores custos de operação (PLUG POWER, 2012).

3.6 COGERAÇÃO

A cogeração é baseada na recuperação da energia térmica não convertida em outra energia para gerar aquecimento, seja ele para fins de calefação ou para processos industriais. Deste

modo, a cogeração pode ser aplicada junto a turbinas a gás, termoelétricas, células de combustível entre outros.

A cogeração possui vantagens econômicas e ambientais significativas quando associada a locais com forte demanda por energia térmica. Como exemplo, as microturbinas possuem eficiência em torno de apenas 27% na geração exclusiva de energia elétrica, mas o rendimento pode se elevar a 74,5% no uso de cogeração, resultando em energia elétrica e térmica (LARA, SILVA, ARAÚJO, MOREIRA, NISHIMURA, TORRES, MINARI, 2007).

No Brasil ainda são raros os sistemas de calefação de ambientes em residências tendo em vista que apenas a região sul é afetada por períodos de baixa temperatura. No entanto, em ambientes residenciais, a cogeração associada a microgeração poderia ser voltada para questões relacionadas ao conforto térmico, como aquecimento de água para consumo em chuveiros e torneiras, além de piscinas. Fora do ambiente residencial, a cogeração pode representar grandes benefícios econômicos quando instalada em hospitais, hotéis ou indústrias, onde há forte demanda por energia elétrica e térmica.

4 CENÁRIOS PARA MICROGERAÇÃO

No capítulo anterior foram evidenciadas possíveis fontes para a microgeração no Brasil, levando em conta as formas mais adaptadas ao cenário brasileiro e o comprometimento com o desenvolvimento sustentável. A fim de aprofundar o estudo e analisar tanto a viabilidade quanto os impactos das estratégias de microgeração, são elaborados cenários hipotéticos de implantação de microgerações em regiões urbanas e rurais.

O principal fator para alavancar a implantação de microgerações a larga escala ainda é o retorno financeiro que os consumidores obterão ao longo dos anos a fim de ressarcir o investimento realizado e torná-lo rentável a longo prazo. Deste modo, a microgeração extrapolaria a fronteira dos benefícios técnicos da geração descentralizada e passaria a se tornar uma possibilidade real de investimentos com forte rentabilidade para qualquer consumidor de energia elétrica do país.

Dentro desta análise, são criados cenários a partir da microgeração baseada em fontes renováveis como energia eólica, solar e biogás, além do uso de gás natural como combustível de microturbinas. As células de combustível ainda representam custos de investimento muito elevados dentro dos cenários de estudo deste trabalho conforme encontrado na bibliografia, sendo seu emprego válido em ambientes onde, além do interesse energético, se desenvolvem atividades de fins acadêmicos no estudo desta tecnologia.

Deste modo, o estudo se concentra na microgeração a partir de painéis FV, microturbinas eólicas e microturbinas a gás alimentadas por gás natural e biogás. Para cada uma dessas fontes de energia, serão investigadas diferentes estratégias de despacho da microgeração por parte do microprodutor de forma a otimizar o seu retorno financeiro.

4.1 PREMISSAS GERAIS

O enfoque desse estudo é tratar a microgeração como um empreendimento cujo principal interesse é o retorno econômico gerado para o microprodutor, assumindo que esse fator será crucial para o desenvolvimento a grande escala das microgerações. Para isso, são utilizados dois indicadores financeiros nessa análise: VPL e TIR.

O VPL (valor presente líquido) representa o valor dos futuros fluxos de caixa trazidos ao presente descontados a uma taxa de juros determinada, menos o investimento inicial realizado no presente. O valor positivo do VPL indica decisão favorável ao investimento para a taxa de juros determinada, enquanto que um VPL negativo indica que os valores futuros de fluxo de caixa não compensam o investimento inicial para a taxa de juros empregada. O VPL pode ser facilmente calculado a partir da seguinte fórmula, onde FC_j representam os fluxos de caixas em diferentes períodos de tempo:

$$VPL = \mathrm{FC}_0 + \frac{\mathrm{FC}_1}{(1+\mathrm{i})^1} + \frac{\mathrm{FC}_2}{(1+\mathrm{i})^2} + \frac{\mathrm{FC}_3}{(1+\mathrm{i})^3} + \cdots + \frac{\mathrm{FC}_\mathrm{j}}{(1+\mathrm{i})^\mathrm{j}}$$

A TIR (taxa interna de retorno) é a taxa de juros hipotética que aplicada na fórmula acima iguala o VPL a zero. Em outras palavras, é a maior taxa de juros que torna o investimento rentável para o investidor. As análises de viabilidade foram realizadas no *software* Microsoft Excel e não é levada em conta a inflação monetária nos cálculos.

Conforme mencionado na seção 2.4, a energia injetada pela microgeração tem um prazo de 36 meses para ser compensada, caso contrário os créditos de energia serão perdidos e nenhum lucro será gerado para o microprodutor. Com base neste padrão, a energia produzida por mês pela microgeração deverá ser a mais próxima possível do consumo médio da unidade consumidora de modo a maximizar o retorno financeiro sem haver créditos excedentes de energia não possíveis de serem utilizados. São consideradas neste estudo unidades consumidoras residenciais, não levando em conta possíveis aplicações da microgeração em cenários industriais.

Considerando os custos de instalação relativamente elevados e a condição social brasileira, estima-se que inicialmente a microgeração deverá sofrer maior expansão em unidades consumidoras com maior poder aquisitivo, capazes de arcar com o investimento inicial necessário. O estudo toma como base, portanto, o consumo de energia elétrica destas classes, superior a média nacional de 200 kWh (EPE, 2012). A partir dessas premissas, é assumido um consumo mensal médio de 350 kWh e toda energia injetada pela microgeração nos diferentes postos tarifários tem seus créditos de energia consumidos ao final de cada mês.

A diferença nas tarifas de energia elétrica entre estados do país é significativa e por isso é analisada no estudo. Em alguns estados, principalmente da região sul e sudeste, as tarifas possuem valores relativamente inferiores, em torno de 0,35 R$/kWh enquanto que em outros

estados pode ser encontrado tarifas acima de 0,45 R$/kWh (ANEEL, 2013), sem levar em conta adicionais relativos a taxas incidentes (ICMS de 25% e alíquota PIS/Cofins média de 5%),. Para fins de análise, serão considerados dois valores de tarifa em ambientes urbanos, uma a 0,35 R$/kWh e a segunda a 0,45 R$/kWh. A tarifação da TUSD e da TUST não foi adicionada aos custos dentro do estudo, sendo considerados dentro do valor da tarifa.

Além das diferenças tarifárias entre regiões distintas, a recente criação da Tarifa Branca importará algumas características interessantes para o setor energético. Este novo tipo de tarifação, opcional para os usuários residenciais no presente momento, visa criar diferentes postos tarifários durante a semana de modo a adequar a tarifa paga pelo consumidor ao custo instantâneo da energia. O preço da energia será adaptado para cada período de consumo de modo a compensar os custos de geração, transmissão e distribuição. Assim as tarifas terão valor reduzido em horários de menor demanda e valores mais elevados em horários de ponta.

O modelo de Tarifa Branca usado neste trabalho segmenta a tarifa em três diferentes postos tarifários durante os dias úteis, quando a demanda sofre grande variações, e uma tarifa para finais de semana e feriados, quando a demanda é fortemente reduzida pelo decréscimo da atividade industrial e comercial. De segunda-feira a sexta-feira, têm-se três categorias de tarifa: fora da ponta, intermediária e de ponta, conforme o horário de consumo, enquanto que nos finais de semana e feriados a tarifa mais barata, fora da ponta, será adotada durante todos os horários.

Para estimar o patamar das tarifas em cada posto tarifário, foram consideradas como base as variações na demanda de energia elétrica dentro de cada faixa horária. Para isso, foram criados dois cenários para determinação dos postos tarifários. O primeiro será estipulado com base na demanda da região Nordeste do Brasil ao longo do ano, tendo em vista a pequena variação na duração do dia ao longo do ano e ausência de horário de verão. O segundo cenário de tarifa branca será construído na região Sul durante o período de horário de verão, baseado nas alterações da curva de carga da região.

4.1.1 Tarifa branca normal

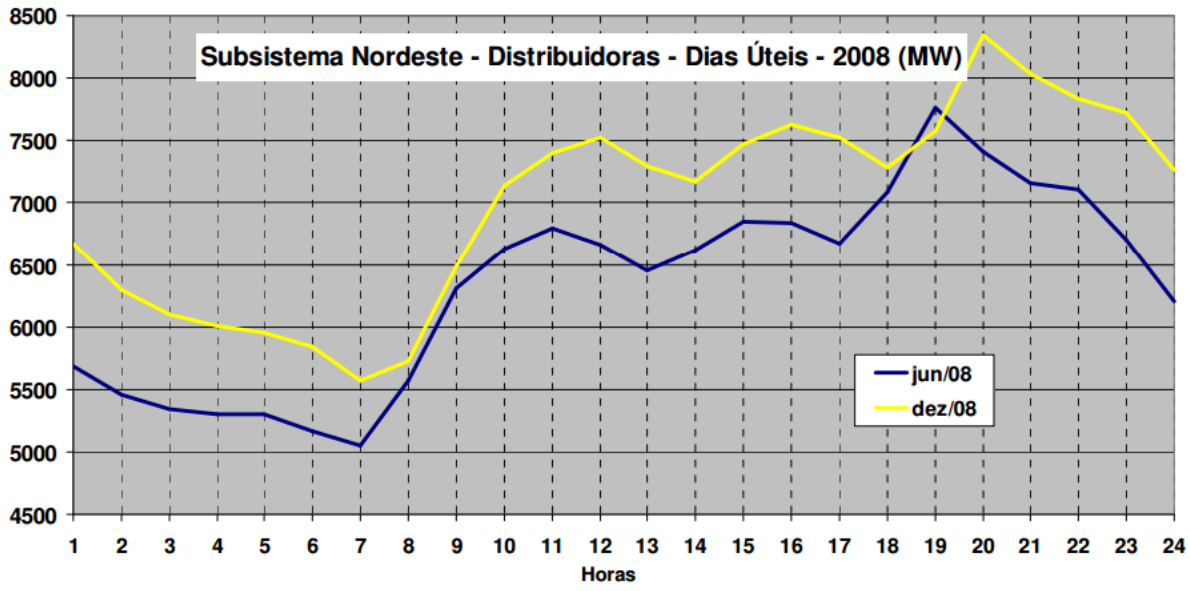
A fim de encontrar a demanda média nas diferentes faixas horárias, foram analisadas curvas de cargas de dias úteis e integradas as áreas sob as curvas a fim de determinar a energia consumida em cada período. As curvas de carga utilizadas no cálculo são correspondentes a demanda do subsistema nordeste durante dois dias úteis, conforme mostrado na Figura 10. A

energia consumida durante os períodos de 0h – 17h e 22h – 24h ficou em torno de 5% abaixo da energia média consumida ao longo do dia. O consumo entre 17h – 18h e 21h – 22h teve aumento de aproximadamente 14% em relação à média e durante o período de ponta, entre 18h – 21h, a demanda cresceu em torno de 31%. Tendo em vista o objetivo da implantação da Tarifa Branca de incentivar a readequação no consumo de energia a partir do incentivo econômico, é considerado neste estudo que a tarifa sofrerá variações proporcionais ao consumo de energia, porém com diferente fatores de peso para cada horário.

Até a data de realização deste estudo (junho de 2013), ainda não havia normalização oficial dos postos tarifários nem seus respectivos valores para a Tarifa Branca. No entanto, a Nota Técnica nº 29/2013 divulgada pela ANEEL em janeiro de 2013, estabelece previsões para os valores das tarifas nos diferentes postos tarifários, conforme a Tabela 2.

Os postos tarifários estão condizentes com os períodos analisados na curva de carga e os valores de variação na tarifa propostos pela Nota Técnica serão usados como base neste estudo. Consta também na Nota Técnica a solicitação realizada pela distribuidora CEMIG-D para determinação dos postos horários nas mesmas faixas horárias indicadas neste estudo, reforçando a validade das hipóteses tomadas.

Figura 10 - Curva de carga ao longo do dia no subsistema nordeste em dias úteis.



Fonte: ONS, 2006.

Tabela 2 - Valores respectivos a implantação da tarifa branca normal.

Período de consumo		Variação em relação à tarifa convencional	Tarifa em 2013 com base na tarifa convencional de 0,35 R$/kWh	Tarifa em 2013 com base na tarifa convencional de 0,45 R$/kWh
Segunda-feira a sexta-feira, com exceção de feriados	0h às 17h 22h às 24h	-21%	0,2765 R$/kWh	0,3555 R$/kWh
	17h às 18h 21h às 22h	+29%	0,4515 R$/kWh	0,5805 R$/kWh
	18h às 21h	+105%	0,7175 R$/kWh	0,9225 R$/kWh
Finais de semana e feriados	0h às 24h	-21%	0,2765 R$/kWh	0,3555 R$/kWh

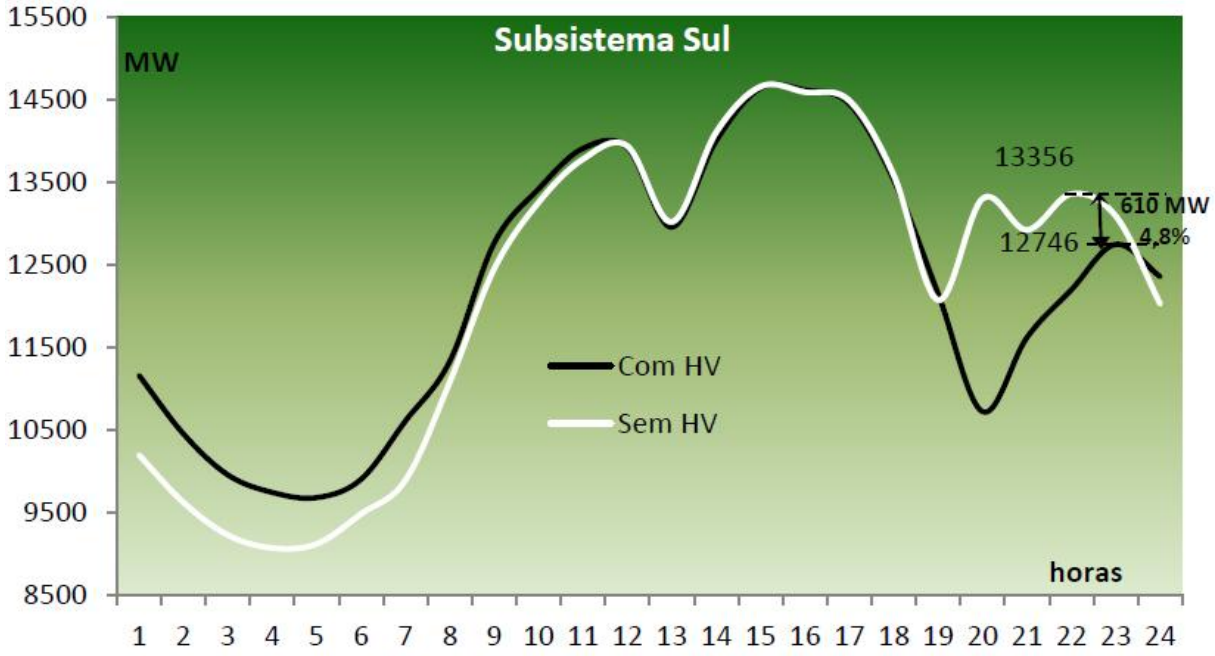
Fonte: elaborado pelo autor.

4.1.2 Tarifa branca no horário de verão

Neste cenário hipotético será criado um padrão de tarifa branca alternativo ao apresentado na Tabela 2, visando adequar os postos tarifários a curva de carga resultante da implantação do horário de verão em regiões brasileiras. Ao analisar a Figura 11 percebe-se que o pico de consumo de energia se desloca para as últimas horas do dia com a introdução do horário de verão, reconfigurando a estrutura de demanda. Com base neste deslocamento de carga, nota-se que a demanda durante a tarde se torna importante, reforçada pelo fato do aumento de temperatura durante o verão. O uso intensivo de aparelhos condicionadores de ar em residências e especialmente em ambientes comerciais e industriais resulta no aumento de consumo de energia elétrica durante a tarde, período de sincronia entre altas temperaturas e horário comercial.

Com base nestas condições, é interessante analisar os efeitos de uma hipotética mudança nos postos tarifários de modo a incentivar a redução de consumo de eletricidade durante a tarde com a inserção de um posto tarifário mais elevado. Ao mesmo tempo, revela-se desejável para a distribuidora de energia elétrica a injeção de energia proveniente de microgerações durante este período a fim de regular o equilíbrio demanda-geração. A geração a partir de painéis fotovoltaicos possui características muito vantajosas neste cenário, devido ao perfil de produção de energia.

Figura 11 - Comparativo sobre os efeitos do horário de verão no subsistema Sul do Brasil.



Fonte: ONS, 2012.

Tendo em vista que durante a tarde a radiação solar apresenta normalmente seu valor máximo, a injeção direta de energia na rede tende a ter grande potencial de viabilidade econômica, principalmente se o cenário de tarifa branca possuir postos tarifários diferenciados durante o verão.

Com base nestas análises, será construído um padrão hipotético de tarifa branca para fins de simulação, adaptado ao consumo durante os quatro meses de horário de verão. O horário de ponta será considerado das 14h – 17h e 21h – 23h, o posto intermediário das 17h – 21h e o horário fora da ponta das 0h – 14h e 23h – 24h. As variações nas tarifas serão consideradas idênticas às variações do outro cenário, conforme exibido na Tabela 3. Dentro deste cenário, o sistema de armazenamento de energia terá necessidade de estocar menor volume de energia já que durante o dia, 31,25% (5/16) da energia gerada poderia ser injetada diretamente no posto tarifário mais elevado. Os custos com o armazenamento serão considerados portanto 31,25% inferiores.

Tabela 3 - Valores respectivos a implantação da tarifa branca durante o horário de verão.

Período de consumo		Variação em relação à tarifa convencional	Tarifa em 2013 com base na tarifa convencional de 0,35 R$/kWh	Tarifa em 2013 com base na tarifa convencional de 0,45 R$/kWh
Segunda-feira a sexta-feira, com exceção de feriados	0h às 14h 23h às 24h	-21%	0,2765 R$/kWh	0,3555 R$/kWh
	17h às 21h	+29%	0,4515 R$/kWh	0,5805 R$/kWh
	14h às 17h 21h às 23h	+105%	0,7175 R$/kWh	0,9225 R$/kWh
Finais de semana e feriados	0h às 24h	-21%	0,2765 R$/kWh	0,3555 R$/kWh

Fonte: elaborado pelo autor.

4.2 EVOLUÇÃO DO CUSTO DA ENERGIA ELÉTRICA

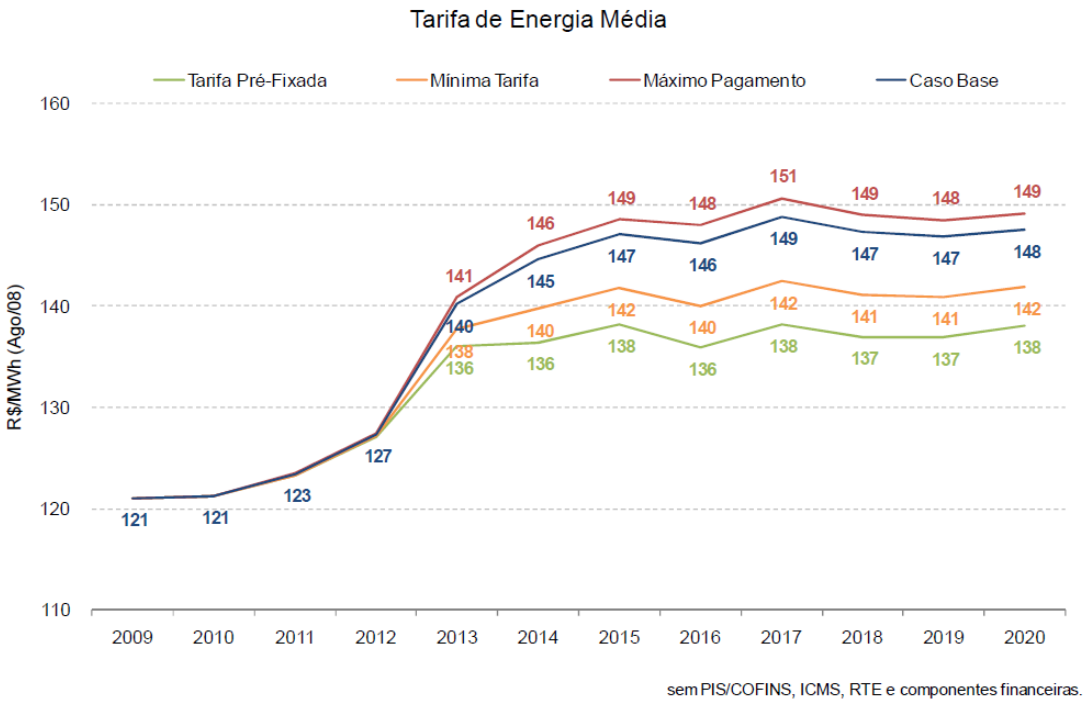
Conforme descrito na seção 2.4, o padrão de despacho de microgerações no Brasil não possibilita a venda de energia elétrica à rede, apenas a obtenção de créditos equivalentes a quantidade de energia injetada. Dentro desde padrão, a rentabilidade das microgerações está fortemente atrelada ao preço da energia elétrica paga pelo consumidor, visto que o retorno financeiro do microprodutor será dado pela economia no valor pago a distribuidora de energia a longo prazo.

Estes cenários são restritos apenas ao estudo de consumidores residenciais e pequenos produtores rurais, restringindo neste estudo o preço da energia elétrica às tarifas residenciais do mercado cativo. Em regiões rurais será assumido um desconto de 39% no valor da tarifa, de acordo com o valor proposto na Nota Técnica nº 29/2013 (ANEEL, 2013), para analisar se este desconto terá influência na atratividade de microgerações nestas regiões.

Dentro do estudo, também são levados em conta prováveis aumentos na tarifa da energia elétrica ao longo dos próximos anos. A matriz energética atual brasileira é estruturada em cima de uma sólida base de geração hidroelétrica, que possui baixos custos de operação comparada com outras fontes. O setor energético tem assistido forte inserção de fontes térmicas nos últimos anos, que possuem custo mais elevado em relação às usinas

hidroelétricas. A geração a partir de fontes hidráulicas sofrerá um aumento de 39% de 2012 até 2021, enquanto que a geração termelétrica aumentará de 47% em apenas dois anos (Plano Decenal), reforçando o aumento nas tarifas.

Figura 12 - Evolução da tarifa de energia elétrica no Brasil.



Fonte: VEIGA, 2009

O estudo realizado por (VEIGA, 2009), identifica diferentes cenários para a evolução do preço da energia elétrica, resultando em aumentos entre 1% e 2% ao ano, desconsiderando eventuais aumentos nas taxas de PIS/COFINS, ICMS, RTE sobre a tarifa de energia elétrica. Os diferentes cenários envolvem a inexistência de concessões (Caso Base), licitação por máximo pagamento (Máximo Pagamento), licitação por menor tarifa (Mínima Tarifa) e renovação com tarifa pré-fixada com valor próximo ao custo de operação (Tarifa Pré-Fixada), conforme mostrado na Figura 12.

Com base nestas premissas, serão assumidos três cenários de aumento médio da tarifa de energia elétrica, com elevações de 1,25%, 1,5% e 1,75% ao ano.

4.3 PREMISSAS PARA AS DIFERENTES FONTES DE MICROGERAÇÃO

Para cada fonte de microgeração analisada, são definidos dados sobre a operação, eficiência e modos de despacho. Além disso, a evolução dos custos de instalação e operação das

microgerações será levada em conta neste estudo, possibilitando a análise da viabilidade econômica atual e futura para cada tipo de fonte.

4.3.1 Painel solar fotovoltaico

A geração de energia a partir de células fotovoltaicas é diretamente proporcional a radiação solar incidente sobre o plano dos painéis. Neste estudo serão considerados painéis fixos e com inclinação igual à latitude do local, correspondendo à posição de máxima produção de energia ao longo do tempo para painéis fixos (EPE, 2012). Neste cenário de microgeração com painéis fotovoltaicos, foi escolhido como referência o painel policristalino JT235PCe de 235 W_p fabricado pela empresa chinesa Jetion Solar.

A variação na irradiação solar ao longo do ano é relativamente pequena, resultando em baixas oscilações na energia média produzida em cada estação. A geração de energia durante o inverno é reduzida em torno de 15% em comparação com a geração durante o verão (GNOATTO, et al, 2008). Tendo em vista esta pequena variação, será considerado um valor médio constante de fator de capacidade ao longo de todo ano para analisar a viabilidade econômica dos modelos.

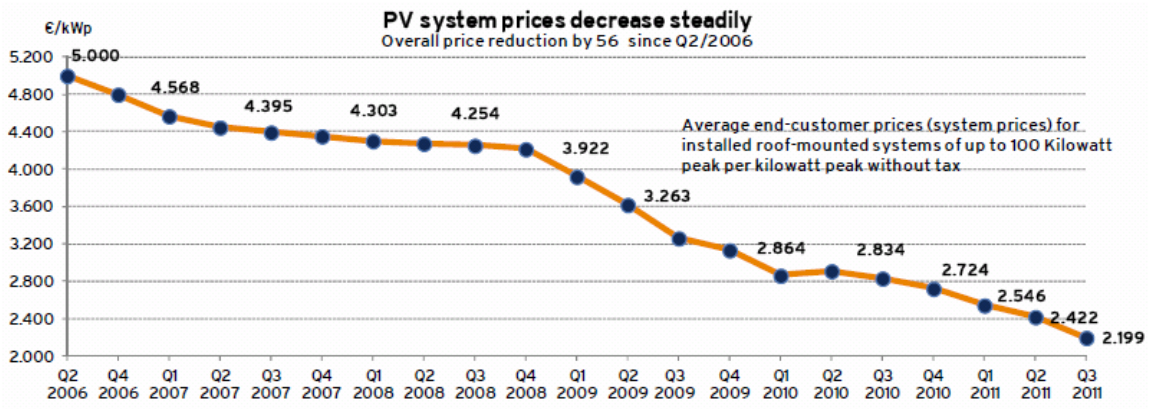
Segundo o vendedor dos painéis Jetion, a energia máxima que ele pode gerar durante um mês é 35 kWh em regiões com alto índice de radiação na região nordeste e 26 kWh em regiões com radiação equivalente a média da região sul, com fatores de capacidade de 20,6% e 15,3% respectivamente. O estudo levará em conta esses dois cenários de implantação, que serão nomeados de Região1 e Região2. A fim de definir um fator de capacidade médio para todo ano, é considerado 80% do fator de capacidade destes meses de maior geração possível. Isto resultará em fatores de capacidade médios de 16,48% na Região1 e 12,24% na Região2. É assumido um rendimento de 90% dos inversores.

O custo de investimento da produção a partir de energia solar fotovoltaica é dividido entre o custo dos painéis, inversores de linha, estruturas mecânicas de sustentação dos painéis, cabos e conexões além do custo de instalação. A principal parcela dos custos deste sistema, cerca de 60%, é proveniente do preço dos painéis fotovoltaicos, que ainda passam por desenvolvimento tecnológico e avanços em eficiência (EPE, 2012).

Enquanto que o preço do inversor e demais equipamentos de instalação tem se mantido relativamente estável, painéis solares fotovoltaicos vêm apresentando constate redução de preços conforme as tecnologias se consolidam e a produção alcança escalas maiores. A

evolução nos preços totais de instalação de sistemas fotovoltaicos sem armazenamento de energia sofreu redução de aproximadamente 8% entre 2006 e 2011 na Europa, conforme mostra a Figura 13. Para os próximos 25 anos será considerada uma taxa constante de 6% de redução nos custos totais ao ano, tendo em vista a futura consolidação da tecnologia.

Figura 13 - Evolução dos preços totais de instalação de painéis fotovoltaicos na Europa.



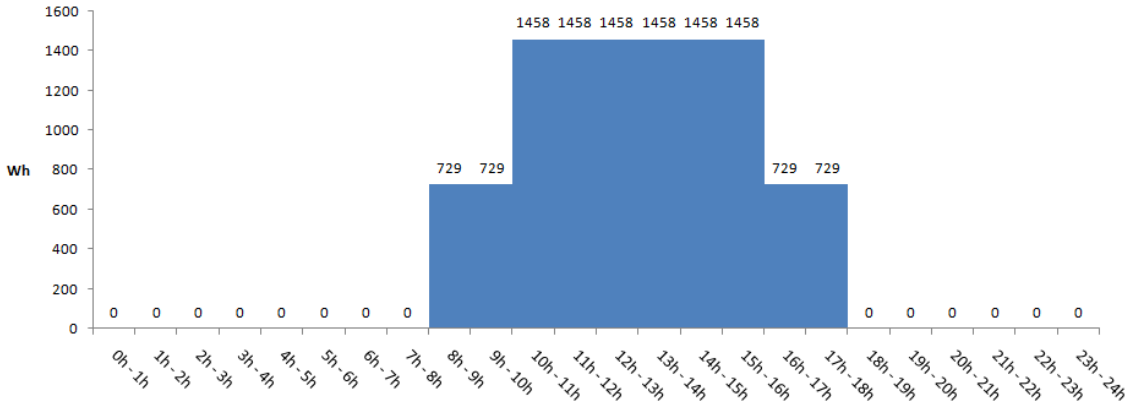
Fonte: EPE, 2012.

Para os custos atuais de instalação, será considerado como base o preço dos equipamentos comercializados pela empresa Neosolar Energia, segundo seu *website* (http://www.neosolar.com.br). O *kit* de 1880 W_p contendo 8 painéis policristalinos Jetion JT235PCe de 235 W_p, 8 micro-inversores de 260 W e 5 metros de cabo AC para conexão a rede é vendido por R$ 17.707,00. Este *kit* não inclui suportes mecânicos dos painéis, cabos auxiliares, disjuntores, serviços de instalação e transporte. Considerando o custo total com equipamentos igual a R$ 20.000,00 e custo com mão de obra e transporte de 10% deste valor, encontra-se o valor total de instalação de R$ 22.000,00 para a potência instalada de 1880W_p.

Considerando o custo de investimento diretamente proporcional a potência instalada, encontra-se um valor de 10,63 R$/W para os equipamentos e de 1,06 R$/W para a mão de obra na instalação. A potência total instalada deverá ser suficiente para gerar ao final de um mês a quantidade de energia média consumida pela residência, considerada igual a 350 kWh. Encontra-se portanto 2,93 kW_p na Região1 e 3,95 kW_p na Região2.

A manutenção dos painéis fotovoltaicos é relativamente baixa, consistindo basicamente na limpeza dos painéis a fim de não reduzir a sua eficiência, por isso nenhum valor de manutenção será considerado nos cálculos.

Figura 14 - Aproximação do despacho de energia dos painéis fotovoltaicos ao longo do dia.



Fonte: elaborado pelo autor.

Para a configuração de geração sem armazenamento, a produção será assumida restrita a um período médio de 10 horas por dia, iniciando às 8 horas e terminando às 18 horas. Dentro destas 10 horas, será considerada uma produção duas vezes maior dentro da faixa horária das 10 horas até 16 horas em comparação com os demais horários devido a maior incidência de radiação solar. O fator de capacidade global continua com os mesmos valores mencionados anteriormente, apenas a distribuição da geração foi alterada para ser mais fiel ao comportamento dos painéis fotovoltaicos ao longo do dia, conforme mostrado na Figura 14. Os fatores de capacidade adotados para cada faixa temporal são apresentados na Tabela 4, sendo a potência instalada adaptada para cada fator de capacidade de modo a produzir sempre a energia total de 350 kWh por mês.

Além do sistema de geração de energia com injeção direta na rede, pode-se adequar o sistema para que a energia produzida durante um período tarifário seja injetada na rede em outro período com o auxílio de um sistema de armazenamento de energia, devido às diferenças tarifárias introduzidas com a tarifa branca. Desta maneira, a energia produzida durante o dia pode ser estocada para injeção na rede em horário de ponta, que possui uma tarifa superior, compensando o consumo de energia nesse período. Conforme calculado anteriormente com base na curva de carga no subsistema nordeste, cerca de 20% do consumo de energia elétrica está concentrado no horário de ponta.

Tabela 4 - Fatores de capacidade para diferentes horários de produção.

Região	Horário de produção	Fator de capacidade médio
Região1	8h às 10h 15h às 18h	19,85%
	10h às 15h	79,43%
Região2	8h às 10h 15h às 18h	14,75%
	10h às 15h	59%

Fonte: elaborado pela autor.

Neste estudo, os sistemas de armazenamento serão constituídos de baterias de chumbo-ácido por apresentarem atualmente melhor relação armazenamento por custo (DIAS JR., 2008). Uma bateria chumbo-ácido de 12 V com 165 Ah é comercializada por R$ 710,00 pela empresa Neosolar Energia. O sistema de armazenamento deverá ser capaz de armazenar 20% da energia consumida durante o dia para possibilitar a injeção na faixa de horário com tarifa mais cara situada entre 18h e 21h, quando a radiação solar não possibilita mais a geração de grandes volumes de energia.

Uma característica importante das baterias é a sua profundidade de descarga ou DOD (*Depth of Discharge*), que expressa a quantidade de energia, em porcentagem da capacidade total, que poderá ser extraída durante cada ciclo de operação da bateria. Considerando que as baterias utilizadas devem ter uma profundidade máxima de descarga de 20% para manter a vida útil indicada pelo fabricante, serão necessárias cerca de 5 baterias de 165 Ah, resultando em um custo total de R$4.184,00. Para que a profundidade de carga seja controlada e a vida útil da bateria seja alcançada, o uso de controladores de carga se faz necessário acoplados entre os painéis e as baterias, elevando o custo total do sistema de armazenamento para R$4.444,00. A vida útil dos controladores de carga será considerada igual a dos painéis.

No sistema com armazenamento, o dimensionamento da potência dos painéis FV será reduzido para apenas 20% da potência instalada no sistema sem armazenamento, de modo que apenas seja gerada e estocada a energia injetada no período de ponta. Isso resulta em um custo de R$ 4.400,00 relativo ao investimento na compra e instalação dos painéis FV.

Este tipo de bateria possui uma tecnologia bastante consolidada e utilizada em vários segmentos, porém o interesse intensificado por carros elétricos e a crescente necessidade por equipamentos portáteis tende a acelerar rapidamente o volume de energia estocada em diferentes tipos de baterias, reduzindo os custos por kWh. Para fins de estudo, será considerada uma taxa otimista de redução de 10% ao ano nos custos com baterias. A vida útil das baterias é outro fator que deve ser levado em conta, sendo que a bateria passará por cargas e descargas de energia durante os 5 dias úteis da semana. A bateria de chumbo-ácido possui uma vida útil de apenas 4 anos segundo o fabricante, por isso será considerado um valor de manutenção anual correspondente a ¼ do valor total do banco de baterias para futuras reposições.

4.3.2 Microturbina eólica

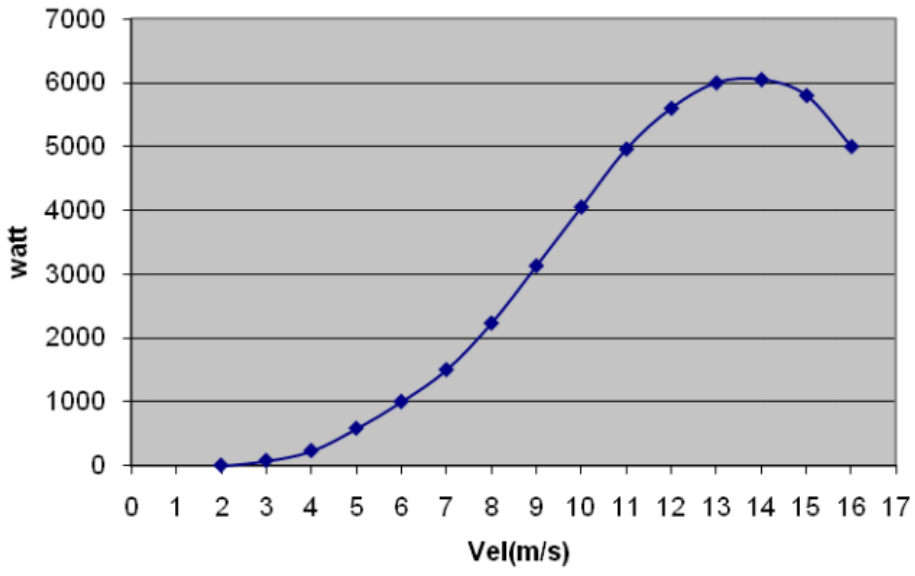
O dimensionamento da potência instalada da microturbina eólica neste estudo segue o mesmo princípio visto nos painéis solares de modo a produzir sempre a mesma energia ao final do mês, porém agora o fator de capacidade possui grandes variações devido ao comportamento do vento. A velocidade média do vento sofre grandes alterações dentro do território brasileiro além do fato de que no caso da microgeração, as microturbinas podem ser posicionadas dentro de ambientes urbanos sujeitos a diferentes formas de obstáculos e atenuações, necessitando um estudo detalhado para cada local de interesse. Como o objetivo do trabalho é analisar o avanço das microgerações de uma forma global, não serão analisados locais específicos de implantação com estudos detalhados.

Nesse estudo serão estipulados três valores de fator de capacidade de modo a analisar o impacto de cada um. Considerando o fator de capacidade médio de parques de geração de grande porte em regiões de alto potencial eólico igual a 30% no Brasil, irá se utilizar neste estudo de microgeração valores de 20%, 10% e 5% como fatores de capacidade devido às condições inferiores de eficiência em ambientes urbanos.

A microturbina usada neste estudo é a VERNE 555 fabricada pela empresa brasileira Enersud, estabelecida na cidade de Maricá-RJ. Com base na curva de potência fornecida pelo fabricante (Figura 15), as velocidades médias dos ventos nos três cenários de fator de capacidade devem ser próximas a 8 m/s, 5 m/s e 4 m/s respectivamente. O fator de potência da microturbina eólica será considerado unitário. O custo total do *kit* contendo a microturbina VERNE 555, inversores, torre e componentes acessórios gira em torno de R$ 40.000,00, sem eventuais taxas de transporte. Somando os custos de mão de obra na instalação e transporte, o

conjunto será estimando em R$ 45.000,00 resultando num custo de 7,5 R$/$W_{inst}$ para sistemas sem armazenamento de energia. Tendo em vista a possível expansão da microgeração e a existência de fabricante de microturbinas no Brasil, será assumida uma redução de 5% ao ano nos custos totais da microgeração eólica.

Figura 15 - Curva de potência da microturbina eólica Verne 555.



Fonte: ENERSUD, 2013.

A energia eólica, assim como a solar, é intermitente e um sistema de armazenamento de energia pode ser implementado a fim de estocar energia durante horários fora da ponta e injetá-la na rede em horários de ponta. Os custos com o sistema de armazenamento serão considerados idênticos ao sistema usado nos painéis fotovoltaicos, com base em baterias chumbo-ácido de 12 V com capacidade de 165 Ah.

4.3.3 Microturbinas a gás

Como terceira opção de fonte de energia nesse estudo, serão consideradas microturbinas a gás. Os combustíveis utilizados no estudo são o gás natural canalizado disponível em grandes centros urbanos e o biogás em ambientes rurais, produzido a partir da decomposição anaeróbica de matéria orgânica proveniente dos dejetos da pecuária. Tendo em vista a diferença entre os poderes caloríficos do gás natural e biogás, o consumo dos dois combustíveis será ajustado de modo que as microturbinas recebam a mesma taxa de energia total. O gás natural canalizado possui poder calorífico de 39,34 MJ/m³ (COMGAS, 2013), enquanto que o biogás proveniente dos biodigestores alimentados com dejetos orgânicos

apresenta poder calorífico variável em torno de 23 MJ/m³. Cabe ressaltar que o biogás pode ser obtido também a partir de outras fontes como resíduos orgânicos urbanos em aterros sanitários, sendo que o biogás produzido a partir desta fonte possui menor concentração de metano resultando em um poder calorífico inferior, em torno de 16 MJ/m³ (ZANETTE, 2009).

O custo do sistema de microturbina com gerador apresenta variações na bibliografia estudada, sendo estimado igual a 2.500 R$/kW em 2007 para uma microturbina Elliott (LARA, SILVA, ARAÚJO, MOREIRA, NISHIMURA, TORRES, MINARI, 2007) e de 3.600 R$/kW em 2004 para uma microturbina Capstone (F. DA COSTA, 2006). Considerando que tais diferenças sejam resultado de uma redução nos custos devido ao aumento de demanda por microgerações em todo o mundo, neste estudo será considerado um custo atual de equipamentos igual a 2.000 R$/kW. Esta estimativa resultaria no custo unitário de R$ 60.000,00 para uma microturbina de 30 kW, condizente com os valores encontrados no mercado atualmente. Custos com mão de obra serão considerados 10% do total investido com equipamentos, resultando em um custo total de 2.200 R$/kW. Este valor das microturbinas será considerado constante tanto para o uso de gás natural quanto para o uso de biogás, variando apenas o consumo de cada combustível. Tendo em vista que a tecnologia das microturbinas a gás está mais consolidada que a de painéis fotovoltaicos e microtubinas eólicas, será considerada uma maior estabilização nos custos de investimento para os próximos anos, com uma taxa de redução de 2% ao ano, devido principalmente a possibilidade de uma demanda crescente por instalações de microgerações no Brasil, elevando as escalas de produção dos equipamentos e consequentemente rebaixando os preços aos consumidores. A vida útil do sistema será considerada igual a 25 anos.

Na configuração utilizando gás natural como combustível, será considerado que a microturbina opere apenas nos horários de maior tarifa, de modo que a energia seja injetada nos postos tarifários mais caros a fim de elevar a rentabilidade do empreendimento sem necessitar longos períodos de operação que resultariam em custos elevados de manutenção. Desta forma, a operação da turbina será considerada inicialmente durante uma faixa de 3 horas por dia. Os custos com manutenção das microturbinas, ao contrário das demais fontes de geração, possuem peso importante no fluxo de caixa e rentabilidade do sistema. Para estimar o custo anual de manutenção foi utilizado como base os valores encontrados para microturbinas Capstone de 30 kW. Ao longo de 40.000 horas de operação, a microturbina

requer investimentos totais de manutenção no valor de aproximadamente R$ 32.000,00 (F. DA COSTA, 2006), resultando em um valor médio de 0,80 R$/hora de operação.

Para que a produção de eletricidade durante cinco dias da semana nas tarifas mais elevadas alcance o consumo médio de 350 kWh mensal das residências usadas como padrão no estudo, será necessário uma microturbina com potência de 5,3 kW, com um custo total de R$ 11.700,00. O fator de potência do gerador será considerado unitário. O consumo médio de gás natural e biogás da microturbina será considerado diretamente proporcional a potência de energia elétrica produzida, levando-se em conta o ajuste no consumo devido a diferenças entre os poderes caloríficos dos dois combustíveis, conforme citado anteriormente. Para uma microturbina de 100 kW, o consumo nominal de gás natural é de 39 m³/h (LARA, SILVA, ARAÚJO, MOREIRA, NISHIMURA, TORRES, MINARI, 2007), enquanto que uma microturbina de 30 kW a biogás consume 20 m³/h. Nota-se portanto que a hipótese de proporcionalidade entre consumo, potência e poder calorífico é válida, alcançando valores muito próximos dos encontrados nas referências bibliográficas.

O preço médio do gás natural canalizado neste estudo será considerado igual aos valores de venda praticados no Rio Grande do Sul para consumo mensal entre 121 e 240 m³, resultando em 2,90 R$/m³ segundo a distribuidora Sulgás.. Segundo previsões do DOE (Departamento de Energia dos Estados Unidos), o preço do gás natural poderia aumentar até 54% até 2018, resultando em aumentos médios de 7,5% ao ano. Considerando um cenário intermediário, será considerado um aumento de 5% ao ano no preço do gás natural.

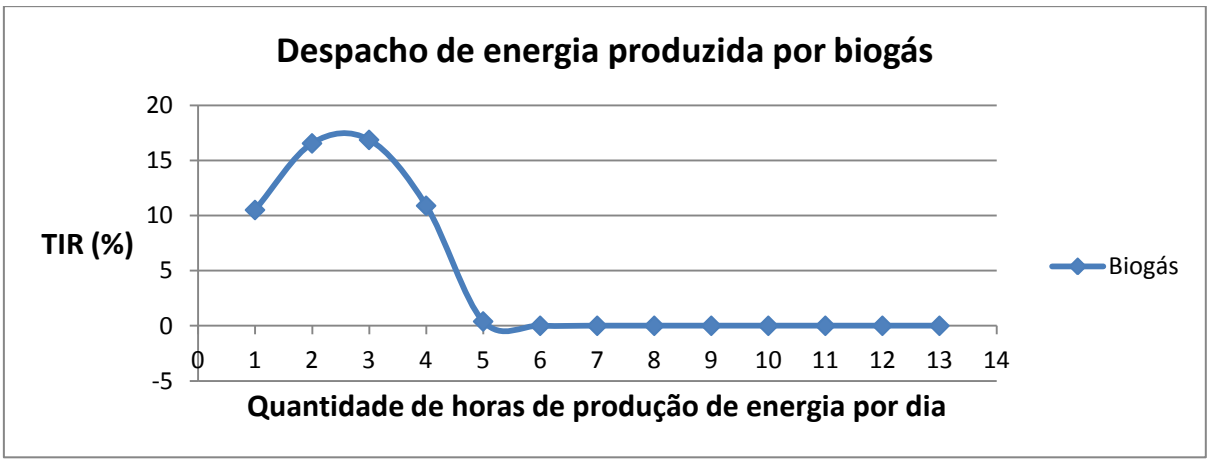
O cenário de utilização de biogás para alimentar a microturbina será baseado em uma propriedade rural de suinocultura, contendo 600 suínos na fase de crescimento e terminação. Todos os dejetos orgânicos da cultura são raspados a seco diariamente de modo a aumentar a densidade dos mesmos, evitando gastos extras com consumo de água e garantindo boa eficiência de produção de biogás. A produção de biogás neste cenário gira em torno de 60 a 90 m³ por mês (EMBRAPA, 2006). O valor intermediário de 75 m³/mês será considerado como constante ao longo do ano para fins de estudo.

O biodigestor será considerado de baixo custo, sendo a câmara de biomassa escavada no chão e revestida por vinimanta de PVC de 0,8 mm de espessura e a cobertura feita com o mesmo material, mas com 1 mm de espessura (EMBRAPA, 2006). O custo estimado do biodigestor é de R$ 5.500,00 (G. DE QUADROS, M. OLIVIER, REGIS, VALLADARES, 2009) sendo a

manta de PVC responsável por 60% dos custos. Os custos de manutenção do biodigestor não são considerados significativos (ESPERANCINI, COLEN, BUENO, PIMENTEL, SIMON, 2007), por isso não será considerado nos cálculos valores adicionais de manutenção.

Diferentemente do caso do gás natural que tem disponibilidade constante, o biogás produzido por esta propriedade rural é limitado e cabe por isso uma análise a fim de otimizar a rentabilidade econômica a partir da estratégia de despacho de energia. Para esta análise, a manutenção anual será considerada proporcional ao período de funcionamento do conjunto microturbina-gerador e o despacho da energia será realizado preferencialmente dentro dos períodos com tarifa mais elevada. Por exemplo, no caso da microturbina operar durante 3 horas por dia, a geração seria alocada no período entre 18h e 21h. No caso da produção de eletricidade durante 6 horas ao dia, a microturbina operaria durante as 3 horas de tarifa mais elevada, 2 horas na tarifa intermediária e 1 hora na tarifa inferior. O custo de instalação do biodigestor não será levado em conta, tendo em vista que ele será constante para qualquer estratégia de despacho.

Figura 16 - Rentabilidade atual de diferentes estratégias de despacho da geração com biogás.



Fonte: elaborado pelo autor.

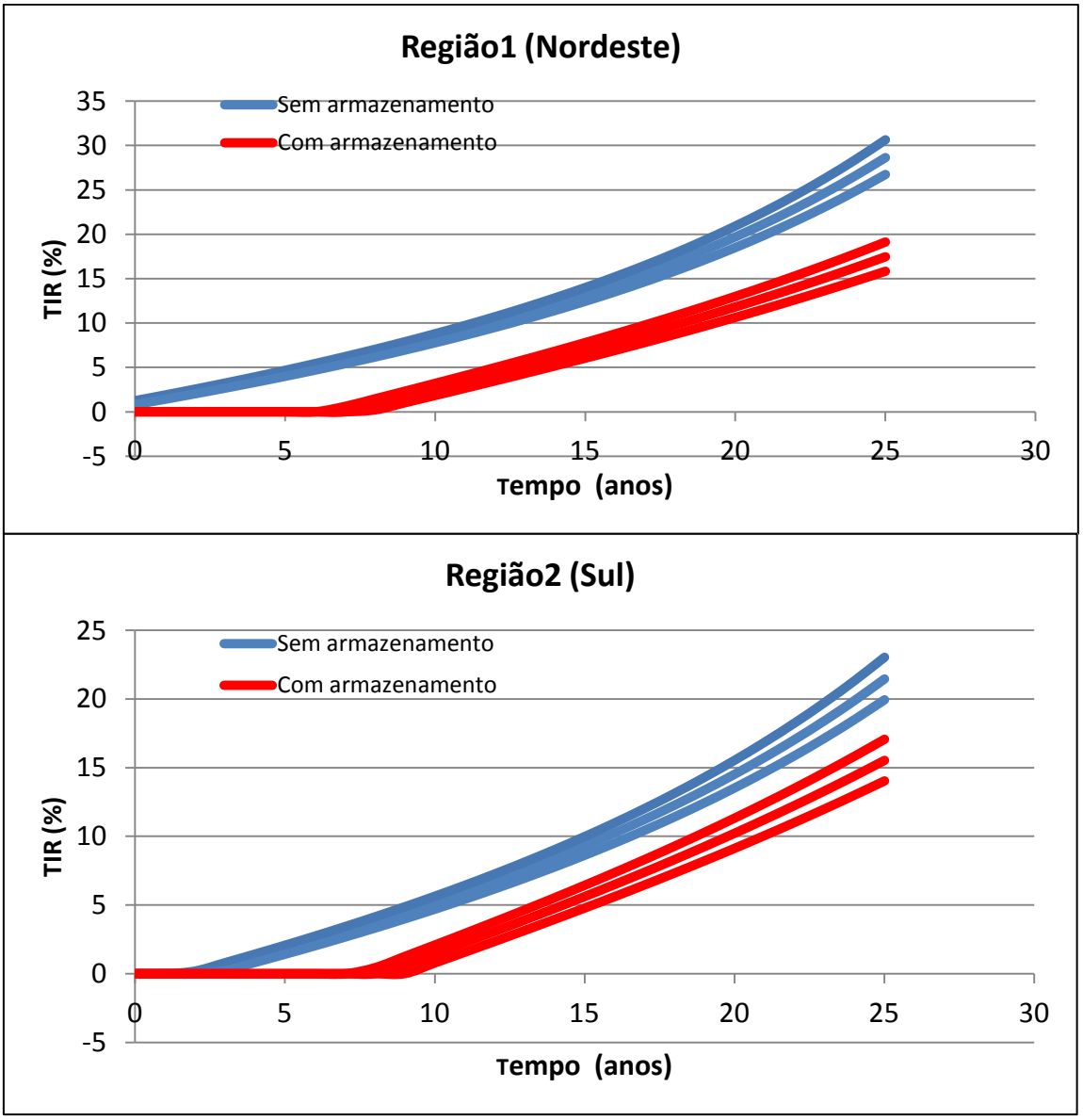
No resultado exibido na Figura 16, nota-se que o despacho ótimo para aumentar a rentabilidade é realizado dentro das três horas de maior tarifa, compreendida entre as 18h e 21h. Para que todo o biogás produzido durante um mês seja consumido neste padrão de despacho, será necessário um sistema microturbina-gerador de 1,70 kW resultando em um custo unitário de aproximadamente R$ 7.800,00. Já levando-se em conta o ajuste do poder calorífico do biogás em relação ao gás natural (0,58:1), o consumo médio será de 1,13 m³/h.

4.4 RESULTADOS

4.4.1 Painéis fotovoltaicos

Em um primeiro momento será analisada a viabilidade econômica do sistema de armazenamento associado aos painéis fotovoltaicos, ajustando o valor da tarifa para o valor mediano (0,35 R$/kWh) e simulando incrementos anuais de tarifa de 1,25%, 1,5% e 1,75%. O padrão de tarifa branca normal será analisado primeiramente a fim de criar um cenário otimista para o sistema de armazenamento, devido ao afastamento maior entre os horários de geração e o horário de ponta.

Figura 17 - Rentabilidade do sistema fotovoltaico em dois cenários com tarifa branca normal.



Fonte: elaborado pelo autor.

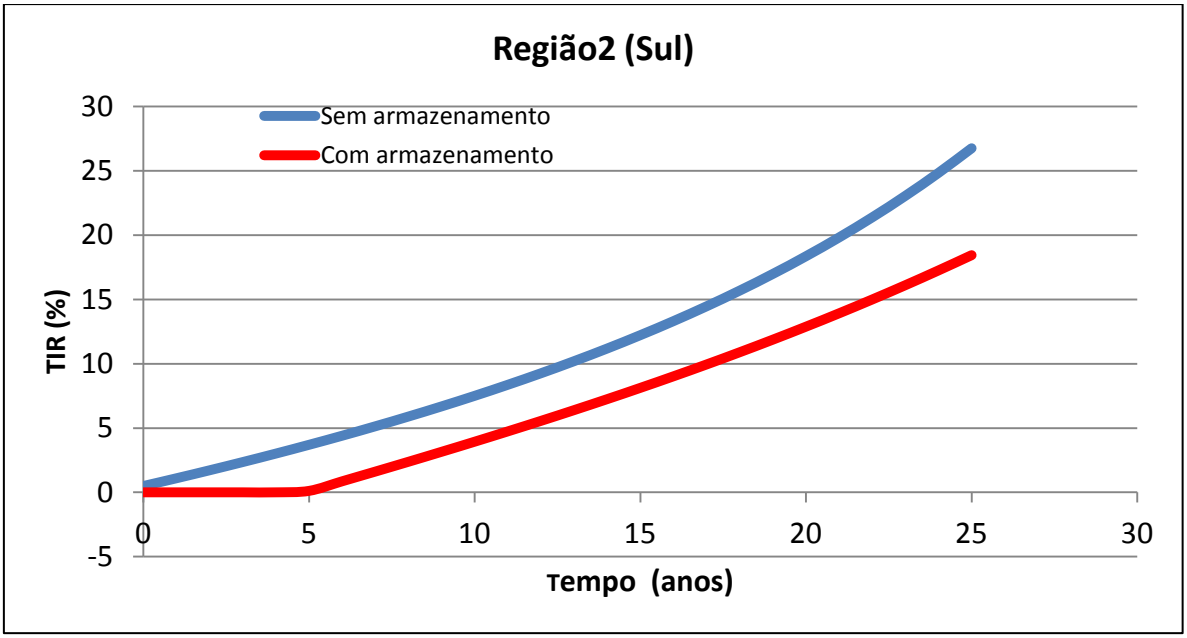
Com base nos resultados exibidos na Figura 17, precebe-se que o sistema de armazenamento se tornará rentável apenas no horizonte de 10 anos. Em comparação com o sistema sem armazenamento, o estudo mostra que ele não apresenta vantagens econômicas nem mesmo com a elevação das tarifas de energia elétrica e o modelo de tarifa branca.

A principal razão para a desvantagem está relacionada ao custo e vida útil das baterias, que tornam os custos de substituição dos bancos de baterias muito onerosos frente ao benefício obtido. Nem mesmo considerando uma taxa de 10% de redução ao ano no custo das baterias tornaria o investimento rentável economicamente em relação ao modelo sem armazenamento.

Em relação ao cenário da Região1, o sistema de armazenamento da Região2 apresentou leve melhoria na rentabilidade comparada ao modelo da Região1. Isso leva a indicar que a implementação de sistemas de armazenamento possui um impacto econômico mais relevante em sistemas que possuem baixo fator de capacidade, ou seja, em regiões com menores índices de radiação solar, onde menores volumes de energia são gerados. O investimento inicial na Região2 será maior que o da Região1, fazendo com que o acréscimo dos custos do sistema de armazenamento se torne proporcionalmente menor na Região2. Desse modo, a razão entre o aumento na rentabilidade e a variação no investimento inicial após a adição do sistema de armazenamento será superior em regiões com baixo fator de capacidade.

Repetindo-se a análise anterior, porém agora baseado no cenário com tarifa branca hipotética adaptada ao horário de verão na região sul, encontram-se os resultados exibidos na Figura 18. Mesmo com custos de implantação menor devido a menor energia estocada durante o dia, o sistema de armazenamento acaba não se tornando tão interessante devido a possibilidade neste cenário de injetar diretamente a energia produzida durante as tardes em um posto tarifário elevado. Em comparação com o cenário anterior, esta tarifa branca adaptada ao horário de verão apresentaria incentivos a geração de energia elétrica a partir de paineis FV, uma vez que durante este período a TIR resultante do investimento apresentou elevação de 1,9 ponto percentual para valores atuais de tarifa.

Figura 18 - Rentabilidade do sistema fotovoltaico em cenário com tarifa branca para horário de verão.

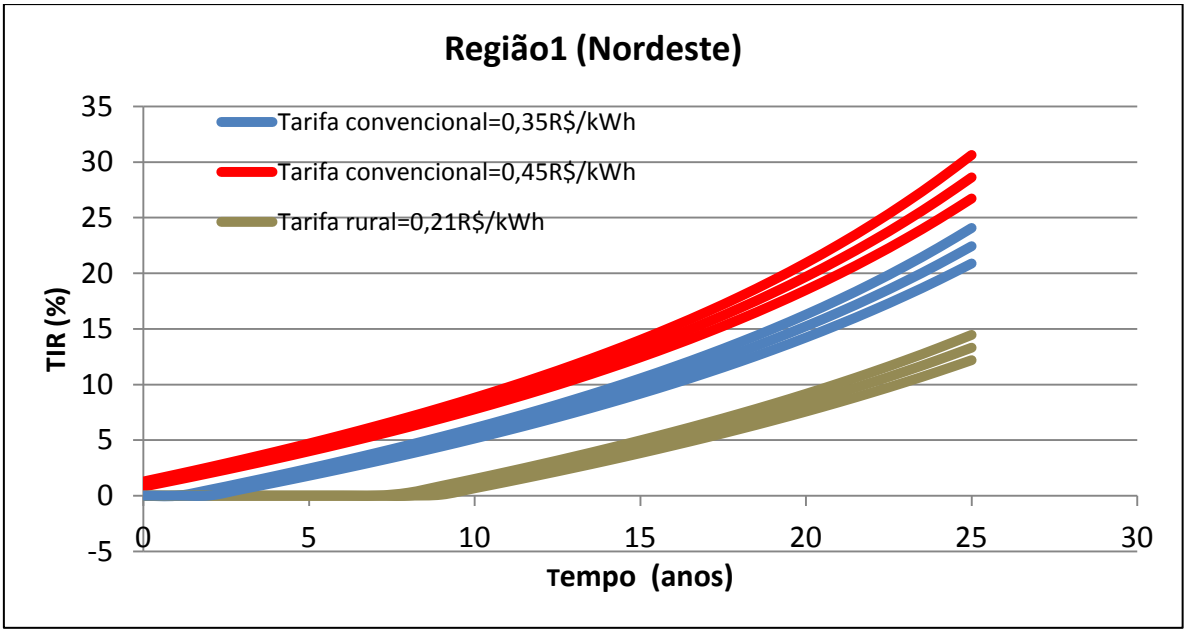


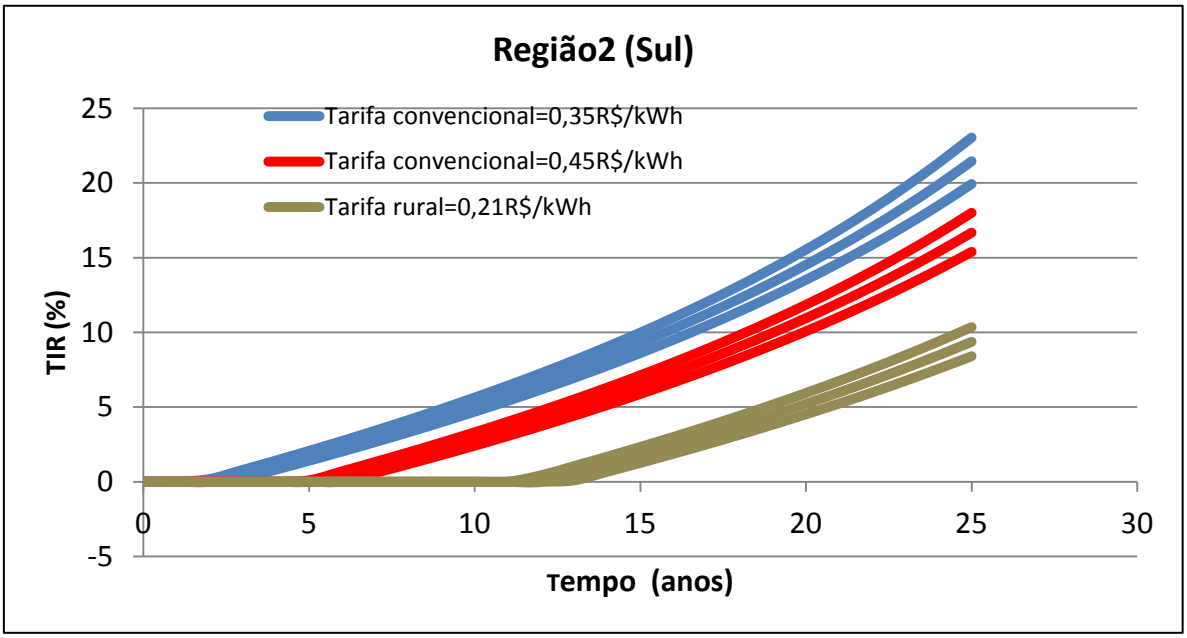
Fonte: elaborado pelo autor.

Até agora foram apresentados os resultados baseados em uma tarifa mediana de 0,35R$/kWh. A fim de analisar a influência de outros valores de tarifa com as diferentes taxas de aumento na viabilidade dos panéis FV, será selecionado o cenário de injeção direta de energia na rede, sem sistema de armazenamento, nas Regiões 1 e 2.

Nota-se a partir dos resultados presentes na Figura 19 que as diferenças nas taxas de aumento da tarifa elétrica usadas no estudo não causam grandes impactos na rentabilidade do sistema a curto prazo. Naturalmente, as variações se tornam mais importantes para investimentos futuros, quando a TIR chega a oscilar em torno de 10% entre a maior e menor taxa de elevação. Além disso, os valores das tarifas oscilam dentro do país e este fato tem impacto direto sobre a rentabilidade da microgeração. Os resultados encontrados mostram que ao utilizar uma tarifa urbana 28,57% mais cara, encontrada em alguns estados brasileiros, a taxa de rentabilidade cresce acima de 32%, considerando a mesma eficiência e custos do sistema FV, ou seja, a rentabilidade das microgerações tende a crescer acima da variação da tarifa de energia.

Figura 19 - Evolução da rentabilidade de painéis FV conectados diretamente a rede, com tarifa branca normal.





Fonte: elaborado pelo autor.

Para o cenário de microgeração dentro da zona rural, onde a tarifa possui desconto de 39%, o resultado é menos otimista. Considerando a evolução constante da tarifa elétrica deste estudo, seria necessário esperar cerca de 8 anos para obter a mesma rentabilidade da microgeração encontrada em ambientes urbanos.

De um modo geral, a futura elevação da tarifa elétrica associada ao cenário de redução nos custos dos painéis fotovoltaicos cria uma situação muito vantajosa para implantação de

microgerações a partir dos próximos anos, em ambas regiões estudadas. Além das vantagens para o sistema de distribuição de energia e dos benefícios da injeção de energia limpa na rede, os rendimentos possíveis de serem alcançados são interessantes em um futuro próximo. Para fins comparativos, a caderneta de poupança, um dos investimentos mais tradicionais e populares no país apesar da baixa rentabilidade, apresenta atualmente uma rentabilidade anual entre 6% e 7%.

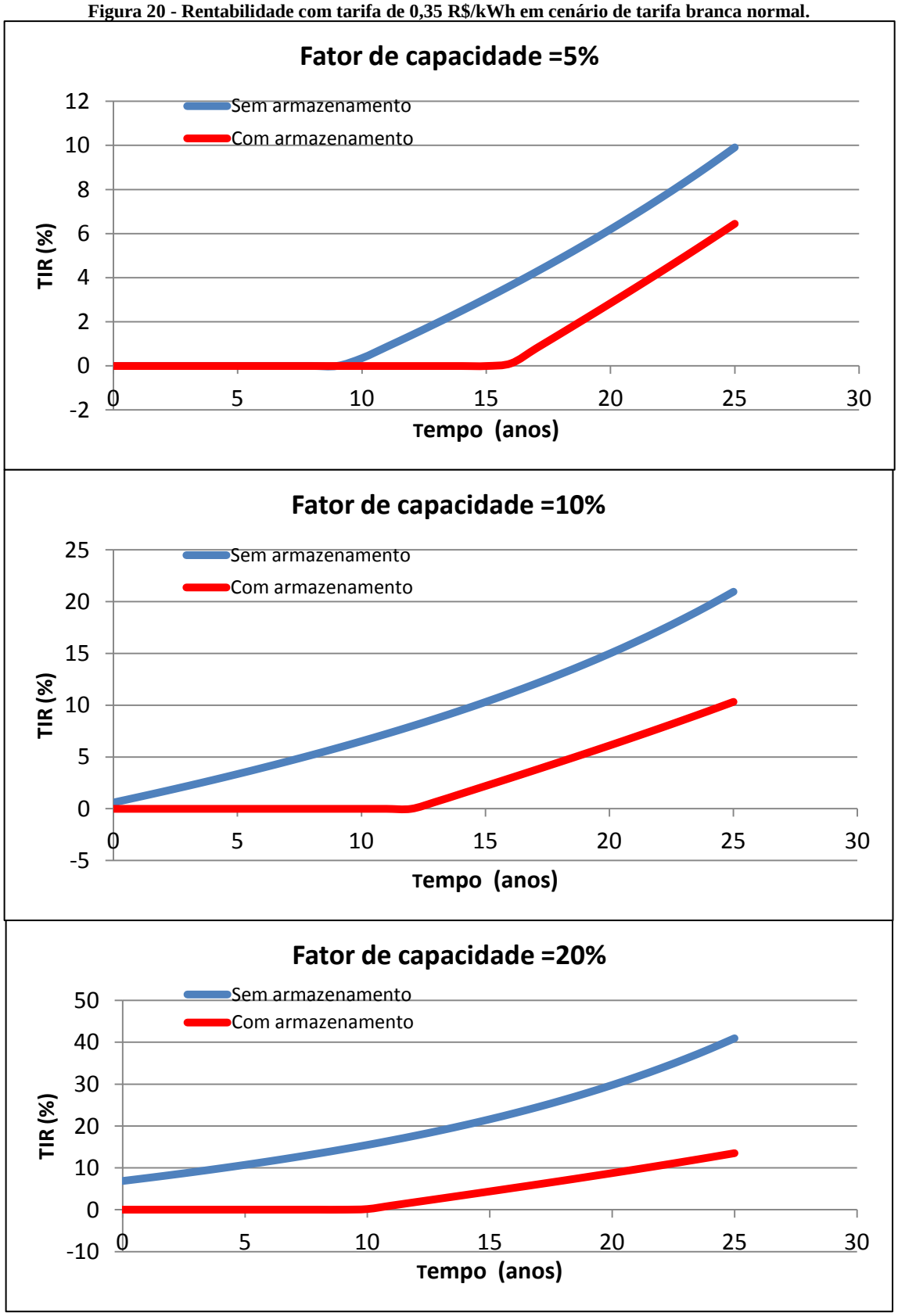
4.4.2 Microturbina eólica

Assim como realizado no caso dos painéis FV, verifica-se primeiramente a viabilidade do sistema armazenador de energia em conjunto com uma microturbina eólica. Para isso, foi considerado o modelo de tarifa branca normal com valor convencional de 0,35 R$/kWh para três diferentes cenários de fator de capacidade. Com base nos resultados exibidos na Figura 20, nota-se que os sistemas de armazenamento possuem um interesse econômico crescente em condições de baixo fator de capacidade, estocando energia produzida esparsamente durante o dia e injetando-a no horário de ponta. No entanto, nem mesmo no cenário com fator de capacidade de apenas 5% o sistema de armazenamento se torna mais interessante economicamente que o sistema de injeção direta de energia na rede.

Para o fator de capacidade de 10%, a introdução do armazenamento se tornaria viável apenas em 12 anos com redução anual de 10% nos seus custos, enquanto que o sistema de injeção direta já possui atualmente um *payback* dentro do período de vida útil da microturbina. Para um fator de capacidade de 20%, o sistema de armazenamento não se mostra viável dentro do cenário construído. Nem mesmo no cenário mais otimista para a inserção de sistemas de armazenamento, com tarifa de 0,45 R$/kWh e elevação de 1,75% ao ano tornaria esse sistema vantajoso. Conforme comentado anteriormente neste trabalho, fatores de capacidade acima de 10% seriam muito difíceis de serem encontrados em ambientes urbanos, necessitando condições favoráveis de edificações vizinhas e relevo.

De forma equivalente aos painéis FV, o desconto na tarifa para consumidores rurais reduz drasticamente o interesse por microgerações nessas regiões. Dentro do cenário desenvolvido, a microgeração eólica em ambientes rurais se tornaria viável apenas no horizonte de 2025.

Figura 20 - Rentabilidade com tarifa de 0,35 R$/kWh em cenário de tarifa branca normal.



Fonte: elaborado pelo autor.

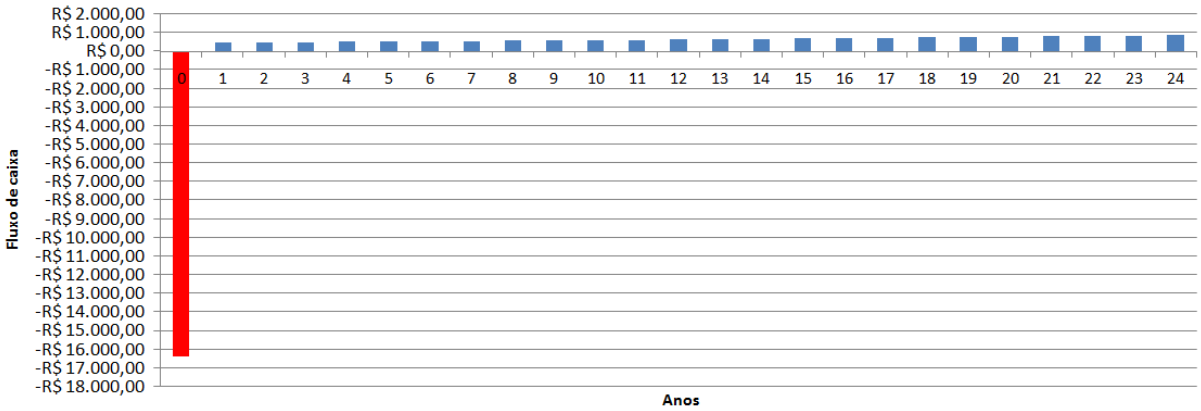
4.4.3 Microturbinas a gás

O primeiro combustível estudado para alimentar as microturbinas a gás foi o gás natural canalizado. Durante o estudo percebeu-se que os custos de operação oriundos do valor pago pelo m³ do gás natural se tornam bastante altos comparados com a lucratividade dos créditos de energia obtidos. A fim de analisar o fluxo de caixa do sistema, foi definido inicialmente um cenário bastante otimista com a tarifa base de 0,45 R$/kWh para definir os postos tarifários e uma elevação anual da tarifa de 1,75%. Além disso, foi estudado o método de despacho de forma a otimizar o rendimento econômico. Considerando os gastos com manutenção da microturbina proporcionais ao número de horas de operação e o despacho preferencial em postos tarifários mais elevados, encontra-se uma estratégia ótima de 3 horas de operação ao dia, igual ao valor encontrado para a microturbina a biogás.

Analisando o fluxo de caixa para o investimento em 2013 da Figura 21, percebe-se que mesmo desconsiderando a valorização monetária, o *payback* simples do investimento é maior do que a vida útil estimada de 25 anos para a microturbina.

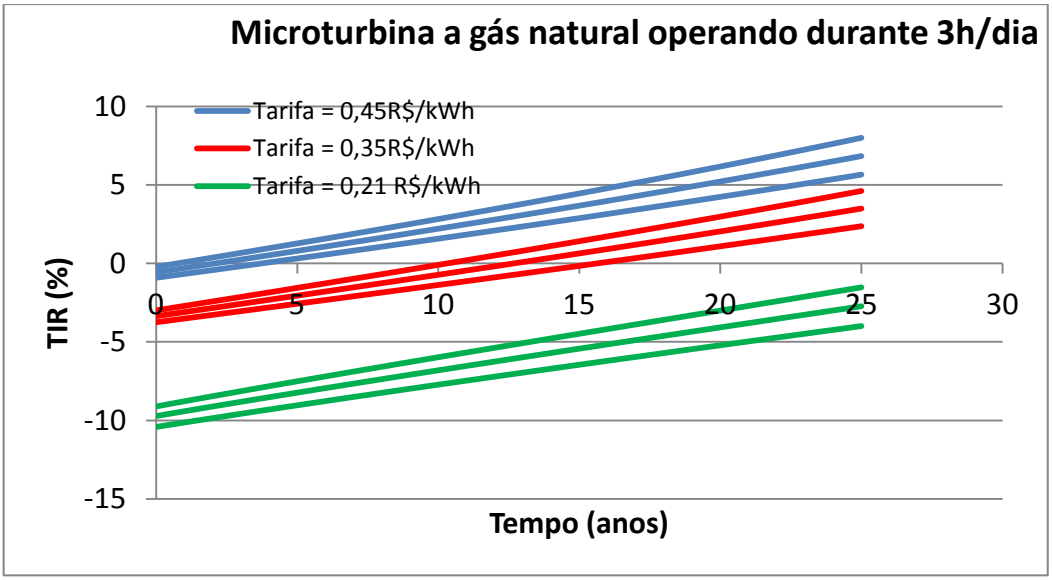
Expandindo o estudo e analisando o efeito a longo prazo, é possível de verificar pela Figura 22 que a rentabilidade da microturbina alimentada com gás natural é relativamente pequena e não se eleva consideravelmente com o tempo. Isso se deve principalmente as previsões utilizadas de aumento do preço do gás natural nos próximos anos e aos valores com manutenção da microturbina.

Figura 21 - Fluxo de caixa do sistema de microturbina a gás natural.



Fonte: elaborado pelo autor.

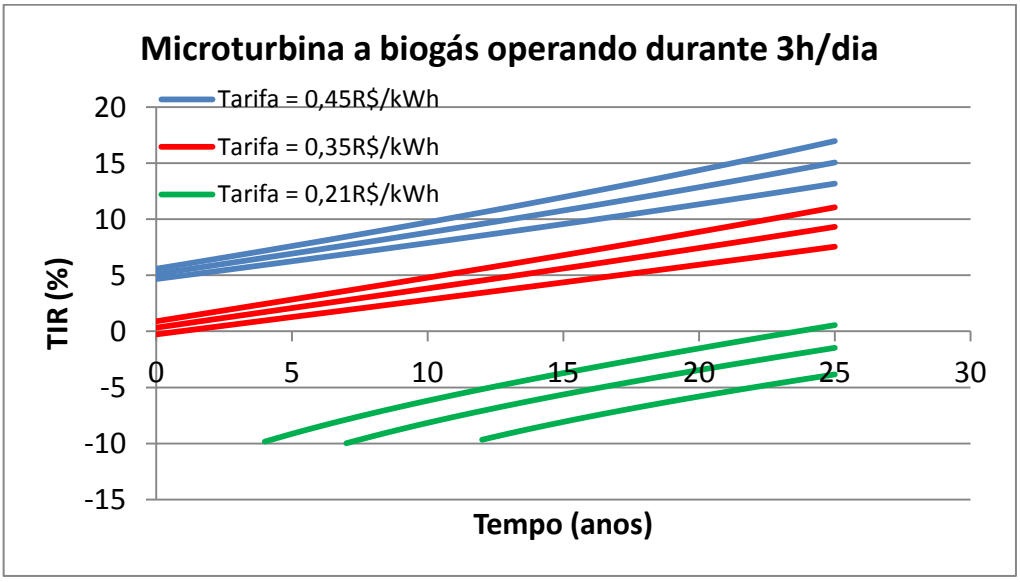
Figura 22 - Evolução da rentabilidade de microturbina a gás natural em 3 diferentes cenários de tarifa.



Fonte: elaborado pelo autor.

O uso de biogás como combustível da microturbina traria vantagens teóricas em relação ao uso de gás natural, pelo fato de que o seu custo de produção é baixo em ambientes propícios como na pecuária. Levando-se em conta o cenário definido de produção média de 75 m³ de biogás por mês a partir dos dejetos da criação de 600 suínos, a rentabilidade calculada do sistema apresenta vantagens significativas em relação ao gás natural, conforme mostra a Figura 23.

Figura 23 - Evolução da rentabilidade de microturbina a biogás em 3 diferentes cenários de tarifa.



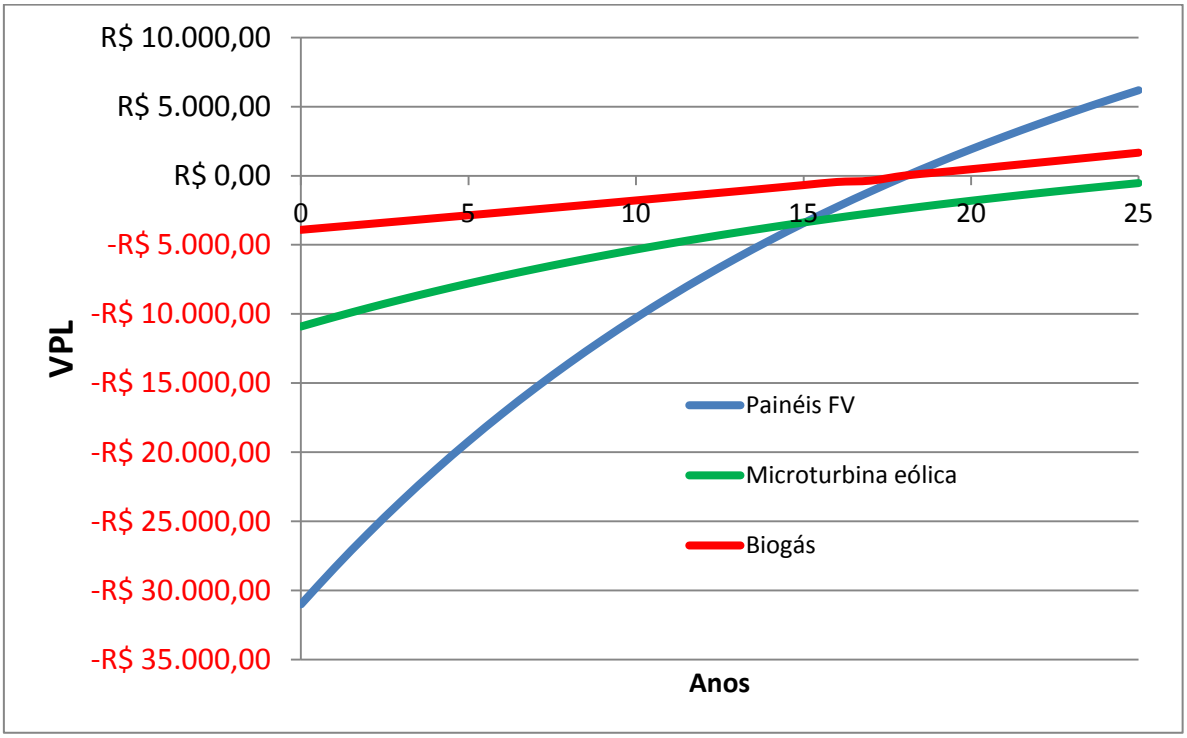
Fonte: elaborado pelo autor.

Novamente o desconto na tarifa de energia elétrica em zonas rurais prejudicaria o avanço destes empreendimentos, devido ao fato de que a maioria das unidades produtoras de biogás a partir da pecuária está localizada em regiões afastadas dos centros urbanos. Nesta situação o projeto não se tornaria viável nem com o passar dos próximos 25 anos para a tarifa com desconto deste cenário. Já nas regiões sem desconto na tarifa a rentabilidade atual do investimento é alta em comparação com as outras fontes e tende a crescer nos próximos anos com o aumento das tarifas.

Além da geração de energia elétrica, o uso do biogás como fonte térmica de climatização apresenta forte concorrência ao modelo estudado. Especialmente na criação de aves, é necessário o uso de combustíveis para climatizar o ambiente dos galpões e o biogás pode ser empregado para este fim (EMBRAPA, 2006). Com base nesta alternativa de uso, a geração de eletricidade se tornará mais rentável conforme os preços de energia elétrica se elevarem e compensarem os gastos com combustíveis externos para aquecimento.

Empregando-se o VPL pode-se realizar a comparação das rentabilidades dos painéis FV, microturbinas eólicas e microturbinas a biogás. Foi considerada uma taxa de juros igual a 12% ao ano para as três fontes de geração, resultando nos valores exibidos na Figura 24.

Figura 24. Valor presente líquido dos empreendimentos para os próximos 25 anos



4.5 CONCLUSÕES

Com base nos cenários desenvolvidos no estudo, a microgeração com injeção direta de energia a partir de painéis FV pode se tornar economicamente viável em regiões brasileiras com alta radiação solar, desde que a tarifa de energia elétrica se encontre em valores acima da média nacional e seu valor sofra reajustes anuais de no mínimo 1,25%. Em regiões com tarifas médias, a viabilidade da tecnologia somente virá após cerca de 15 anos, dependendo da condição de radiação solar local.

A introdução da tarifa branca nos próximos meses introduzirá diferentes postos tarifários ao longo do dia, porém não serão suficientes para viabilizar o desenvolvimento de sistemas de armazenamento de energia. Este tipo de configuração poderia se tornar viável economicamente somente após uma redução considerável nos custos das baterias ou a introdução de uma nova tecnologia. No entanto, os resultados do presente estudo indicam que a viabilidade do sistema de armazenamento de energia está ligada também do fator de demanda da unidade microgeradora. Quanto menor for o fator de capacidade, maior será a vantagem de estocar a energia gerada durante o dia para injeção em horários de ponta.

Dentro do cenário estabelecido para o horário de verão, a microgeração com painéis FV apresenta grande vantagem devido à sincronização entre o horário de geração máximo e a forte demanda, resultando em grandes benefícios econômicos no modelo de injeção direta de energia. Uma análise econômica aprofundada deverá ser realizada porém para estudar se o modelo proposto de tarifa branca com horário de ponta durante a tarde é adequado do ponto de vista do sistema de distribuição, a fim de justificar a elevação nas tarifas durante este período.

Na microgeração eólica, assim como nos painéis FV, os sistemas de armazenamento não se tornam interessantes economicamente frente ao modelo de injeção direta de energia. Além disso, fatores de capacidade próximos a 5% reduzem consideravelmente a rentabilidade dos projetos, tornando-os viáveis apenas para empreendimentos construídos no horizonte de 10 anos, porém com baixa rentabilidade.

A microgeração usando gás natural como combustível apresentou baixos índices de rentabilidade e dificilmente será uma forte opção de microgeração em ambientes residenciais. Tendo em vista que o custo do combustível é o principal inibidor da tecnologia a nível

residencial, esta opção pode ser mais atrativa em ambientes industriais onde o gás natural é adquirido em escalas maiores resultando em preços inferiores.

A opção de microgeração a partir do biogás foi a que apresentou a melhor rentabilidade econômica a curto prazo. No entanto é a opção mais atrelada a zona rural, onde os descontos na tarifa de energia elétrica tornam a microgeração muito menos interessante devido ao retorno financeiro insuficiente. Se instalada em uma unidade consumidora com tarifa de zona urbana, os estudos mostram que o sistema é viável economicamente e tende a aumentar a rentabilidade de forma linear com o passar dos anos.

Além do retorno financeiro com a economia nos gastos com energia elétrica, a geração com painéis FV, microturbinas eólicas e microturbinas a biogás pode obter índices de lucratividade maiores com o comércio de créditos de carbono dentro do mercado nacional e internacional.

5 CONCLUSÕES

Com base no estudo voltado para a rentabilidade econômica das microgerações do ponto de vista do microprodutor, pode-se observar tendências de estratégias no despacho de forma a otimizar a lucratividade dos empreendimentos. A introdução do modelo de tarifa branca no país não apresenta vantagens suficientes para a inserção de sistemas de armazenamento de energia, uma vez que a lucratividade da injeção de energia elétrica em períodos de tarifa elevada não justificaria o investimento adicional em tais sistemas.

No cenário de tarifa branca indicado na Nota Técnica nº 29/2013 da ANEEL, com elevação da tarifa em 105% durante o período de ponta, as microgerações a partir de painéis fotovoltaicos e microturbinas eólicas não tendem a se tornar mais rentáveis com a instalação de sistemas de armazenamento de energia, nem mesmo com um cenário de elevação anual da tarifa de energia elétrica de 1,75% ao ano e redução anual de 10% nos custos das baterias empregadas. A viabilidade destes sistemas de estocagem foi observada levemente superior em regiões com condições naturais que resultam em fatores de capacidade menores, ou seja, onde o volume de energia produzido ao longo do dia é inferior quando comparado a potência instalada total.

Para as microgerações de injeção direta a partir de painéis fotovoltaicos, a criação de um padrão diferenciado de tarifa branca adaptada ao período de duração do horário de verão poderá elevar a rentabilidade do investimento. A forte elevação das temperaturas durante o período da tarde no verão associada às diferenças no consumo resultam em períodos de forte demanda na metade da tarde e de noite. A partir destas condições, a tarifa branca poderia sofrer alterações de modo a compensar as diferenças na carga, criando um cenário alinhado ao perfil de produção de energia nos painéis FV. A rentabilidade nesses períodos fica cerca de 25% maior considerando valores atuais de tarifa, além de necessitar menor investimento inicial e reduzir o período de *payback*.

A viabilidade econômica de projetos com microgerações eólicas é altamente atrelada às características locais do clima, relevo, densidade e porte das edificações vizinhas. Para valores de fator de demanda abaixo de 5%, a estimativa do estudo é de que apenas os empreendimentos instalados a partir de 2025 se tornem economicamente rentáveis. Para valores de fator de demanda próximos a 10%, o sistema de microgeração se torna viável a

longo prazo levando-se em conta um aumento mínimo de 1,25% ano na tarifa de energia elétrica. Assim como no caso dos painéis FV, a inserção de sistemas de armazenamento de energia tende a se tornar mais viável em sistemas com baixo fator de demanda, concentrando a injeção de energia nos horários de ponta.

O uso do gás natural nas microturbinas a gás em ambientes residenciais não se mostrou viável devido ao alto custo com manutenção e combustível, mesmo quando este último é obtido em sistemas canalizados de distribuição. A alternativa ao gás natural é o uso de biogás proveniente dos dejetos de criação de suínos, aves ou bovinos. No caso estudado, uma propriedade rural com produção média de 75 m^3 de biogás por mês obteria uma TIR acima de 5% em um cenário de tarifa branca nas regiões com tarifas mais elevadas do país. A fim de otimizar a lucratividade, a produção de energia seria concentrada exclusivamente durante o período de ponta. A eventual concessão de descontos na tarifa de energia elétrica na zona rural reduziria drasticamente a rentabilidade da instalação de microgeração nestas regiões, tornando mais econômica a compra direta de energia das distribuidoras no horizonte dos próximos 25 anos.

REFERÊNCIAS

AES SUL. **Norma técnica NTD 014.001: Conexão de minigeração e microgeração distribuída.** 2012

ANEEL:

- **Banco de Informações de Geração (BIG)**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Acesso em 1 de maio de 2013.

- **Estrutura tarifária – Cemig Distribuição S.A.** 2013.

- **Resolução normativa nº 482**. Abril de 2012.

- **Perguntas e respostas sobre a aplicação da Resolução Normativa nº482/12.** 2012.

- **Procedimentos de Distribuição.** Seção 3.7. 2012.

- **Tarifas Residenciais Vigentes.** Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idarea=493>. Acessado em 25 de maio de 2013.

ARAÚJO, BERGAMINI, ESTEVES, CAMARGO, SILVA, LOPES. **Análise comparativa entre dois sistemas de geração de energia elétrica para a comunidade isolada no interior do estado do Amazonas: célula a combustível com reformador para gás natural x gerador diesel.** 2005.

B. PEREIRA, R. MARTINS, L. DE ABREU, RÜTHER. **Atlas brasileiro de energia solar.** 2006.

BELATI, F. DO NASCIMENTO, DE FARIAS JUNIOR, COELHO NAVARRO, BASTOS. **Redes inteligentes: responsabilidades e tendências das perdas técnicas nas redes de transmissão.** Disponível em: <http://www.osetoreletrico.com.br/web/documentos/fasciculos/Ed74_fasc_smartgrid_cap10.pdf>. Acesso em 15 de abril de 2013.

BP (BRITISH PETROLEUM). ***BP Statistical Review of World Energy*.** Junho de 2012.

CANADIAN RENEWABLE ENERGY ALLIANCE. ***Distributed generation in Canada—maximizing the benefits of renewable resource; promoting a transition to renewable energy.*** Agosto de 2006.

COMGAS. **Tarifa do gás natural canalizado.** Disponível em: <http://www.comgas.com.br/tarifas.asp>. Acessado em 27 de maio de 2013.

CRESESB. **Atlas do potencial eólico brasileiro.** 2001.

DIAS JR. **Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos com diferentes acumuladores eletroquímicos de energia.** 2008.

EMBRAPA, 2006. **Geração e utilização de biogás em unidades de produção de suínos.** 2006.

ENERDATA. ***Global Energy Statistical Yearbook 2012.*** Disponível em: <http://yearbook.enerdata.net/electricity-domestic-consumption-data-by-region.html>. Acesso em 15 de abril de 2013.

EPE:

- Consumo nacional de energia elétrica na rede por classe: 1995 – 2011. 2012. Disponível em <http://www.epe.gov.br/Paginas/default.aspx>. Acesso em 25 de maio de 2013.

- Nota técnica – Análise da inserção da geração solar na matriz elétrica brasileira. Rio de Janeiro, 2012.

ESPERANCINI, COLEN, BUENO, PIMENTEL, SIMON. **Viabilidade técnica e econômica da substituição de fontes convencionais de energia por biogás em assentamento rural do Estado de São Paulo.** 2007

F. ALVES, CAGNON. **Desenvolvimento e avaliação de desempenho de um sistema de posicionamento automático para painéis fotovoltaicos.** Revista Energia na Agricultura. ISSN 1808-8759. 2010

F. DA COSTA. **Geração de energia elétrica a partir do biogás do tratamento de esgoto.** 2006.

G. DE QUADROS, M. OLIVIER, REGIS, VALLADARES. **Análise econômica de biodigestores de PVC flexível para aproveitamento de dejetos da caprino-ovinocultura na agricultura familiar.** 2009

GNOATTO, DALLACORT, P. RICIERI, L. SILVA, FERRUZI. **Eficiência de um conjunto fotovoltaico em condições reais de trabalho na região de Cascavel.** 2008.

HOOGERS. ***Fuel cell technology handbook.*** 2003.

IEA INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. ***PVPS Report – A Snapshot of Global PV 1992-2012.*** 2013.

IET. ***PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM.*** 2007.

J. SUTHERLAND, E. BERG, D. ASHWILL. ***A Retrospective of VAWT Technology.*** 2012.

KEYHANI, MARWALI. ***Smart Power Grids 2011.*** Berlin: Springer, 2011.

L. A. SOARES. **Sistemas de produção de eletricidade descentralizada baseados em energia renovável.** Relatório de mestrado. 114 páginas. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. Porto – Portugal. 2009.

L. SAUAIA. **Audiência pública nº100/2012 ANEEL referente à microgeração e minigeração distribuída.** 2012.

LARA, SILVA, ARAÚJO, MOREIRA, NISHIMURA, TORRES, MINARI. **A utilização de microturbina a gás natural como cogeração.** 2007.

LITOS STRATEGIC COMMUNICATION. ***The Smart grid: an Introduction***, 2009.

LOPES. **Análise técnica e econômica da inserção da tecnologia de produção de hidrogênio a partir da reforma de etanol para geração de energia elétrica com células a combustível.** Tese de doutorado. 2009. 110 páginas. Universidade Estadual de Campinas. Campinas – SP. 2009.

M. RODRIGUES. **Cálculo de parâmetros e custos em LPNE.** 2010. 66. Projeto de Graduação do curso de Engenharia Elétrica. UFRJ. Rio de Janeiro, 2010.

MARIO VEIGA. **Evolução do custo da energia elétrica no Brasil.** 2009.

N. MICHELS. GNOATTO, A. DOS SANTOS, KAVANAGH, HALMEMAN. **A influência da temperatura na eficiência de painéis fotovoltaicos em diferentes níveis de incidência da radiação solar.** 2010.

N.W.A. LIDULA, A.D. RAJAPAKSE. ***Microgrids research: A review of experimental microgrids and test systems.*** 2010.

ONS:

- Consolidação da previsão de carga – Planejamento da operação elétrica de médio prazo – PEL 2008-2009. 2006

- Resultado da implantação do horário de verão 2011/2012. 2012.

P. PETRY, M. L. MATTUELLA:

- Introdução ao estudo de energia eólica. 2012. 30 páginas. Notas de aula do curso Introdução a energia eólica, UFRGS. 2012.

- Análise do potencial eólico e estimativa da geração de energia empregando o *software* livre ALWIN. 2007.

P. MOREIRA. **Avaliação do potencial eólico em regime de microgeração.** Dissertação de mestrado. 109 páginas. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. Porto, Portugal. 2010

PLUG POWER. **Fuel Cells: a smart purchase for your Greenfield or brownfield facility.** 2012.

R. MEIRELLES. **Fabricação de células solares.** 2002.

S. CHOWDHURY, S.P. CHOWDHURY, P. CROSSLEY. ***IET Renewable Energy Series 6: Microgrids and Active Distribution Networks.*** Herts: IET, 2009.

S. DE BONA, R. FILHO. **As microturbinas e a geração distribuída.** 2004.

S. J. WATSON. ***Predicting the yield of micro-wind turbines in the roof-top urban environment.*** 2010.

SCHUMACHER, FREITAS, TEIXEIRA. **Avaliação do potencial de geração de energia eólica no litoral sul do estado do Rio Grande do Sul.** 2012.

ZANETTE. **Potencial de aproveitamento energético do biogás no Brasil.** Dissertação de mestrado. 105 páginas. UFRJ. Rio de Janeiro – RJ. 2009