



Universidade Federal de Santa Maria – UFSM
Educação a Distância da UFSM – EAD
Universidade Aberta do Brasil – UAB

Curso de Pós-Graduação em Eficiência Energética Aplicada aos
Processos Produtivos

Polo: Novo Hamburgo

ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DE DUAS
INSTALAÇÕES DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

BASTOS PRANKE, Clarissa¹

LOSEKANN, Cláudio Roberto²

BELTRAME, Thiago F.³

RESUMO

Este trabalho analisa a viabilidade técnica e econômica de dois projetos de geração distribuída, uma eólica e outro fotovoltaico projetados para suprir as necessidades de uma propriedade rural, conectadas em uma distribuidora, no estado do Rio Grande do Sul. O trabalho busca encontrar o projeto mais adequado frente às normativas da distribuidora, características dos equipamentos e custos de aquisição, instalação e manutenção. Para isso, utilizou-se de dados de um fornecedor que apresenta essas soluções, bem como normas que regulamenta a conexão a distribuidora, calculando estimativa de geração para cada sistema e utilizando de

¹ Área de formação. Pós-graduando. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, RS

² Área de formação. Professor Orientador. Universidade de Santa Maria, Santa Maria, RS

³ Área de formação. Co-orientador. Universidade de Santa Maria, Santa Maria, RS

ferramentas financeiras de análise econômica.

Palavras-chave: Eficiência energética, geração distribuída, viabilidade econômica.

ABSTRACT:

This paper examines the technical and economic viability of two distributed generation projects, one wind project and another photovoltaic project, designed to meet the needs of a rural property, connected to a concessionaire in the state of Rio Grande do Sul. The objective is looking to find the most suitable design ahead the concessionaire normative, equipment characteristics and purchase cost, installation and maintenance. This was accomplished using data from suppliers that offers these solutions, and standards regulating the concessionaire connection, calculating generation estimate for each system and using financial tools of economic analysis.

1 INTRODUÇÃO

Pode-se considerar o advento da eletrificação das cidades como uma das maiores obras da engenharia do século XX, uma vez que essa proporcionou qualidade de vida e progresso tecnológico e científico à sociedade. Entretanto, apesar de ter-se alcançado transformação e conforto, o serviço de eletricidade não se beneficiou do progresso científico alcançado, visto que toda a prestação de serviço necessita do deslocamento de equipes na realização das atividades gerais: manutenção, conexão e desconexão de usuários, leitura de medidores, entre outros (SMART GRID FORUM, 2012).

A atual situação que se encontra deve-se ao fato de que as redes de energia atual possuem sistemas de entrega de energia ainda mecânicos, com um uso modesto de sensores, comunicação eletrônica mínima e, normalmente, sem controle eletrônico. A rede elétrica, a qual teve o início da implantação na primeira metade do século XX, hoje, está obsoleta, necessitando de investimento inevitável e gradual.

Uma melhor gestão da energia é alçada com a utilização de *Smart Grids* (Redes Inteligentes) (GELLINGS, 2009). *Smart Grid* é um conjunto de soluções tecnológicas que buscam aprimorar e modernizar os serviços de fornecimento de

energia elétrica prestados pelas empresas de energia. Ela possibilita que a rede garanta a conectividade desde a geração até os clientes finais, e converta o sistema eletromecânico de medição em um sistema totalmente digital, garantindo suporte ao controle e automatização informatizados e permitindo fornecimento bidirecional na rede (MOMOH, 2012). Desse modo, os clientes podem, se desejarem, tornarem-se cogeneradores com a instalação, por exemplo, de mini turbinas eólicas e células fotovoltaicas.

A implantação da *Smart Grid* possibilitará (US. DOE, 2013) uma revolução no controle e efetividade dos serviços tanto nos setores de geração, transmissão e distribuição da energia elétrica, quanto no comportamento do consumidor e na relação das concessionárias do setor, promovendo, assim, maior eficiência do uso do recurso energia elétrica.

Em abril de 2012, a ANEEL, Agência Nacional Energia Elétrica, estabeleceu na Resolução Normativa Nº 482, as condições gerais para acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição e o sistema de compensação de energia elétrica (ANEEL, 2012). Conforme a resolução supracitada, geração distribuída é definida como central geradora de energia elétrica, que utiliza fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras, sendo considerada microgeração a central geradora com potência instalada menor ou igual a 100 kW, e como minigeração a central geradora com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW.

Em dezembro de 2012, a ANEEL inclui na Resolução Normativa Nº 482, através da Resolução Normativa Nº 517 a definição do sistema de compensação de energia elétrica, o qual determina que a energia ativa injetada por 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. A compensação só é permitida com unidades que possuam o mesmo Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro de Pessoa Jurídica (CNPJ) junto ao Ministério da Fazenda.

Além das definições acima apresentadas, a resolução determina que as distribuidoras adequem seus sistemas comerciais e elaborem ou revisem normas

técnicas para tratar do acesso de microgeração e minigeração distribuída, utilizando como referência os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, as normas técnicas brasileiras e, de forma complementar, as normas internacionais.

As distribuidoras CEEE-D (Companhia Estadual de Energia Elétrica – Distribuidora), AES-Sul (American Electrical Systems – Sul) (AES-Sul, 2012) e RGE (Rio Grande Energia) (RGE, 2013) já possuem estabelecidos os critérios técnicos mínimos para os consumidores, os quais desejam conectar seus próprios sistemas de geração de eletricidade, possam fazê-lo. Os procedimentos podem ser acessados nas páginas localizadas na internet de cada uma das distribuidoras.

Com a implantação da *Smart Grid*, o usuário poderá programar o consumo para horários de menor tarifa, uma vez que possibilitará o acompanhamento em tempo real do consumo e conseqüentemente o uso consciente da energia. Isso em longo prazo possibilitará reduzir o investimento em geração de energia, uma vez que a oferta é estimada no pico de consumo, logo, se for possível reduzir o pico de consumo, o país conseguirá se desenvolver sem que haja investimentos elevadíssimos em novas gerações, ou seja, o trabalho busca alinhar o uso consciente e conseqüentemente eficiente do insumo energia.

Dentre os benefícios esperados pela ANEEL, a geração distribuída possibilitará a postergação de investimentos em expansão nos sistemas de distribuição e transmissão, o baixo impacto ambiental, o menor tempo de implantação, a redução no carregamento das redes, a redução nas perdas, a melhoria no nível de tensão da rede no período de carga pesada, a diversificação da matriz energética, entre outros. Entretanto, o desenvolvimento da geração distribuída esbarra em questões como o aumento da complexidade da operação da rede de distribuição, que passa a ter fluxo bidirecional de energia; necessidade de alteração de procedimentos das distribuidoras para operação, controlar e proteger suas redes; alto custo de implantação e tempo de retorno elevado para investimento.

Sendo o Brasil importador de tecnologia e, além disso, a geração distribuída estar em fase de implantação experimental, o custo da implantação é elevado uma vez que os equipamentos não são da indústria nacional e existem poucas empresas que possuem o conhecimento profissional necessário para instalação.

O objetivo deste estudo é analisar a viabilidade econômica de dois projetos de geração distribuída, sendo uma contribuição científica para trabalhos

desenvolvidos na área de eletricidade e energia, apresentando linha de pesquisa na geração distribuída.

O projeto comparará as delimitações técnicas e econômicas para instalação de dois sistemas de geração distribuída, um eólico e outro fotovoltaico, com mesma potência instalada, 800 kWh/mês, e supostamente implantadas em uma propriedade rural, em região litorânea, no município de Osório no estado do Rio Grande do Sul, conectada à distribuidora CEEE-D com consumo médio mensal de 600 kWh. Foi utilizado o mesmo fornecedor para o sistema eólico e para o sistema fotovoltaico, o qual preferiu ficar sigiloso.

As fontes eólica e fotovoltaica foram escolhidas devidas sua maior penetração vista a existência de diversas empresas do ramo no mercado com soluções prontas para instalações de geração distribuída.

2 OBJETIVOS

O trabalho busca avaliar as condições da aplicabilidade de *Smart Grid* na realidade das concessionárias de energia do Brasil, visando a comparação entre duas instalações de geração distribuída.

2.1 Objetivo específico

- O trabalho busca a comparação da implementação de geração distribuída de duas fontes de energia, eólica e fotovoltaica, com mesma geração média mensal, 800 kWh, considerando a normativa da CEEE-D, buscando argumentos técnicos, burocráticos e econômicos para escolha da viabilidade efetiva e financeira de uma ou outra fonte.
- Identificar as exigências regulatórias para instalação de sistemas de geração distribuída, levando em conta a solicitação de acesso na distribuidora CEEE-D.

Com esse trabalho espera-se:

- Determinar o projeto mais atrativo economicamente.
- Indicar as possíveis barreiras que impossibilitam a instalações de mais

sistemas de geração distribuída.

- Visualizar as vantagens e desvantagens da interconexão da geração distribuída com a rede elétrica, dentro do novo modelo institucional do setor elétrico de forma a atender conceitos atuais de sustentabilidade.

3 REFERENCIAL TEÓRICO

3.1 Matriz Energética Brasileira

Matriz energética é toda representação da energia disponibilizada para ser transformada, distribuída e consumida, nos processos produtivos (MME, 2013). É uma representação quantitativa da oferta de energia, ou seja, da quantidade de recursos energéticos oferecidos por um país ou por uma região. Além disso, representa um instrumento para o planejamento energético do país e, a partir dos dados apresentados na matriz, é possível ter um planejamento que assegure a disponibilidade de energia (segurança energética) com os menores custos possíveis e que seja ambientalmente sustentável.

O principal fator para o planejamento energético dos países é a disponibilidade dos recursos naturais existentes. O Brasil dispõe de uma matriz elétrica de origem predominantemente renovável, com destaque para a geração hidráulica que corresponde em 2013, por 64,9% da oferta interna, embora tal fonte tenha apresentado uma redução de 5,9% na comparação com o ano anterior devido às condições hidrológicas desfavoráveis e ao aumento da geração térmica. (EPE, 2014).

Quadro 1 - Participação de renováveis na matriz energética. Fonte: Adaptação EPE (2014, p. 23)

Tipo de Fonte	Brasil (2013)	Brasil (2012)	Mundo (2011)	OCDE (2011)
Renováveis	41,0%	42,3%	13%	8,1%
Não Renováveis	59%	57,7%	87%	91,9%

Conforme a Figura 1, as fontes renováveis representam 79,3% da oferta interna de eletricidade no Brasil. A geração elétrica a partir de não renováveis, em 2013, representou 20,7% do total nacional, contra 15,5% em 2012.

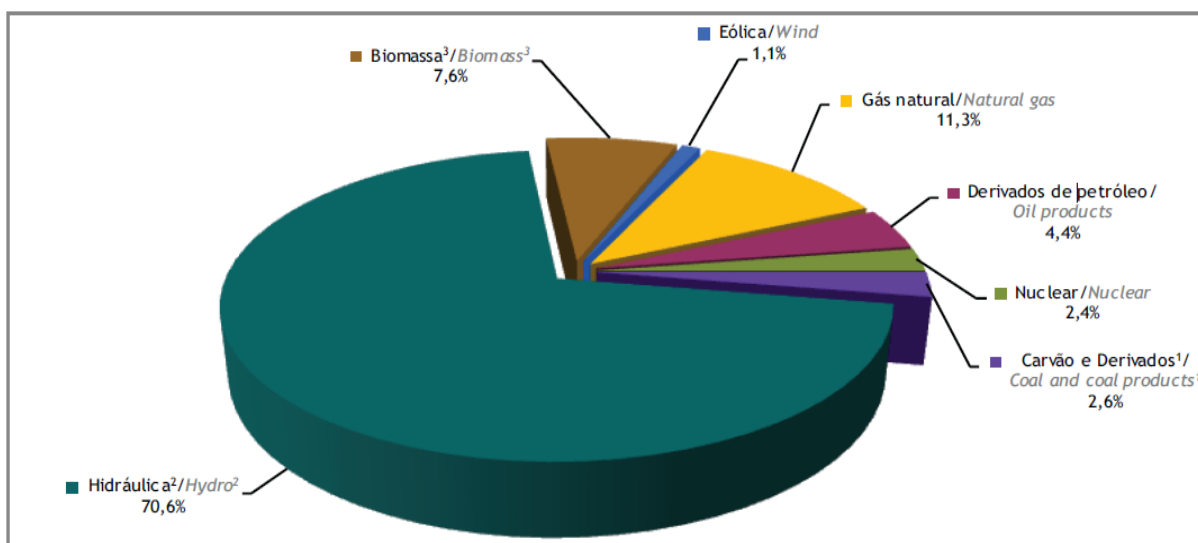


Figura 1 - Oferta Interna de Energia Elétrica. Fonte: EPE (2014, p. 16)

Notas/ Notes:

1 Inclui gás de coqueria/ Includes coke oven gas

2 Inclui importação de eletricidade/ Includes electricity imports

3 Inclui lenha, bagaço de cana, lixívia e outras recuperações/ Includes firewood, sugarcane bagasse, black-liquor and other primary sources

3.2 Energia Eólica

A energia eólica é abundante, renovável, limpa e disponível em muitos lugares. Essa energia é gerada por meio de aerogeradores, nas quais a força do vento é captada por hélices ligadas a uma turbina que aciona um gerador elétrico. Sua utilização para geração de eletricidade, em escala comercial, começou na década de 1970 (CUSTÓDIO, 2009), quando se acentuou a crise internacional de petróleo.

O Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, elaborado pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel), aponta um potencial bruto de 143,5 GW, o que torna a energia eólica uma alternativa importante para a diversificação do "mix" de geração de eletricidade no País. O maior potencial foi identificado na região litoral do

Nordeste e no Sul e Sudeste.

A produção de eletricidade a partir da fonte eólica alcançou 6.579 kW em 2013, equivalente a um aumento de 30,3% em relação ao ano anterior, quando se atingiu 5.050 kW (EPE, 2014).

Em certas regiões, pode ser observada uma situação de conveniente complementariedade da geração eólica com o regime hídrico, seja no período estacional ou na geração de ponta do sistema. Assim, a energia eólica se apresenta como uma interessante alternativa de complementariedade no sistema elétrico nacional (MMA, 2014).

3.3 Energia Solar Fotovoltaica

Assim como a eólica, a energia solar se caracteriza como inesgotável, e é considerada uma alternativa energética muito promissora para enfrentar os desafios da expansão da oferta de energia com menor impacto ambiental (ALVEZ FILHO, 2003). A radiação solar pode ser diretamente convertida em energia elétrica, por meio de efeitos da radiação (calor e luz) sobre determinados materiais, particularmente os semicondutores. Entre os materiais mais adequados para a conversão da radiação solar em energia elétrica, os quais são usualmente chamados de células solares ou fotovoltaicas, destaca-se o silício. Estes painéis, quando expostos ao sol, têm a capacidade de criar uma diferença de potencial em suas extremidades, possibilitando a alimentação de equipamentos elétricos. A corrente gerada por este método é contínua, necessitando-se, assim, de um inversor na instalação para alimentar equipamentos eletrônicos convencionais.

Um sistema fotovoltaico não precisa do brilho do Sol para operar. Ele também gera eletricidade em dias nublados, entretanto, a quantidade de energia gerada depende da densidade das nuvens. Devido à reflexão da luz do Sol, dias com poucas nuvens podem resultar em mais produção de energia do que dias completamente claros (Kalogirou, 2009).

As vantagens da energia solar ficam evidentes quando os custos ambientais de extração, geração, transmissão, distribuição e uso final de fontes fósseis de

energia são comparados à geração por fontes renováveis, como elas são classificadas (MMA,2014).

Conforme dados do relatório "Um Banho de Sol para o Brasil" do Instituto Vitae Civilis, o Brasil, por sua localização e extensão territorial, recebe energia solar da ordem de 1013 MWh anuais, o que corresponde a cerca de 50 mil vezes o seu consumo anual de eletricidade.

No início da década de 1990, com os avanços adicionais da tecnologia e a significativa redução nos seus custos, além das urgências de ordem ambiental, a conversão fotovoltaica teve as suas aplicações ampliadas e inseriu-se crescentemente no mercado mundial (ALVEZ FILHO, 2003).

Atualmente, o Ministério de Minas e Energia desenvolve vários projetos para o aproveitamento da energia solar no Brasil, particularmente por meio de sistemas fotovoltaicos de geração de eletricidade, visando ao atendimento de comunidades rurais e/ou isoladas da rede de energia elétrica e ao desenvolvimento regional.

3.4 Geração Distribuída

A geração distribuída, tema deste trabalho, é definida como sendo a denominação genérica de um tipo de geração de energia elétrica que se diferencia da realizada pela geração centralizada por ocorrer em locais em que não seria instalada uma usina geradora convencional, contribuindo para aumentar a distribuição geográfica da geração de energia elétrica em determinada região, podendo servir, assim, como complemento as grandes centrais geradoras (SEVERINO, CAMARGO, OLIVEIRA, 2008). Os fatores favoráveis à geração distribuída são de origem técnica, econômica e ambiental.

Do lado técnico, a geração distribuída diminui a necessidade do uso de extensas linhas de transmissão. Do lado econômico, a geração distribuída elimina ou reduz os custos com transmissão e distribuição, uma vez que a energia é gerada próxima do consumidor. Do lado ambiental, a geração distribuída, por diminuir as perdas presentes no sistema de transmissão e distribuição, reduz a demanda por novas usinas hidrelétricas e o consumo de combustível das usinas térmicas. Dessa

forma, sua presença no sistema elétrico reduz as emissões de gases de efeito estufa que aquecem o planeta.

No sentido político-regulatório, a Resolução Normativa da ANEEL Nº 482 de 17 de abril de 2012 estabeleceu as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica. Com isso, o consumidor brasileiro pode gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis e inclusive fornecer o excedente para a rede de distribuição de sua localidade. Nos meses em que a quantidade de energia gerada for maior que o consumo, o saldo positivo poderá ser utilizado para abater o consumo em outro posto tarifário, em outra unidade consumidora (desde que as duas unidades estejam na mesma área de concessão e sejam do mesmo titular) ou ainda na fatura do mês subsequente.

De acordo ainda com a Resolução Normativa nº 482 de 2012, os microgeradores são aqueles com potência instalada menor ou igual a 100 kW, e os minigeradores, aqueles cujas centrais geradoras possuem de 101 kW a 1 MW. As fontes de geração precisam ser renováveis ou com elevada eficiência energética, isto é, com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada.

A resolução supracitada ainda estabeleceu que as distribuidoras deveriam adequar seus sistemas comerciais e elaborar ou revisar normas técnicas para tratar do acesso de microgeração e minigeração distribuída, utilizando como referência o PRODIST (Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica), as normas técnicas brasileiras e, de forma complementar, as normas internacionais.

3.5 Conexão e acesso de micro e minigeração distribuída – CEEE-D

O Procedimento de Distribuição NTD-00.08 de 2012 para solicitação de acesso da CEEE-D estabelece as diretrizes básicas para a conexão e acesso de micro e minigeração distribuída que operam com paralelismo permanente de geradores do consumidor, com energias renováveis conectados ao sistema de distribuição da CEEE-D, com sistemas de compensação de energia elétrica.

Com a revisão de tal procedimento, pode-se observar que as exigências são iguais independentemente da escolha da fonte de geração distribuída. A solicitação de acesso é iniciada através preenchimento e envio do formulário do anexo 1 deste procedimento. Com a análise desse formulário, a CEEE-D caracteriza ao nível de tensão que a instalação deve ser projetada em baixa ou média tensão. Os supostos sistemas eólico e fotovoltaico a serem estudados possuem potência instalada de 2,4 kW e 6 kW respectivamente. Logo, segundo o procedimento da CEEE-D, a conexão de módulos de geração é caracterizada com instalação em baixa tensão para minigeração ou microgeração distribuída com capacidade instalada abaixo de 75 kW. Ainda assim, o nível de tensão para conexão do módulo de geração da unidade consumidora é definido apenas pela CEEE-D a partir da análise do conteúdo do anexo 1.

A comunicação de consumidores conectados em média tensão é realizada através da apresentação das informações constantes no anexo 1 e no anexo 3 e para os consumidores conectados em baixa tensão através dos anexos 1 e 2. O Sistema de compensação de energia elétrica é o sistema de redução do montante de energia elétrica consumida, regulado pela ANEEL, pelo qual as unidades consumidoras participantes podem manter geradores conectados na rede de distribuição da CEEE-D e injetar energia elétrica (CEEE-D, 2012). Os consumidores são cadastrados no Sistema de compensação de energia elétrica da CEEE-D mediante a análise das informações apresentadas, vistoria das instalações e aprovação da CEEE-D.

A CEEE-D, determina em seu procedimento que os consumidores que não possuem medidor de energia bidirecional devem substituir o medidor de energia convencional por um medidor de energia eletrônico bidirecional. O custo desta alteração é de responsabilidade do acessante e é repassado através da fatura de energia elétrica, podendo ser inclusive parcelado.

Além disso, as unidades consumidoras com fornecimento monofásico ou bifásico, sempre que possível, devem adequar suas instalações para alimentação no maior número de fases disponíveis no seu ponto de derivação. Com isso, o esquema de conexão do módulo de geração deve ser com a mesma quantidade de

fases de alimentação da unidade consumidora após a adequação do tipo de fornecimento.

O procedimento informa que o projeto e execução das adequações necessárias para conexão de geradores são de responsabilidade do acessante e devem ser realizados por profissionais habilitados apresentando as respectivas ARTs - Anotações de Responsabilidade Técnica. O projetista e/ou executor das instalações ou adequações da unidade consumidora é responsável pela a configuração das funções de proteção do módulo de geração, bem como o acompanhamento da vistoria das instalações de conexão.

A CEEE-D define no procedimento que os clientes que desejarem conectar inversores à rede de distribuição da CEEE-D devem se certificar da existência nos mesmos de selo INMETRO (Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia) NBR/ABNT - Requisitos para inversores conectados à rede. Ainda é recomendável que sejam utilizados DPS (Dispositivo de Proteção contra Surtos) tanto no lado de corrente alternada quanto no lado de corrente contínua da instalação.

As condições de acesso passam por cronograma pré-definido pela CEEE-D que determina que, para proceder à instalação de microgeração ou minigeração, o consumidor deve entregar nas agências da CEEE-D as informações solicitadas no Anexo 1 - Viabilização de Acesso. Em até 30 dias após a entrega dos dados em uma das agências, a CEEE-D emitirá uma Resposta à Viabilização de Acesso que será enviada ao interessado via correspondência escrita. Se a Resposta à Viabilização de Acesso for deferida, nela é determinado o tipo de formulário que o consumidor deve responder, se o Anexo 2 ou o Anexo 3, bem como as adequações necessárias para a unidade consumidora conectar o módulo de geração à rede de média tensão ou de baixa tensão. O quadro 2, a seguir, mostra as etapas para viabilização do acesso de microgeração e minigeração ao sistema de distribuição.

Quadro 1 - Etapas para acesso de microgeração e minigeração ao sistema de distribuição

Etapa	Ação	Responsável	Prazo
1. Consulta de Acesso	(a) Consulta de acesso, com o encaminhamento das informações solicitadas no Anexo 1.	Acessante	-
	(b) Resposta à consulta de acesso, com análise preliminar realizada pela distribuidora.	Distribuidora	Até 30 (trinta) dias após a ação 1(a).
2. Solicitação de Acesso	(a) Formalização da solicitação de acesso, com o encaminhamento de documentação, dados e informações pertinentes, bem como dos estudos realizados.	Acessante	-
	(b) Recebimento da solicitação de acesso.	Distribuidora	-
	(c) Solução das pendências relativas às informações solicitadas.	Acessante	Até 60 (sessenta) dias após a ação 2(b).
3. Parecer de Acesso	(a) Emissão de parecer com a definição das condições de acesso	Distribuidora	3.1 Se não houver necessidade de execução de obras de reforço ou de ampliação no sistema de distribuição, até 30 (trinta) dias após a ação 2(b) ou 2(c). 3.2 Para central geradora classificada como minigeração distribuída e houver necessidade de execução de obras de reforço ou de ampliação no sistema de distribuição, até 60 (sessenta) dias após a ação 2(b) ou 2(c).

Etapa	Ação	Responsável	Prazo
4. Contratos	(a) Assinatura dos Contratos, quando couber.	Acessante e Distribuidora	Até 90 (noventa) dias após a ação 3(a).
5. Implantação da conexão	(a) Solicitação de vistoria.	Acessante	Definido pelo acessante.
	(b) Realização de vistoria	Distribuidora	Até 30 (trinta) dias após a ação 5(a).
	(c) Entrega do relatório de vistoria para o Acessante.	Distribuidora	Até 15 (quinze) dias após a ação 5(b).
6. Aprovação do ponto de conexão	(a) Adequação das condicionantes do relatório de vistoria.	Acessante	Definido pelo acessante.
	(b) Aprovação do ponto de conexão, liberando-o para sua efetiva conexão.	Distribuidora	Até 7 (sete) dias após a ação 6(a).

Fonte: CEEE-D (2012, p. 7)

3.6 Licenciamento ambiental

O procedimento da CEEE-D limita-se, exclusivamente, ao que se refere à conexão elétrica, cabendo ao interessado obter as licenças de funcionamento junto aos demais órgãos públicos, tais como Ambientais, Corpo de Bombeiros, Prefeituras, etc. Nesse sentido, através da Lei Complementar à Constituição nº 140/2011, o Conselho Estadual do Meio Ambiente do Estado do Rio Grande do Sul determina, através da Resolução CONSEMA nº 288/2014, instruir os municípios a licenciarem empreendimentos e atividades que causem ou possam causar impacto ambiental.

As atividades aqui estudadas são enquadradas no Anexo 1 da Resolução CONSEMA nº 288/2014, no ramo 3510-30 para Geração de energia Elétrica a partir de energia Eólica (edificações sustentáveis exceto parques eólicos) e 3510-50 para Geração de Energia Elétrica a partir de fonte Solar (somente edificações sustentáveis), com potencial poluidor baixo e porte mínimo (de 0,0001 a 1 MW). A prefeitura de Osório disponibiliza em seu site os formulários referentes aos ramos enquadrados pela Resolução CONSEMA e realiza todo processo de licenciamento ambiental. Para isso, é necessário solicitar aprovação do Plano Diretor Municipal, anuência da APA (Área de Preservação Ambiental) e apresentar a ART de projeto, estudo e execução.

A solicitação da aprovação do Plano Diretor leva 1 (um) mês, assim como a anuência da APA e, são todas requeridas na prefeitura, com o preenchimento de um formulário simples e sem custo. As licenças ambientais tem prazo máximo estipulado para análise de 6 (seis) meses para cada licença, conforme definido na Lei Estadual Nº 11.520 de 03 de agosto de 2000 (SEMA, 2000). Sendo assim, no pior cenário, a obtenção das licenças prévia, de instalação e operação, levará 19 meses. As licenças tem custo fixo definido pelo Quadro 3 abaixo. A cobrança é feita com base na URM (Unidade de Referência Municipal), instituída pela Lei Ordinária Nº 3706, de 14 de setembro de 2005. A unidade foi definida em R\$ 1,9694 e conforme a lei, atualizada hoje pelo IGP-M (Índice Geral de Preços de Mercado), equivalente a R\$ 3,23.

Quadro 3- Taxa de Licenciamento Ambiental

Porte	Potencial Poluidor	Licença Prévia (URM)	Licença de Instalação (URM)	Licença de Operação (URM)
PRONAF		21	57	42
Mínimo	Baixo	33	92	46
	Médio	40	111	78
	Alto	53	143	123
Pequeno	Baixo	65	182	92
	Médio	80	220	155
	Alto	188	511	439
Médio	Baixo	232	657	329
	Médio	335	938	668
	Alto	468	1279	1197
Grande	Baixo	445	1248	743
	Médio	674	1902	1604
	Alto	779	2126	3127
Excepcional	Baixo	645	1828	1189
	Médio	780	2183	2888
	Alto	1245	3401	6254

Fonte: Câmara Municipal de Osório Lei Ordinária Nº 3772, de 22 de dezembro de 2005

4 METODOLOGIA

4.1 Localização da propriedade

Elegeram-se como o local de instalação uma propriedade rural, em região litorânea, no município de Osório, Rio Grande do Sul, Latitude: -29,92° S, Longitude: -50,22° O°, com consumo anual de 7200 kWh e médio mensal de 600 kWh. O edifício é distribuído em um só pavimento, e a cobertura do prédio apresenta uma área total de aproximadamente de 320 m². A inclinação das águas da cobertura é de aproximadamente 10%. A Figura 2 apresenta a localização da propriedade.



Figura 2 - Localização da instalação dos sistemas eólico e fotovoltaico (Google Earth, 2014).

4.2 Dimensionamento Sistema Fotovoltaico

O dimensionamento do sistema solar fotovoltaico foi realizado no Simulador Solar América do Sol, disponível no site: <http://www.americadosol.org/simulador>. Com base nos dados de consumo elétrico verificados e na radiação solar do local selecionado, um sistema fotovoltaico (gerador de eletricidade solar) de cerca de 4,3 kWp de potência instalada atenderia a demanda energética da propriedade rural. O sistema proposto geraria em média 5,18 MWh por ano, quantidade essa de eletricidade que não seria mais preciso pagar a distribuidora, CEEE-D.

É importante destacar que a fatura de energia nunca será igual a zero, pois consumidores residenciais e de propriedades rurais (Grupo B) devem pagar, mensalmente, pelo menos o custo de disponibilidade, sendo a conexão à rede trifásica. Nesse sentido, o custo de disponibilidade é um valor em reais que equivale a 100 kWh. Isso vale ainda que o consumidor não tenha utilizado energia da rede, uma vez, que se parte do pressuposto de que a concessionária cumpriu com a obrigação de oferecer a infraestrutura necessária para levar até o consumidor, razão pela qual existe esse custo mínimo.

A simulação considera que os módulos fotovoltaicos instalados estariam voltados para o Norte e com uma inclinação ótima, a qual corresponde à latitude da localização escolhida. No local, não existem sombreamentos dos módulos, tais como árvores ou edificações próximas. O Quadro 4 abaixo apresenta o resumo da

simulação.

Quadro 4 - Resumo da simulação no simulador online América do Sol.

Sistema Fotovoltaico	
Capacidade do seu sistema (Potência)	4,3 kWp
Área ocupada pelo seu sistema*	de 28 a 36 m ²
Inclinação aproximada dos módulos	30°
Radiação sobre os módulos	65.986 kWh
Rendimento anual	1.205 kWh/kWp
Emissões de CO ₂ evitadas	1.512 kg/a
*Considerando a utilização de módulos de silício policristalino	

Como seria consumo elétrico anual	
Consumo Total	7,20 MWh
Seu consumo da rede elétrica	2,02 MWh
Sua geração fotovoltaica	5,18 MWh

Fonte: Simulador online América do Sol.

Considerando-se os dados levantados, o sistema proposto não atenderá em 100% a demanda necessária, pois a geração do sistema é de 5,18 MWh e o consumo é de 7,2 MWh, resultando em 72,94% do consumo, sendo necessário utilizar da rede 2,02 MWh, o equivalente a 28,06%.

Foi selecionado o modelo de painel fotovoltaico com células fotovoltaicas de silício policristalino, da marca Yingli YL245P- 29b de 245 Wp, classe A em eficiência pelo INMETRO. A escolha do painel foi definida pelos critérios de sua eficiência, dimensões, potência nominal, tensão e sua finalidade de aplicação.

A Equação 1 e a Equação 2 calculam que, para o sistema solar fotovoltaico proposto, são necessários 18 módulos (painéis solares) de 245 Wp. A área de cada módulo é 1,634 m², logo a área total de instalação será igual ou maior que 29,4m².

$$Quantidade\ Módulos \geq \frac{Demanda}{Capacidade\ do\ Módulo} \quad \text{Equação 1}$$

$$Quantidade\ Módulos \geq \frac{4,3\ kW}{0,245\ kW} \geq 17,5\ módulos$$

Equação 2

A potência do inversor deve sempre exceder a potência da carga ou da geração. Neste estudo adotou-se o inversor para o sistema conectado à rede elétrica. O modelo escolhido é o Grid-tie Inversor Solar Fronius Galvo 2,5 kW. Para atender a capacidade de 4,3 kWp (4.300 W) de geração, são necessários 2 inversores para a implantação do sistema solar fotovoltaico.

O Quadro 5 apresenta os dados de geração esperados para cada mês do ano, conforme simulação.

Quadro 5 - Estimativa de Geração Sistema Fotovoltaico

Mês	Eletricidade total consumida (kWh)	Expectativa de Geração (kWh)	Eletricidade a ser fornecida pela rede (kWh)
Janeiro	600	511	89
Fevereiro	600	441	159
Março	600	509	91
Abril	600	412	188
Maio	600	384	216
Junho	600	348	252
Julho	600	334	266
Agosto	600	398	202
Setembro	600	424	176
Outubro	600	444	156
Novembro	600	483	117
Dezembro	600	493	107
Total Anual	7.200	5.182	2.019

Fonte: Simulador online América do Sol.

4.3 Dimensionamento Sistema Eólico

Para o sistema eólico, irá se considerar a média histórica de velocidade de ventos dos parques eólicos da região de Osório desde 2007 (ABEEÓLICA, 2014). O Quadro 6 abaixo apresenta os valores históricos médios mensais.

Quadro 6 - Histórico da velocidade média de vento do município de Osório

Mês	Velocidade média Mensal (m/s)
Janeiro	6,5
Fevereiro	6,1
Março	6,4
Abril	5,8
Maio	6,0
Junho	6,4
Julho	6,5
Agosto	7,2
Setembro	7,5
Outubro	7,4
Novembro	7,7
Dezembro	7,0

Fonte: ABEEólica, 2014.

O aerogerador escolhido para instalação foi o Skystream 3,7 marine, que apresenta características técnicas no Quadro 7 abaixo.

Quadro 7 - Solução Eólica Grid Tie para instalação em Zona Litorânea

Aplicações	Residenciais e Comerciais
Aerogerador Skystream Marine	
Diâmetro do rotor	3,72 m
Peso	77 kg
Vento para início de geração	3,5 m/s
Potência nominal	2,4 kW
Velocidade nominal	50 - 325 rpm
Alimentação	Inversor 120-240 v, 50-60 Hz
Sistema de Frenagem	Eletrônico com controle regulador
Hélices	Molde triplamente injetado
Vento nominal	9,4 m/s
Geração	800 kW/mês (10 m/s)
Vento limite	63 m/s (226 km/h)
Vida útil	20 anos
Conexão	Grid Tie
Sistema de monitoramento	Via Wi-fi

Fonte: SKYSTREAM, 2006.

Para o inversor, o lado DC do circuito deve incluir um disjuntor no qual seja

permitida a desconexão do gerador ao inversor (PEREIRA, 2011).

Na escolha do inversor, deve-se ter em conta duas características:

- A potência nominal do inversor define a potência do sistema eólico;
- A potência nominal do inversor deverá ser sempre inferior à potência de pico do aerogerador.

O intervalo de potencia deverá estar entre:

$$0,7 P_{eólica} < P_{invDC} < P_{eólica} \quad \text{Equação 3}$$

Dessa forma, o inversor deve ter potência DC conforme limites abaixo.

$$1,68 < P_{invDC} < 2,88 \quad \text{Equação 4}$$

Com isso, o inversor selecionado será o mesmo indicado no manual do fabricante do Skystream, o inversor Grid Tie e carregador Selado 3000 W da OutBack Power modelo FX3048T.

Com base na curva de potência do aerogerador Skystream 3,7, foi gerado um perfil de geração mensal esperado, conforme segue no Quadro 8 abaixo.

Quadro 8 - Estimativa Geração Sistema Eólico

Mês	Velocidade média Mensal (m/s)	Energia Gerada (kWh)	Eletricidade a ser fornecida pela rede (kWh)
Janeiro	6,5	410	190
Fevereiro	6,1	302	298
Março	6,4	391	209
Abril	5,8	269	331
Mai	6	315	285
Junho	6,4	379	221
Julho	6,5	410	190
Agosto	7,2	543	57
Setembro	7,5	580	20
Outubro	7,4	581	19
Novembro	7,7	617	0
Dezembro	7	505	95
Total		5301	1.915

Tanto o sistema eólico, quanto o sistema fotovoltaico são modelos que atendem as exigências de acesso da CEEE-D. As soluções *Grid Tie* (conectada a rede de distribuição), eólica e fotovoltaica, utilizadas para o estudo foram obtidas em uma mesma empresa. O contato foi realizado via telefone e correio eletrônico, com um dos sócios da empresa.

4.4 Custo de implantação

Um dos fatores mais importante para o estudo de viabilidade econômica é o custo de implementação do sistema. Os valores do Quadro 9 e Quadro 10 foram orçados por empresa especializada na área em outubro de 2014 e apresentam o custo do investimento para o sistema eólico e fotovoltaico, respectivamente, propostos. Dessa forma, é possível calcular através desses valores o total da dívida inicial e quando será o retorno através dos advenços provenientes da microgeração. Os custos referentes aos equipamentos de conexão *Grid Tie* foram estimados em torno de 15% do custo de instalação total.

Quadro 9 – Investimentos Totais Sistemas Eólico Grid Tie

Investimento	Sistema Eólico Grid Tie
Aerogerador	R\$ 37.790,00
Inversor	R\$ 5.619,25
Torre (obra civil)	R\$ 7.558,00
Instalação, Automação e Comissionamento	R\$ 5.669,50
Custo Licenciamento Ambiental	R\$ 2.052,33
Custo adequação sistema medição bidirecional CEEE-D	R\$ 200,00
Custo Equipamento para conexão Grid Tie	R\$ 9.000,00
Total	R\$ 67.888,08

Quadro 10 – Investimentos Totais Sistemas Fotovoltaico Grid Tie

Investimento	Sistema Fotovoltaico Grid Tie
18 Painéis Solar Fotovoltaico YINGLI Solar 245 W	R\$ 15.480,00
2 Inversores Fronius Galvo 2,5 kW	R\$ 11.598,00
Instalação, Automação e Comissionamento	R\$ 2.322,00
Custo Licenciamento Ambiental	R\$ 2.052,33
Custo adequação sistema medição bidirecional CEEE-D	R\$ 200,00
Custo Equipamento para conexão Grid Tie	R\$ 9.000,00
Total	R\$ 40.652,33

4.5 Custo de manutenção e operação

Outro fator relevante para o estudo de viabilidade econômica é o custo de operação e manutenção. Estes devem ser reduzidos em comparação aos gastos com energia elétrica, amortizando, assim, o investimento inicial. Para os dois casos, a taxa de manutenção, especificada pela mesma empresa responsável pelo orçamento, foi projetada em 1% a.a. do investimento total. Considera-se o custo da manutenção a partir do 10º ano de operação para o sistema eólico quando termina o período de garantia do fornecedor e a partir do 7º ano para o sistema fotovoltaico.

Quadro 11 - Custo de Manutenção

	Sistema Eólico Grid Tie	Sistema Fotovoltaico Grid Tie
Manutenção	R\$ 678,88	R\$ 407

Os dois sistemas são auto controlados e, por isso, não possuem custo de operação.

5 RESULTADOS E DISCUSSÃO

5.1 Viabilidade econômica de um investimento

Os principais indicadores econômicos para análise de projetos, como nesse caso, são o *Payback*, VPL (Valor Presente Líquido) e o TIR (Taxa Interna de Retorno).

Dessa forma, considerando o consumo mensal médio de 600 kWh/mês e utilizando o simulador de consumo da CEEE (CEEE, 2012), incluindo impostos, o custo mensal da energia, sem a instalação de qualquer um dos sistemas, é de R\$ 260,47.

Foram consideradas perdas elétricas de 1% para chegar ao valor de geração real, diminuindo assim os valores de geração aproveitados como receita.

Em relação à tarifa de energia, como parte dela é dependente do IGP-M, e seu reajuste é feito através de um coeficiente chamado IRT (Índice de Reajuste Anual), é possível estimar a variação dos valores através de estudos econômicos (SOUSA, 2005) na variação desses indicadores e fatores. Analisando também estudos estatísticos de variação tarifária da energia nas últimas décadas ANEEL, 2005 e INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2009, e com base nas previsões de IGP-M e

IRT divulgadas no Boletim FOCUS (Banco Central, 2014) chegou-se a um valor de 8% de atualização anual.

De qualquer forma, esse valor se mantém conservador, pois analisado a variação de 1995 a 2005, é observado um aumento total de 288,6% (SOUZA, 2005).

A inflação aplicada no custo de manutenção também segue previsão do IGP-M e, por isso, serão considerados 6% a.a..

Atualmente, não existe nenhuma linha de financiamentos para projetos de geração distribuída.

Abaixo, seguem os fluxos de caixas gerados para o sistema eólico e para o sistema fotovoltaico.

Tabela 1 - Fluxo Caixa Sistema Eólico

Resultado do Exercício	Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 17	Ano 18	Ano 19	Ano 20
Custo da Energia Evitado		R\$ 2.279	R\$ 2.461	R\$ 2.658	R\$ 2.871	R\$ 3.101	R\$ 3.349	R\$ 7.808	R\$ 8.433	R\$ 9.107	R\$ 9.836
Perdas		R\$ 22	R\$ 24	R\$ 26	R\$ 28	R\$ 30	R\$ 33	R\$ 76	R\$ 82	R\$ 88	R\$ 96
Receita Operacional		R\$ 2.257	R\$ 2.438	R\$ 2.633	R\$ 2.843	R\$ 3.071	R\$ 3.316	R\$ 7.732	R\$ 8.351	R\$ 9.019	R\$ 9.741
Despesas											
O&M								R\$ 1.216	R\$ 1.289	R\$ 1.366	R\$ 1.448
Sub total		R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 1.216	R\$ 1.289	R\$ 1.366	R\$ 1.448
Lucro Operacional		R\$ 2.257	R\$ 2.438	R\$ 2.633	R\$ 2.843	R\$ 3.071	R\$ 3.316	R\$ 6.517	R\$ 7.062	R\$ 7.653	R\$ 8.293
Lucro Líquido		R\$ 2.257	R\$ 2.438	R\$ 2.633	R\$ 2.843	R\$ 3.071	R\$ 3.316	R\$ 6.517	R\$ 7.062	R\$ 7.653	R\$ 8.293
Fluxo de caixa											
Lucro Líquido		R\$ 2.257	R\$ 2.438	R\$ 2.633	R\$ 2.843	R\$ 3.071	R\$ 3.316	R\$ 6.517	R\$ 7.062	R\$ 7.653	R\$ 8.293
Investimento Total	R\$ 67.888										
Fluxo de caixa Final	-R\$ 67.888	R\$ 2.257	R\$ 2.438	R\$ 2.633	R\$ 2.843	R\$ 3.071	R\$ 3.316	R\$ 6.517	R\$ 7.062	R\$ 7.653	R\$ 8.293
Fluxo de Caixa Acumulado	-R\$ 67.888	-R\$ 65.631	-R\$ 63.193	-R\$ 60.561	-R\$ 57.718	-R\$ 54.647	-R\$ 51.331	-R\$ 1.877	R\$ 5.185	R\$ 12.838	R\$ 21.130
VPL	-R\$ 23.052,92											
TIR	2,21%											
Payback Simples	17 anos											
	3 mês											
	6 dias											
TMA	6% a.a.											

Tabela 2 - Fluxo Caixa Sistema Fotovoltaico

Resultado do Exercício	Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 12	Ano 13	Ano 14	Ano 15	Ano 16	Ano 17	Ano 18	Ano 19	Ano 20
Custo da Energia Evitado		R\$ 2.248	R\$ 2.428	R\$ 5.242	R\$ 5.662	R\$ 6.115	R\$ 6.604	R\$ 7.132	R\$ 7.703	R\$ 8.319	R\$ 8.984	R\$ 9.703
Perdas		R\$ 82	R\$ 88	R\$ 191	R\$ 206	R\$ 222	R\$ 240	R\$ 259	R\$ 280	R\$ 302	R\$ 327	R\$ 353
Receita Operacional		R\$ 2.167	R\$ 2.340	R\$ 5.052	R\$ 5.456	R\$ 5.892	R\$ 6.364	R\$ 6.873	R\$ 7.423	R\$ 8.016	R\$ 8.658	R\$ 9.350
Despesas												
O&M				R\$ 544	R\$ 577	R\$ 611	R\$ 648	R\$ 687	R\$ 728	R\$ 772	R\$ 818	R\$ 867
Sub total		R\$ 0	R\$ 0	R\$ 544	R\$ 577	R\$ 611	R\$ 648	R\$ 687	R\$ 728	R\$ 772	R\$ 818	R\$ 867
Lucro Operacional		R\$ 2.167	R\$ 2.340	R\$ 4.508	R\$ 4.879	R\$ 5.281	R\$ 5.716	R\$ 6.186	R\$ 6.695	R\$ 7.245	R\$ 7.840	R\$ 8.483
Lucro Líquido		R\$ 2.167	R\$ 2.340	R\$ 3.964	R\$ 4.303	R\$ 4.670	R\$ 5.068	R\$ 5.499	R\$ 5.967	R\$ 6.473	R\$ 7.022	R\$ 7.616
Fluxo de caixa												
Lucro Líquido		R\$ 2.167	R\$ 2.340	R\$ 3.964	R\$ 4.303	R\$ 4.670	R\$ 5.068	R\$ 5.499	R\$ 5.967	R\$ 6.473	R\$ 7.022	R\$ 7.616
Investimento Total	R\$ 40.652											
Fluxo de caixa Final	-R\$ 40.652	R\$ 2.167	R\$ 2.340	R\$ 3.964	R\$ 4.303	R\$ 4.670	R\$ 5.068	R\$ 5.499	R\$ 5.967	R\$ 6.473	R\$ 7.022	R\$ 7.616
Fluxo de Caixa Acumulado	-R\$ 40.652	-R\$ 38.486	-R\$ 36.146	-R\$ 5.208	-R\$ 905	R\$ 3.764	R\$ 8.832	R\$ 14.331	R\$ 20.298	R\$ 26.771	R\$ 33.793	R\$ 41.409
VPL	R\$ 884,24												
TIR	6,21%												
Payback Simples	13 anos												
	2 mês												
	10 dias												
TMA	6% a.a.												

5.2 Payback

O *payback* é o período de tempo necessário para que se obtenha retorno de todo o investimento feito em alguma aplicação (ROSS, WESTERFIELD, BRADFORD, 2013). Esse termo é muito utilizado para aplicações elétricas e de eficiência energética para analisar a sua viabilidade econômica.

Apesar de ser um método de análise geral, é extremamente limitado. Nesse indicador não é considerado risco, correção monetária ou financiamento. Ele é simplesmente o valor onde o lucro líquido iguala ao valor aplicado no investimento analisado.

$$\text{Payback} = n, \text{ tal que } \sum_{t=0}^n FC_n = I_0 \quad \text{Equação 5}$$

n – Número de anos;

I₀ – Investimento Inicial;

R – Receita (valor anual);

FC_n – Fluxo de Caixa do ano referência (R_n);

A Figura 3 e Figura 4, para os sistemas eólico e fotovoltaico, respectivamente, apresentam o *payback* do investimento inicial de cada um dos projetos.

Figura 3 - *Payback* Descontado Sistema Eólico

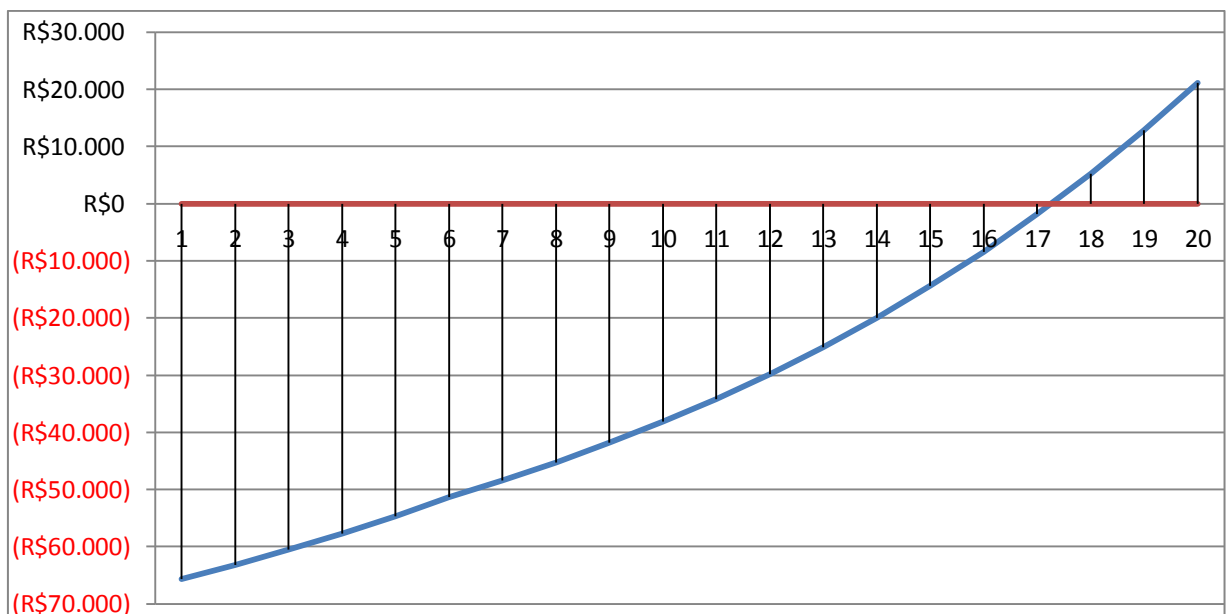
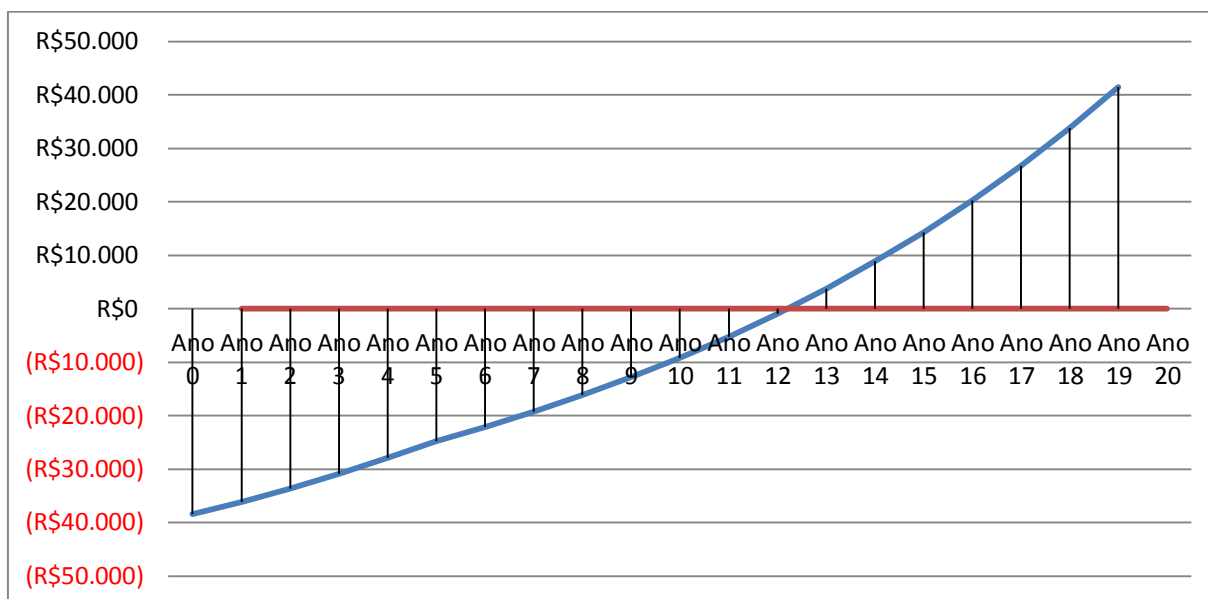


Figura 4- Payback Descontado Sistema Fotovoltaico



Como percebemos na Figura 3, todos os gastos com instalação e equipamentos do sistema eólico são pagos em dezessete anos, três meses e seis dias. Para o sistema fotovoltaico, conforme a Figura 4, conseguimos pagar todos os gastos com instalação e equipamentos em treze anos, dois meses e dez dias. Na Tabela 1 e na Tabela 2 são apresentados os valores do *payback*.

5.3 Valor Presente Líquido

O VPL é o mais utilizado em estudo de viabilidades de projetos. Ele calcula o valor atual de todos os fluxos de caixa, considerando os as taxas de juros apropriadas (MARTINS. 2014).

Como qualquer investimento que só gera fluxo de caixa futuro, é preciso atualizar esse valor para cada um desses fluxos de caixas e com isso compará-los com o valor do investimento. No caso do valor do investimento ser inferior do ao valor atual dos fluxos de caixas, o VPL é positivo, significando rentabilidade positiva para o investimento.

Para cálculo do valor presente das entradas e saídas de caixa é utilizada a TMA (Taxa Mínima de Atratividade) como taxa de desconto. Se a TMA for igual à taxa de retorno esperada pelo acionista e o $VPL > 0$, significa que a decisão é favorável à sua realização. Sendo o VPL superior a 0, o projeto cobrirá tanto o investimento inicial, bem como a remuneração mínima exigida pelo investidor,

gerando ainda um excedente financeiro. A Equação 6 apresenta a formulação matemática do VPL como,

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} - I_0 \quad \text{Equação 6}$$

t – Tempo de desconto de cada entrada de caixa;

I₀ – Investimento Inicial;

R – Receita (valor anual);

C – Custos (manutenção);

i – Taxa de juros a ser considerada;

FC_t – Fluxo de Caixa do tempo de referência (R_t – C_t);

O cálculo do VPL é apresentado na Tabela 1 e na Tabela 2. O VPL para o sistema eólico ficou negativo, - R\$ 23.052,92, representando que o projeto não gera rentabilidade considerando a taxa mínima de atratividade aplicada. Já o sistema fotovoltaico, apresentou VPL positivo de R\$ 884,24, representando que o projeto é viável economicamente para TMA escolhida.

5.4 TIR

A Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) representa a rentabilidade gerada por determinado investimento em comparação que, se o capital investido tivesse sido colocado a essa taxa, obteríamos exatamente a mesma taxa de rentabilidade final.

Resumidamente, o TIR representa a tributo que, se utilizado como taxa de atualização, obteria o VPL = 0 (O lucro líquido pagaria o investimento inicial na vida útil do projeto) (MARTINS. 2014). A aceitação de um projeto através do TIR é feita também através da TMA (Taxa Mínima de Atratividade), considerando uma taxa de juros atrativa adicionada ao risco de cada investimento.

$$0 = \sum_{t=1}^n \frac{VP}{(1+TIR)^t} - I_0 \quad \text{Equação 7}$$

O cálculo da TIR é apresentado na Tabela 1 e na Tabela 2. A TIR para o sistema eólico ficou em 2,21%, menor que a TMA estipulada em 6% a.a. (previsão

da inflação pelo IGP-M). Já para o sistema fotovoltaico, a TIR apresentou 6,21% o que supera, mas pouco, a previsão da inflação.

6 CONCLUSÕES

Com o advento das regulamentações e procedimentos, a geração distribuída possibilitou a contribuição para o aumento do *mix* da geração, levando a uma maior segurança do suprimento energético; minimização dos impactos ambientais, pela redução das necessidades de grandes instalações de geração de cargas e extensas linhas de transmissão; adiamento de investimentos em subestações de transformação e em capacidade adicional para transmissão, além de reduzir perdas nas linhas de transmissão e distribuição, perdas reativas de potência e estabilidade na tensão elétrica.

Entretanto, conforme os projetos analisados neste trabalho, a geração distribuída apresenta ainda como desvantagem elevado tempo de amortização devido ao custo do sistema; variações na produção de energia do sistema, conforme a fonte energética adotada; e do lado das concessionárias, possível diminuição do fator de utilização das instalações de distribuição, o que tende a aumentar o preço médio de fornecimento das mesmas.

Em termos gerais, para que haja ainda uma expansão dos sistemas de geração distribuída no Brasil é necessário políticas de incentivos através de financiamentos com baixas taxas de juros e isenções fiscais. Isso ocorre porque a tecnologia é extremamente dependente do mercado externo, sendo necessário ainda desenvolvimento das indústrias brasileiras nesse setor para que ocorram reduções nos custos de implantação de sistemas fotovoltaicos.

Uma característica negativa ainda para a tecnologia fotovoltaica é o elevado custo de implantação. O sistema fotovoltaico foi o que apresentou melhor rentabilidade, TIR de 6,21%. Mesmo não sendo muito elevada, a taxa é maior que se compararmos com a rentabilidade anual da poupança. Isso significa que, para o consumidor que investir na instalação de um sistema fotovoltaico, com as configurações abordadas no trabalho, terá rendimento um pouco maior que se tivesse investido na poupança no mesmo período. Para o sistema eólico, a TIR fica abaixo da inflação prevista, assim como também da rentabilidade da poupança e a

VPL é negativa, representando que o projeto não é viável economicamente.

Outra questão que deve ser considerada qualitativamente é a atual conjectura do elevado custo da energia e possibilidade de falta do recurso. O cenário aqui abordado considera que o fornecimento de energia é garantido, mas em caso de racionamento de energia, haverá conseqüentemente um aumento do seu custo, o qual conseqüentemente será repassado para o consumidor. Sendo assim, a instalação de um sistema próprio de geração além de garantir a existência de insumo para consumo próprio, possibilitará ainda uma economia no custo da geração.

Nesse trabalho, não foram avaliadas questões como valorização da propriedade em detrimento da instalação de qualquer um dos sistemas analisados. Possivelmente, essa consideração melhorará os cenários aqui apresentados.

Como sugestão para futuros trabalhos, seria interessante realizar o dimensionamento do sistema de conexão a rede (*Grid Tie*) e verificar a fundo os custos atrelados a esta parte da implantação.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABEEÓLICA. **Relatório detalhado Novembro 2014**. 2014. Disponível em: <<http://www.portalabeeolica.org.br/>>. Acesso em: 11 Nov. 2014.

AES SUL. **Conexão de Minigeração e Microgeração Distribuída**. 2012. Disponível em: <https://www.aessul.com.br/site/informacoes/Normas.aspx?categoriald=103&#box02_ancora>. Acesso em: 01 Mar. 2014.

ALVEZ FILHO, J. **Matriz Energética Brasileira: da crise à grande esperança**. Rio de Janeiro: Mauad Editora, 2003.

AMÉRICA DO SOL. **Simulador online**. Disponível em: <<http://www.americadosol.org/simulador>>. Acesso em: 14 Nov. 2014.

ANEEL. **Resolução Normativa Nº 482, de 17 de abril de 2012**. 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/bren2012482.pdf>>. Acesso em: 01 Mar. 2014.

ANEEL. **Resolução Normativa Nº 517, de 11 de dezembro de 2012**. 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012517.pdf>>. Acesso em: 01 Mar. 2014.

ANEEL. **Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica**. 2005. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/caderno4capa.pdf>> Acesso em 10 Nov. 2014.

ANEEL. **Guia de Perguntas e Respostas sobre micro e minigeração distribuída.** 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/FAQ%20-%20482%20Atualizado%20em%20Nov-13.pdf>>. Acesso em: 01 Mar. 2014.

ANEEL. **Módulo 3 do PRODIST.** 2012. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Modulo3_Revisao_5.pdf>. Acesso em: 01 Mar. 2014.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Boletim Focus – 07/11/2014.** 2014. Disponível em: <<http://www.bcb.gov.br/?COPOM186>> Acesso em: 05 Nov. 2014.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **186ª Ata de Reunião do COPOM.** 2014. Disponível em: <<http://www.bcb.gov.br/pec/GCI/PORT/readout/R20141107.pdf>> Acesso em: 10 Nov. 2014.

CÂMARA MUNICIPAL DE OSÓRIO. **Lei Ordinária Nº 3772, de 22 de dezembro de 2005.** Disponível em: <<http://camara-municipal-dosorio.jusbrasil.com.br/legislacao/894989/lei-3772-05>>. Acesso em: 21 Nov. 2014.

CUSTÓDIO, R. **Energia Eólica para Produção de Energia Elétrica.** Rio de Janeiro: ELETROBRÁS, 2009.

CEEE. **Valor Simplificado da Conta.** 2012. Disponível em: <<http://www.ceee.com.br/pportal/ceee/Component/Controller.aspx?CC=1248>> Acesso em: 05 Nov. 2014.

CEEE-D. **Acesso de micro e minigeração com fontes renováveis e cogeração qualificada ao sistema de distribuição.** 2012. Disponível em: <<http://www.ceee.com.br/PPortal/CEEE/Archives/Download/Padrao%20Tecnico/NTD-00.081%20Acesso%20de%20micro%20e%20mini%20gera%C3%A7%C3%A3o%20com%20fontes%20renov%C3%A1veis%20e%20cogera%C3%A7%C3%A3o%20qualificada%20ao%20SD.pdf>>. Acesso em: 01 Mar. 2014.

EPE. **Relatório Final 2014 – Balanço Energético.** 2014. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2014.pdf>. Acesso em: 25 Out. 2014.

EUROPEAN TECHNOLOGY PLATFORM. **Frequently Asked Questions Smart Grid.** 2014. Disponível em: <<http://www.smartgrids.eu/FAQ#12>>. Acesso em: 01 Mar. 2014.

GELLINGS, C. **The Smart Grid: Enabling Energy Efficiency and Demand Response.** Estados Unidos: Fairmont Press, 2009.

INMETRO. **Tabela de Eficiência Energética – Sistema de Energia Fotovoltaica – Módulos.** 2014. Disponível em: <http://www.inmetro.gov.br/consumidor/pbe/tabela_fotovoltaiico_modulo.pdf> Acesso em: 14 Nov. 2014.

INSTITUTO ACENDE BRASIL. **Realidade das Tarifas de Energia Elétrica no Brasil.** 2012. Disponível em: <

http://www.acendebrasil.com.br/media/eventos/20091210_Fiesp_ParcelaA_rev0.pdf
> Acesso em: 10 Nov. 2014.

KALOGIROU, S. **Solar Energy Engineering: Processes and Systems and Demand Response**. Estados Unidos: Academic Press, 2009.

MARTINS, G. **Economia, Gestão e Auditorias Energéticas: Unidade 1 – Análise Econômica em Conservação de Energia, 2º semestre de 2014**. Notas de aula. Digital.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Relatório Smart Grid**. 2010. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/acoes/Energia/Relatxrio_GT_Smart_Grid_Portaria_440-2010.pdf>. Acesso em: 01 Mar. 2014.

MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE. **Energia Eólica**. 2014. Disponível em: <<http://www.mma.gov.br/clima/energia/energias-renovaveis/energia-eolica>>. Acesso em: 25 Out. 2014.

MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE. **Energia Solar**. 2014. Disponível em: <<http://www.mma.gov.br/clima/energia/energias-renovaveis/energia-solar>>. Acesso em: 25 Out. 2014.

MOMOH, J. **Smart Grid Technology and Applications**. New Jersey: John Wiley & Sons Ltda, 2012.

PEREIRA, F. **Dimensionamento de um sistema de venda de energia eléctrica à rede**. 2011. Renováveis Magazine, p. 156-160.

RGE. **Padrão de Entrada para Micro e Minigeração Distribuída**. 2013. Disponível em: <<http://www.cpfl.com.br/LinkClick.aspx?fileticket=ZDXuoJLPRyo%3d&tabid=1411&mid=2057>>. Acesso em: 01 Mar. 2014.

RGE. **Conexão de Micro e Minigeração Distribuída sob Sistema de Compensação de Energia Elétrica**. 2013. Disponível em: <<http://www.cpfl.com.br/LinkClick.aspx?fileticket=ZDXuoJLPRyo%3d&tabid=1411&mid=2057>>. Acesso em: 01 Mar. 2014.

RGE. **Padrão de Entrada para Micro e Minigeração Distribuída**. 2013. Disponível em: <<http://www.cpfl.com.br/LinkClick.aspx?fileticket=ZDXuoJLPRyo%3d&tabid=1411&mid=2057>>. Acesso em: 01 Mar. 2014.

ROSS, S. WESTERFIELD, R. BRADFORD, J. **Fundamentos de Administração Financeira**. São Paulo: Artmed. 2013.

SEMA. **Lei Estadual Nº 11.520, de 03 de agosto de 2000**. 2000. Disponível em: <<http://www.legislacao.sefaz.rs.gov.br/Site/Document.aspx?inpKey=104923&inpCodDispositive=&inpDsKeywords=>>>. Acesso em: 21 de Nov. 2014.

SEVERINO, M; CAMARGO, I; OLIVEIRA, M. **Geração distribuída: discussão conceitual e nova definição**. Revista Brasileira de Energia, v.14, n.1, p.47-69, 2008. Disponível em: <<http://www.sbpe.org.br/rbe/revista/26/>>. Acesso em: 01 Mar. 2014.

SKYSTREAM ENERGY. **Skystream 3,7 Owner's Manual. 2006.** Disponível em: <<http://www.skystreamenergy.com/products/skystream/skystream-3.7>>. Acesso em: 22 Out. 2014.

SMART GRID FORUM. **Tecnologias de Smart Grid no Brasil: avanços regulatórios e institucionais.** 2012. Disponível em: <<http://www.smartgrid.com.br/eventos/smartgrid2012/pdf/042.pdf>>. Acesso em 01 Mar. 2014.

SOUSA, F. **Evolução das Tarifas de Energia Elétrica e do Salário Mínimo.** Brasília: Biblioteca Digital Câmara, 2005.

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. **Smart Grid.** 2014. Disponível em: <<http://energy.gov/oe/technology-development/smart-grid>>. Acesso em: 01 Mar. 2014.