

ANÁLISE DE CASOS PARA AMORTIZAÇÃO DO FINANCIAMENTO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE

Leandro Augusto Gomes – leandrogomesfsc@gmail.com

Fabiano Perin Gasparin - fabiano-gasparin@uergs.edu.br

Universidade Estadual do Rio Grande do Sul

Resumo. Desde que entrou em vigor a Resolução Normativa ANEEL nº482/2012, em 17 de abril de 2012, e após os aumentos consideráveis na tarifa de energia elétrica, o número de consumidores que optaram por ingressar na geração distribuída, aderindo ao sistema de compensação de energia cresce a cada ano. Por conta disso, as ofertas de produtos e serviços nesta área aumentaram, com promessas de retorno de investimento de até 7 anos para uma instalação fotovoltaica residencial. Percebeu-se então a falta de orientação do potencial consumidor quanto ao investimento inicial máximo para que o sistema de geração distribuída fosse viável. Outro fator que se apresenta é a grande diferença entre os preços praticados no mercado nacional dos equipamentos, projeto e instalação. Tendo em vista este contexto, neste trabalho foram realizadas simulações para estimar o valor máximo que o consumidor deveria pagar por um sistema fotovoltaico conectado à rede de 1500 W_p com recursos obtidos por meio de financiamento. A amortização da dívida seria realizada por pagamentos anuais com recursos oriundos da economia obtida pelo sistema de geração fotovoltaica. Os valores foram calculados para uma faixa de taxa de juros, considerando vários prazos de amortização da dívida para três cidades brasileiras: Santa Maria no Rio Grande do Sul, Bom Jesus da Lapa, localizada na Bahia e Belo Horizonte em Minas Gerais. Consideraram-se também as diferentes tarifas de energia nas cidades, buscando assim construir um cenário fidedigno. Através desta simulação, conclui-se que com os valores praticados atualmente, o tempo de amortização não é tão baixo quanto o divulgado a partir de cálculos simplificados, geralmente de tempo de retorno simples do investimento. Linhas de financiamento com juros baixos são determinantes para um tempo de amortização razoável do financiamento.

Palavras-chave: Energia Solar Fotovoltaica, viabilidade econômica, amortização.

1. INTRODUÇÃO

As consequências da forte dependência da energia hidrelétrica na matriz energética brasileira foram sentidas por toda a população do país. A crise hídrica pela qual o Brasil passou, e ainda passa, fez com que o governo acionasse as usinas termoeletricas de geração de energia, as quais possuem um custo mais elevado de operação. O principal efeito das medidas tomadas foi o aumento do preço da tarifa de energia elétrica. Em 2014, algumas concessionárias tiveram reajustes na tarifa superiores a 30%. Ainda segundo o IPCA – IBGE o reajuste acumulado fechado em junho de 2015 constatou que a tarifa de energia teve alta acumulada de 58,37% em 12 meses. Além do aumento da tarifa, foi adotado o sistema de bandeiras tarifárias, que encarecem a tarifa conforme a disponibilidade da matriz de geração. Dado o alto custo que a energia elétrica tem atualmente para o consumidor final, uma nova alternativa vem ganhando espaço no mercado, a geração distribuída.

Na geração distribuída o consumidor pode produzir parte da energia elétrica que consome e ceder o excedente à rede da distribuidora a qual ele está vinculado pela área de concessão. A Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012 (ANEEL, 2012) que entrou em vigor no dia 17 de abril de 2012 estabelece as condições para a micro e minigeração distribuída e o sistema de compensação de energia. A microgeração distribuída consiste em uma central com potência instalada de até 75 kW e minigeração distribuída aquela com potência maior do que 75 kW e menor do que 5 MW (sendo 3 MW para fonte hídrica). (ANEEL, 2015).

De acordo com o BIG – Banco de Informações de Geração, desde que a resolução normativa entrou em vigor até o início do mês de outubro de 2015, 1285 centrais geradoras haviam sido instaladas, sendo que destas, 1.233 são sistemas de energia solar fotovoltaica, correspondendo a aproximadamente 96% do total, seguidos de 31 sistemas eólicos, 13 híbridos, utilizando tanto um sistema de energia solar fotovoltaica quanto um sistema de energia eólica, 6 movidas a biogás, 1 movida a biomassa e 1 hidráulica. (ANEEL, 2015).

Acompanhando este crescimento, surgem cada vez mais no mercado empresas oferecendo serviços de venda e instalação de sistemas fotovoltaicos. O número de empresas oferecendo módulos fotovoltaicos, inversores, serviços de instalação e manutenção aumentou com a demanda de clientes interessados. Um fato que chama a atenção neste mercado é a diferença entre os preços praticados tanto para os equipamentos, como para o projeto e instalação. Enquanto que para pequenos sistemas residenciais de até 3 kW por exemplo, tomando como base o valor praticado por pequenas empresas independentes, orçamentos de outras empresas com outros modelos de negócio, podem apresentar até 100 % de diferença. Uma pesquisa em lojas virtuais também pode comprovar as grandes variações encontradas para os preços de módulos fotovoltaicos e inversores de um sistema residencial de pequena potência. Outro ponto refere-se a

empresas que prometem aos seus clientes que o investimento feito na instalação de sistema de geração distribuída pode ser recuperado entre 5 e 7 anos. Este período informado é em geral o tempo de retorno simples do investimento, sem a devida correção dos valores monetários no tempo.

Este contexto estimula a necessidade de um estudo mais aprofundado no que diz respeito à viabilidade econômica dos sistemas de micro e minigeração distribuídas utilizando a geração fotovoltaica. Existem diversos estudos feitos para analisar a viabilidade econômica de tais sistemas, como o desenvolvido por Nakabayashi (2015). Em geral os estudos de viabilidade econômica são baseados em preços praticados no momento do estudo e com uma série de parâmetros para compor o cenário econômico. A variação cambial em geral pode ser incluída como fonte de incerteza, porém não há métodos para determinar os valores futuros.

Persiste, portanto a necessidade de um estudo que apresente valores em moeda nacional que o consumidor poderia investir em um sistema fotovoltaico conectado à rede em um cenário específico de taxa de juros, inflação e tempo de amortização do investimento, considerando um empréstimo ou financiamento para tal fim. Este valor final do sistema inclui os gastos compreendendo equipamentos, projeto, instalação e todos os custos agregados, uma vez que em geral os clientes residenciais compram uma solução *turn key*, ou seja, compram um pacote que inclui todos os itens necessários e instalação. Neste sentido, o presente estudo tem como objetivo calcular os valores de um sistema fotovoltaico conectado à rede de pequeno porte residencial para o financiamento ser amortizado em diversas combinações de tempo e para uma faixa de taxa de juros.

2. METODOLOGIA

Para a realização do estudo de viabilidade foi definido um cenário base composto por um sistema fotovoltaico conectado à rede residencial de 1500 W_p. Foram realizados os estudos para 3 diferentes cidades brasileiras a fim de incluir diferentes níveis de irradiação solar e cenários de tarifas: Bom Jesus da Lapa, no estado da Bahia, Belo Horizonte em Minas Gerais e Santa Maria, localizada no Rio Grande do Sul. Para todos os casos foi considerado um cenário ideal, ou seja, apenas o caso de 100% de autoconsumo, onde o consumidor utiliza toda a energia que produz na mesma hora, sem créditos a compensar. O caso do excedente injetado na rede ser compensado integralmente sem incidência de ICMS na parcela compensada também é válido para o estudo, uma vez que a cobrança do ICMS sobre toda a energia que ingressa na unidade consumidora é outro ponto importante que altera o cenário econômico do projeto. Vários estados já assinaram convênios em que o ICMS só incidirá pela energia líquida do mês e esta realidade tende a ser disseminada.

Como ainda não existem amplas linhas de créditos específicas para consumidores residenciais que desejam instalar um sistema de microgeração distribuída, utilizou-se um intervalo de taxas de juros, variando a mesma entre 6% e 15%, sendo uma faixa que contempla juros pagos em um cenário de linhas de crédito subsidiadas até o cenário de juros praticados para o financiamento de bens como imóvel e automóvel. Considera-se que um sistema de microgeração de energia com um sistema fotovoltaico é um investimento mais seguro que um automóvel, porém menos seguro que um imóvel em relação à taxa de juros e alienação fiduciária em garantia.

2.1 Aspectos técnicos

A produção de energia anual do sistema foi obtida por meio do programa de simulação SAM (*System Advisor Model*) –NREL (SAM – NREL, 2014). Utilizou-se a rotina para sistemas fotovoltaicos conectados à rede residenciais. A orientação do painel fotovoltaico foi selecionada com ângulo de inclinação igual à latitude local e azimute 0°, ou seja, orientado para o norte. As três cidades escolhidas para o estudo contemplam uma boa amostra de níveis de irradiação solar esperados para o território brasileiro, sendo que estas cidades possuem um arquivo climático do tipo TMY3 para ser utilizado como dado de entrada no SAM. O sistema simulado é composto por 6 módulos de silício multicristalino de 250 W_p conectados em série a um inversor Fronius Galvo 1,5-1, compondo um sistema de 1500 W_p. O modelo de radiação difusa utilizado nas simulações é o Modelo de Perez e o albedo utilizado foi 0,2. O modelo para determinação da temperatura dos módulos foi o método NOCT (*nominal operating cell temperature*). A partir da simulação é obtida a energia anual produzida pelo sistema para cada cidade. Considerou-se também um decréscimo de 0,5 % ao ano na energia anual decorrente principalmente de degradação da potência do sistema.

2.2 Aspectos financeiros

De acordo com o Banco Central do Brasil, um empréstimo bancário é um contrato entre um cliente e uma instituição financeira, pelo qual o cliente recebe certa quantidade de dinheiro, que deverá ser devolvida a esta instituição em um prazo definido, com o acréscimo de juros. Similar ao empréstimo bancário é o financiamento, porém, em um financiamento os recursos recebidos pelo cliente podem ser utilizados apenas para fins específicos. Outra diferença do financiamento para o empréstimo bancário é que o financiamento necessita de uma garantia por parte do cliente como alienação fiduciária, hipoteca, entre outras.

Após fazer um empréstimo bancário ou um financiamento, o cliente necessita quitar esta dívida com a instituição financeira dentro de um determinado prazo, e para isto, realiza pagamentos periódicos. Ao processo de quitação da dívida com a instituição financeira através de pagamentos periódicos dá-se o nome de amortização do saldo devedor, em que os juros incidem sobre o saldo devedor e a parcela paga amortiza a dívida ao longo do tempo.

Neste trabalho foi utilizado o método da amortização de um financiamento para determinar o valor máximo do sistema fotovoltaico especificado, considerando diversas taxas de juros e o tempo de amortização total da dívida para cada caso. A inflação foi estipulada como 6,5% ao ano, valor igual ao teto da meta do governo brasileiro, que incidirá na correção da tarifa de energia ao longo do tempo. Embora o índice IPCA esteja superior a este valor e historicamente as tarifas de energia elétrica tenham sido reajustadas em índices superiores à inflação e ainda, considerando que as projeções de inflação podem variar muito, por cautela manteve-se este índice para compor o cenário.

A tarifa de energia utilizada para os cálculos é a tarifa base estipulada pela ANEEL, acrescida do valor da alíquota de ICMS para energia elétrica e PIS-COFINS. De acordo com a Fund. Legal: Art. 42 do RICMS MG Decreto nº 43.080, de 13 de dezembro de 2002, a alíquota do ICMS nas operações do fornecimento de energia elétrica para uso residencial no estado de Minas Gerais é de 30%. Observando os Artigos 50, 51 e 51 – A do RICMS/BA, encontra-se o valor correspondente a alíquota de ICMS de energia elétrica no estado da Bahia, que é de 27% para consumos acima de 150 kWh mensais. A alíquota residencial é de 25 % no estado do Rio Grande do Sul.

Os valores da tarifa assumidos no cenário estudado podem diferir devido às variações ao longo do tempo do PIS e COFINS. Os valores das tarifas-base de energia elétrica e de ICMS dos estados foram retirados das páginas da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e dos Governos estaduais, respectivamente.

Foram definidas algumas variáveis para calcular qual seria a economia que cada um dos sistemas teria, de acordo com sua produção de energia anual. A economia anual gerada pelo sistema foi calculada com a Eq. (1).

$$Ec = E_a \times Tr \quad (1)$$

onde Ec é a economia anual em unidades monetárias (R\$), E_a é a energia anual produzida pelo sistema em kWh e Tr é a tarifa de energia elétrica, acrescida dos impostos, em R\$/kWh.

É importante ressaltar que o cenário simulado envolve apenas o caso de autoconsumo do total da energia gerada e que o sistema produz apenas uma parcela da energia consumida pela residência, sem injeção de excedente para compensação em locais onde o ICMS incide sobre o total da energia. Nos casos em que o ICMS incide somente na energia líquida não haveria redução da economia por esta causa. Outro fato considerado no cenário é que a energia líquida na conta de energia é maior que o custo de disponibilidade, caso contrário o sistema que poderia gerar créditos potencialmente perdidos.

Para o cálculo de amortização da dívida, foi utilizada a Eq. (2):

$$Sd = Sd_{anterior} \times (1 + i) - Ec \quad (2)$$

onde: $Sd_{anterior}$ é o saldo devedor do ano anterior, i é a taxa de juros do financiamento e Sd é o saldo devedor atual com a incidência dos juros ao final de cada ano e amortizado pela economia Ec .

Utilizando um algoritmo editado em VBA (*Visual Basic for Applications*) para uma planilha Excel®, foram realizados os cálculos que incluem:

- o reajuste do valor da tarifa de energia de acordo com a inflação a cada ano;
- a perda da energia gerada como 0,5% ao ano devido a degradação do sistema que atualiza o valor de E_a , a economia anual e o saldo devedor de cada ano.

Para encontrar o valor do capital inicial para um determinado cenário, ou seja, qual deveria ser o valor do financiamento que terá amortização completa em determinado número de anos e a uma determinada taxa de juros anual, foi estabelecido um valor inicial do capital em uma ampla faixa entre R\$ 500,00 e R\$100.000,00. O capital é incrementado em passos de R\$ 10,00 para fazer a simulação. Desta maneira o programa calcula as variáveis ao longo do tempo para cada caso. A simulação compreende o cálculo do saldo devedor quando o capital inicial foi tomado a uma determinada taxa de juros para um determinado período. O cálculo foi realizado para diversos períodos de tempo e para cada taxa de juros estipulada. O cálculo da amortização é interrompido para o capital simulado em que o saldo devedor deixa de ser positivo, ou seja, encontra-se o momento em que houve o total pagamento do financiamento, para cada taxa de juros e tempo de amortização variando entre 5 e 17 anos.

O resultado da simulação estima então que para uma determinada taxa de juros e determinado período, o capital inicial calculado é o valor máximo que pode ser pago para o sistema de 1500 W_p cuja produção de energia é utilizada para amortizar totalmente o financiamento do sistema conectado à rede. Os pagamentos anuais seriam feitos exclusivamente pelo valor da energia gerada ao ano.

3 RESULTADOS

Os resultados do preço máximo do sistema fotovoltaico para cada condição de tempo de amortização completa do financiamento a determinadas taxas de juros indicam os valores que os sistemas fotovoltaicos de 1500 W_p deveriam custar em sua totalidade para cada cidade brasileira estudada. Esta análise é uma boa forma de informar o tempo de retorno do investimento no sistema baseado em um método simples, porém bastante ilustrativo da influência dos parâmetros financeiros na análise.

3.1 Resultados para Belo Horizonte – MG

A cidade de Belo Horizonte -MG, está localizada na latitude de 19,85°S. Um sistema de 1500 W_p simulado no SAM resultou em uma energia anual de 2341 kWh, tendo uma produtividade de 1558 kWh/ kW_p . A taxa de desempenho deste sistema é de 0,76, e o fator de capacidade de 17,8%, tudo isso considerando um ângulo azimutal 0° e inclinação do painel igual à latitude local.

A cidade de Belo Horizonte é atendida pela distribuidora de energia CEMIG-D. A CEMIG – D possui uma tarifa de energia elétrica definida pela ANEEL no valor de 0,55474 R\$/kWh, vigente entre os dias 08/04/2015 e 07/04/2016, para a classe B1- Residencial com bandeira vermelha. A tarifa final de energia elétrica é formada pela tarifa base definida pela ANEEL, acrescida das alíquotas de ICMS e PIS/PASEP – COFINS. O Estado de Minas Gerais tem alíquota de ICMS de 30%. Os valores de PIS/PASEP-COFINS são variáveis ao longo do tempo, e portanto, utilizou-se um valor médio de 6%. O valor de tarifa final para o consumidor residencial utilizado na simulação foi de 0,8668 R\$/kWh.

Realizando os cálculos conforme descritos na metodologia, os valores máximos em reais, que deveriam ser pagos a um sistema fotovoltaico de 1500 W_p , na cidade de Belo Horizonte - MG para que o a economia proporcionada amortizasse por completo um financiamento em períodos de tempo entre 5 e 17 anos são apresentados na Tab. 1.

Tabela 1 – Preço máximo de um sistema fotovoltaico de 1500 W_p em Belo Horizonte para amortização completa do financiamento em determinado tempo e com diversas taxas de juros do financiamento.

		Taxa de juros (%)									
		6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Prazo de amortização (anos)	5	9570	9310	9050	8810	8580	8350	8140	7930	7740	7550
	6	11480	11110	10760	10430	10110	9800	9510	9240	8970	8720
	7	13390	12900	12440	12000	11580	11190	10810	10460	10120	9800
	8	15300	14670	14080	13530	13000	12510	12040	11600	11190	10790
	9	17210	16430	15700	15010	14370	13770	13210	12680	12180	11710
	10	19120	18170	17280	16460	15690	14970	14310	13680	13100	12560
	11	21030	19890	18830	17860	16960	16120	15350	14630	13960	13330
	12	22940	21590	20360	19220	18180	17220	16330	15510	14750	14050
	13	24840	23280	21850	20550	19360	18270	17270	16340	15500	14710
	14	26750	24950	23320	21840	20490	19270	18150	17120	16180	15320
	15	28660	26610	24760	23090	21590	20220	18980	17850	16820	15880
	16	30560	28250	26170	24310	22640	21130	19770	18540	17420	16400
	17	32470	29870	27560	25500	23660	22000	20520	19180	17970	16880

Fonte: Autores (2015)

Na Tab. 1 foram destacados os valores iguais ou acima de R\$ 15.000 para ilustrar uma faixa de valores que são praticados no mercado para um sistema deste tipo, tendo ciência de que o valor pago por um sistema fotovoltaico instalado tem grande variação. Este resultado traz uma análise de sensibilidade interessante do tempo de amortização com a taxa de juros. Para uma taxa de juros de 7% o prazo de amortização poderia ser entre 8 e 9 anos, considerando um sistema com valores entre os mais baixos encontrados no mercado. Este mesmo sistema teria tempo de amortização de 14 anos se a taxa de juros anuais fosse de 15 % a.a, alterando significativamente o cenário.

Embora não seja linear, a análise da Tab. 1 mostra que a variação de 1% na taxa de juros aumenta em aproximadamente 1 ano o tempo de amortização da dívida. Para taxas de juros entre 10 e 15 % a.a. o tempo de amortização varia entre 10 e 14 anos, portanto acima do que costuma ser estimado por métodos simples.

3.2 Resultados para Bom Jesus da LAPA – BA

A cidade de Bom Jesus da Lapa, na Bahia, está localizada na latitude de 13,27°S. Um sistema de 1500 W_p produziria a energia anual de 2463 kWh, tendo uma produtividade de 1639 kWh/ kW_p . A taxa de desempenho deste sistema é de 0,74, e o fator de capacidade é de 18,7%. Estes dados foram calculados no SAM para ângulo azimutal 0° e inclinação do painel igual à latitude local.

A cidade é atendida pela distribuidora de energia COELBA, a mesma possui uma tarifa de energia elétrica definida pela ANEEL no valor de 0,38836 R\$/kWh, para a classe B1- Residencial, vigente entre os dias 22/04/2015 e 21/04/2016. Com a bandeira vermelha o valor da tarifa é de 0,4336 R\$/kWh. No estado da Bahia o valor da alíquota de

ICMS é de 27% para consumos acima de 150 kWh ao mês e os valores de PIS/PASEP-COFINS foram estipulados em um valor médio de 6%. Obteve-se então, para a cidade de Bom Jesus da Lapa um valor de tarifa final de 0,6469 R\$/kWh.

A Tab. 2 apresenta os valores máximos em reais que deveriam ser pagos a um sistema fotovoltaico de 1500 W_p instalado na cidade de Bom Jesus da Lapa - BA, para que o a economia proporcionada pelo sistema amortizasse por completo um financiamento em determinado período, para uma faixa da taxa de juros

Tabela 2 – Preço máximo de um sistema fotovoltaico de 1500 W_p em Bom Jesus da Lapa para amortização completa do financiamento em determinado tempo e taxa de juros do financiamento.

	taxa de juros (%)									
	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
5	7520	7310	7110	6920	6740	6560	6390	6230	6080	5930
6	9020	8730	8450	8190	7940	7700	7470	7250	7040	6850
7	10520	10130	9770	9420	9090	8780	8490	8210	7950	7690
8	12020	11520	11060	10620	10210	9820	9460	9110	8780	8480
9	13520	12900	12330	11790	11280	10810	10370	9950	9560	9200
10	15010	14260	13570	12920	12320	11760	11230	10740	10290	9860
11	16510	15620	14790	14020	13320	12660	12050	11490	10960	10470
12	18010	16950	15990	15100	14280	13520	12830	12180	11590	11030
13	19510	18280	17160	16140	15200	14340	13560	12830	12170	11550
14	21010	19590	18310	17150	16090	15130	14250	13450	12710	12030
15	22500	20890	19440	18130	16950	15880	14910	14020	13210	12470
16	24000	22180	20550	19090	17780	16590	15530	14560	13680	12880
17	25490	23460	21640	20020	18580	17280	16110	15060	14110	13250

Fonte: Autores (2015)

Os resultados apresentados na Tab. 2 diferem dos encontrados para Belo Horizonte-MG essencialmente devido ao preço da tarifa da Coelba ser significativamente inferior. Os níveis de irradiação são ligeiramente superiores aos de Belo Horizonte porém o prazo de amortização não ocorreria antes de 17 anos para uma taxa de juros do financiamento de 13% a.a. A comparação entre as Tab. 1 e Tab. 2 ilustra como o efeito da tarifa é um fator importante na análise. De maneira semelhante aos resultados de Belo Horizonte, um incremento na taxa de juros de 1% ocasiona o aumento de aproximadamente 1 ano no tempo de amortização.

3.3 Resultados para Santa Maria - RS

A cidade de Santa Maria, no Rio Grande do Sul, está localizada na latitude de 29,70°S. Nela, um sistema de 1500 W_p produziria a energia anual de 2047 kWh, tendo uma produtividade de 1362 kWh/ kW_p . A taxa de desempenho deste sistema é de 0,78, e o fator de capacidade é de 15,5%, tudo isso considerando um ângulo azimutal 0° e ângulo de inclinação do painel igual à latitude local.

A cidade é atendida pela distribuidora de energia AES Sul que possui a tarifa de energia elétrica definida pela ANEEL no valor de 0,51035 R\$/kWh, para a classe B1- Residencial, com bandeira vermelha, vigente entre os dias 19/04/2015 e 18/04/2016. O valor da alíquota do ICMS é de 25 % e foram estipulados os valores de PIS/PASEP-COFINS de 6%. Obteve-se então, para a cidade de Santa Maria um valor de tarifa final de 0,7396 R\$/kWh.

Realizado os cálculos conforme descritos na metodologia, os valores máximos em reais, que deveriam ser pagos a um sistema fotovoltaico de 1500 W_p , para que a economia proporcionada pelo sistema amortizasse por completo um financiamento em um determinado período, para uma faixa da taxa de juros na cidade Santa Maria - RS, são apresentados na Tab. 3.

Para uma cidade no Sul do país que possui uma média de irradiação anual inferior ao Sudeste e Nordeste brasileiro, um tempo de amortização mínimo para um sistema com custo total de aquisição da ordem de R\$ 15000 só é atingido em 11 anos com uma taxa de juros de 6 % a.a. Para juros de 12 % a.a. o resultado do tempo de amortização é de 17 anos. O efeito da taxa de juros do financiamento é similar, acrescentando praticamente 1 ano a mais de amortização para cada ponto percentual de incremento. É interessante comparar os resultados de Bom Jesus da Lapa com Santa Maria. Há uma diferença significativa de produção anual de eletricidade, porém os preços mais baixos da tarifa na Bahia não tornam o sistema com tempo de amortização consideravelmente menor, como esperado para a região.

Tabela 3 – Preço máximo de um sistema fotovoltaico de 1500 W_p em Santa Maria para amortização completa do financiamento em determinado tempo e taxa de juros do financiamento.

		taxa de juros (%)									
		6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Prazo de amortização (anos)	5	7140	6940	6760	6570	6400	6230	6070	5920	5770	5630
	6	8570	8290	8030	7780	7540	7320	7100	6890	6700	6510
	7	9990	9630	9280	8950	8640	8350	8070	7800	7550	7310
	8	11420	10950	10510	10090	9700	9330	8990	8660	8350	8050
	9	12840	12260	11710	11200	10720	10270	9850	9460	9090	8740
	10	14270	13560	12890	12280	11710	11170	10680	10210	9780	9370
	11	15690	14840	14050	13330	12650	12030	11450	10920	10420	9950
	12	17120	16110	15190	14350	13570	12850	12190	11580	11010	10490
	13	18540	17370	16310	15340	14450	13630	12880	12200	11560	10980
	14	19960	18620	17400	16300	15290	14380	13540	12780	12080	11430
	15	21380	19850	18480	17230	16110	15090	14160	13320	12550	11850
	16	22810	21080	19530	18140	16900	15770	14750	13830	13000	12240
	17	24230	22290	20570	19030	17650	16420	15310	14310	13410	12590

Fonte: Autores (2015)

4. CONCLUSÕES

Foi realizada uma abordagem de viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos conectados à rede sob a perspectiva do tempo de amortização de um financiamento do sistema em diversos cenários de taxas de juros. A metodologia permite de maneira rápida encontrar os valores do sistema em cada cenário. Sendo os valores praticados no mercado ainda muito díspares a análise permite a rápida visualização para concluir se o orçamento dado para o sistema é viável de ser amortizado por um financiamento realizado para a compra de tal sistema.

Os tempos de amortização para o pagamento de um sistema fotovoltaico de pequeno porte residencial dependem da linha de financiamento utilizada. Com a variação cambial sofrida ao longo de 2015 e o conseqüente aumento dos preços dos equipamentos, os tempos de amortização de um sistema de 1500 W_p aumentaram significativamente, estando superiores a 10 anos exceto se a taxa de juros for subsidiada. Os tempos de amortização estão diferentes dos simulados em cenários com câmbio mais favorável às importações de equipamentos.

O desenvolvimento da geração distribuída com sistemas fotovoltaicos enfrenta barreiras, e, portanto, linhas de crédito com juros mais baixos são essenciais para a viabilidade do investimento. Os cenários desenvolvidos no trabalho envolvem a situação de total autoconsumo ou de compensação da energia com incidência de ICMS apenas na parcela líquida da energia consumida. A situação seria ainda menos favorável para os Estados em que o ICMS incide sobre toda a energia proveniente da empresa de distribuição.

Os resultados do trabalho permitem uma rápida visualização do preço máximo que um sistema deve custar para ser amortizado em determinado tempo e com uma dada taxa de juros para três locais do Brasil com características diferentes de irradiação solar.

Agradecimentos

Os autores agradecem à UERGS (Universidade Estadual do Rio Grande do Sul) pelo apoio na realização do projeto de pesquisa “Simulação e Análise de Projetos de Energia Solar Fotovoltaica”.

REFERÊNCIAS

- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, 2012. Resolução normativa nº 482 de 17 de abril de 2012.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, 2015. ANEEL amplia possibilidades para micro e minigeração distribuída. Notícia disponível em http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=8955&id_area=90, acesso em 27 de novembro de 2015.
- Nakabayashi Renny, 2015. Microgeração fotovoltaica no Brasil: viabilidade econômica. INSTITUTO DE ENERGIA E AMBIENTE DA USP Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos MARÇO/2015. Nota técnica disponível em <http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/mifoto.pdf>, acesso em 10 de outubro de 2015.

SAM – System advisor model – NREL (National Renewable Energy Laboratory). Disponível em <https://sam.nrel.gov/>.
IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2015. IPCA – Índice de Preços ao Consumidor Ativo.
http://ibge.gov.br/home/estatistica/indicadores/precos/inpc_ipca/defaultinpc.shtm. Acesso em 16 de outubro de 2015.

ANALISYS OF LOAN AMORTIZATION FROM A GRID CONNECTED PHOTOVOLTAIC SYSTEM

Abstract. *After the issue of the resolution ANEEL n°482/2012, in 17th of april 2012, and considering the increase of the electric energy tariffs over the last two years, the number of consumers that have interest in installing distributed generation systems with net metering is growing each year. There are several companies that have started the commercialization of photovoltaic systems, usually informing a payback time ranging from 5 to 7 years. It has been observed that the information about the maximum price in national currency that the system should cost in order to be economically viable is scarce. The growing market of residential grid connected photovoltaic systems is still characterized by a considerable variation of the prices for the whole system, including equipments, project and installation. Regarding this context, it was performed an amortization simulation to estimate the price that a grid connected photovoltaic system of 1500 W_p should cost to be economically viable. The system would be paid by a loan with amortization accomplished by the economy from the energy generated by the photovoltaic system. The values were calculated for three Brazilian cities, Santa Maria in Rio Grande do Sul, Bom Jesus da Lapa - Bahia and Belo Horizonte - Minas Gerais. The results indicated that the current prices of the system do not allow the amortization time to be as low as expected. A low interest financial program is crucial to reach a reasonable amortization time.*

Keywords: *Photovoltaic solar energy, economic viability, amortization.*