

Sistema fotovoltaico de energia elétrica: estudo sobre viabilidade econômica de implantação

Edward Seabra Júnior (Universidade Tecnológica Federal do Paraná –UTFPR) seabra.edward@gmail.com

Anilso Bucco (Universidade Tecnológica Federal do Paraná -UTFPR) anilsobucco@gmail.com

Gustavo Szlapak (Universidade Tecnológica Federal do Paraná-UTFPR) gustavoszlapak@gmail.com

Camila Cielo (Universidade Tecnológica Federal do Paraná –UTFPR) camila_cielo@outlook.com

Resumo:

O setor energético nacional, mais do que nunca, está colhendo os frutos da má administração do setor, e quem cobre o prejuízo são os consumidores. No presente trabalho, o estudo realizado tomou como referência dois cenários distintos, um comercial com consumo médio mensal de 2000 kW (orçado em R\$ 94.182,40) e um residencial de 750 kW (orçado em R\$ 38.290,00), que tiveram sua geração estimada conforme dados de irradiância coletados para a cidade de Foz do Iguaçu, Paraná, Brasil. Após a execução dos cálculos financeiros, foi possível perceber que o investimento para todos os cenários se mostraram viáveis, porém o tempo de retorno diminuiu consideravelmente quando não houve a incidência de impostos, demonstrando que um dos fatores determinantes para a implementação de sistemas fotovoltaicos foi a desoneração dos impostos incidentes sob a energia gerada pelo sistema, assim como já acontece em alguns estados.

Palavras chave: Energia renovável, simulação de custos, sistema de compensação.

Photovoltaic system of electric power: study on economic feasibility of implantation

Abstract

The national energy sector, more than ever, is reaping the fruits of bad management in the sector, and consumers are the ones who cover the damage. In the present study, the study took as reference two distinct scenarios, a commercial with average monthly consumption of 2000 kW (budgeted at R \$ 94,182.40) and a residential of 750 kW (budgeted at R \$ 38,290.00), which had its estimated generation according to irradiance data collected for the city of Foz do Iguaçu, Paraná, Brazil. After the execution of the financial calculations, it was possible to realize that the investment for all the scenarios was feasible, but the time of return decreased considerably when there was no tax incidence, demonstrating that one of the determining factors for the implementation of photovoltaic systems was the exemption from taxes levied under the energy generated by the system, as already happens in some states.

Key-words: Photo Voltaic System, Economic Viability to Setup, Compensation System.

1. Introdução

Descoberto por Wiloughby Smith em 1873, o efeito fotovoltaico ganhou destaque após 1923, ano em que Albert Einstein ganhou seu primeiro prêmio Nobel com a explanação da geração energética a partir da luz solar. Em 1954 a primeira célula de silício entrou em produção em

Nova Jérsei – Estados Unidos, garantindo energia elétrica para as primeiras estações espaciais, porém a regulamentação política a respeito da energia solar, se deu apenas quase um século depois, na década de 1980 em Israel.

Com o agravamento da crise hídrica iniciada em 2014 no Brasil, a matriz energética nacional, que depende de mais de 70% de fontes hidráulicas passa por um colapso, visto que todos os reservatórios operam abaixo da margem de segurança; entretanto o consumo tem sido inversamente proporcional devido a ondas de calor e a acessibilidade dos cidadãos aos aparelhos eletrodomésticos, principalmente ar condicionados.

A diminuição da produção de energia elétrica através de fontes hídricas fez com que as distribuidoras recorressem a termoeletricas capazes de gerar energia por meio de fontes não renováveis. Dentre essas energias estão o carvão mineral e petróleo, entretanto desta forma a energia tem se tornando muito mais cara e poluidora, fazendo com que o reajuste chegue ao consumidor final, vindo a superar no final de 2016 cerca de 100% ante 2013.

No cenário atual, 80 % da matriz energética mundial é derivada de carvão, petróleo e gás natural, combustíveis fósseis que quando queimados geram poluentes atmosféricos nocivos à camada de ozônio, contribuindo assim para o aquecimento global. Em pleno desenvolvimento, todo o setor industrial mundial tem aumentado a dependência por equipamentos elétricos, porém, esta necessidade não é suprida pelo setor de geração de energia e distribuição, gerando assim, grandes problemas, como queda de produtividade e perda de competitividade.

As vantagens da adoção de um sistema de energia fotovoltaico vão além de diminuir a demanda de eletricidade das distribuidoras, visto que em muitos casos os usuários deste sistema além de suprirem o próprio consumo estão contribuindo com a geração distribuída, minimizando drasticamente a geração de gases poluentes como o dióxido de carbono, responsáveis pelo aquecimento global, amenizando a necessidade de investimentos em construções de usinas; diminuindo o risco de falta de energia; dentre outras vantagens que abordaremos no decorrer do trabalho (VILLALVA, 2012).

Caracterizada por ser uma fonte de energia inesgotável, abundante, limpa e segura, a energia solar captada através de sistemas fotovoltaicos é tida como a alternativa mais interessante nos próximos anos para suprir a demanda energética sem recorrer a outras fontes não renováveis.

Tendo esta necessidade em vista, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) criou como incentivo a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, que estabeleceu as condições gerais para o acesso de micro e mini geração distribuída através da rede de energia elétrica, e criou o sistema de compensação de energia elétrica correspondente, o qual possibilita a qualquer pessoa produzir e distribuir a eletricidade derivada de fontes renováveis, podendo adotar regimes de compensação onde o excedente é despendido em uma rede de baixa tensão e gerando crédito de consumo futuro para a unidade geradora.

Com foco em facilitar o entendimento bem como a viabilidade da instalação de um sistema fotovoltaico interligado à rede de distribuição, este trabalho visa através de pesquisa e simulação, auxiliar aos interessados na implantação deste sistema.

Diante disto, a pesquisa tem como objetivo Verificar a viabilidade de implantação e regulamentação de um sistema de energia elétrica fotovoltaica.

2. Materiais e métodos

Os procedimentos técnicos empregados neste trabalho foram de caráter explicativo, baseados

em estudos de casos, que proporcionaram um amplo e detalhado conhecimento sobre o assunto em questão. Para Gil (2009), um estudo de caso, como o encontrado neste trabalho, tem por objetivo descrever detalhadamente o cenário em estudo, bem como definir hipóteses e teorias a respeito de um mesmo tema.

2.1. Incidência de radiação solar e definição do cenário em discussão

A coleta de dados da radiação solar foi realizada em um município da região oeste do Paraná, através do software Radiasol 2 (LABSOL, UFRGS) para a determinação da irradiação (W.m-2), onde os parâmetros fixados foram azimutude igual a zero, latitude -25.55, longitude 54.57 e inclinação dos painéis fotovoltaicos de 38° graus.

Segundo o desenvolvedor, o software Radiasol 2 utiliza internamente modelos matemáticos, e os cálculos são realizados através de rotinas que determinam o efeito da inclinação da superfície receptora e da anisotropia da radiação solar em suas componentes direta e difusa. O cálculo da intensidade de radiação solar em superfícies inclinadas é um procedimento trabalhoso devido ao elevado número de operações aritméticas envolvidas. Além de cálculos trigonométricos são necessários modelos de distribuição temporal e espacial da radiação solar (LABSOL, 2015).

Após a quantificação do potencial energético da radiação incidente na região, os dados foram utilizados na simulação, visando revelar a viabilidade do investimento nos sistemas de energia fotovoltaicos.

Foram definidos dois cenários distintos, um comercial, representado por uma estação de rádio, com consumo principal representado pelo transmissor de sinal, que fica ligado continuamente, sendo assim linear durante as 24 horas do dia, gerando um consumo médio de 12 MW/mês, onde o sistema representou um sexto do consumo total. Já o outro foi definido por uma residência com consumo médio de 750 KW/mês, aonde foram considerados 50% do consumo durante o pico de insolação e os 50% restantes foram enviados a rede de transmissão, gerando crédito para consumo posterior.

2.2. Cálculo da quantidade de energia solar gerada

O cálculo da quantidade de energia solar gerado por cada sistema foi definido através da Equação 1, considerando as mesmas placas para ambos os cenários de estudos, sendo a potência uma constante de (255 w). Desta maneira, foi possível estimar a geração de energia para os sistemas durante o período de estudo.

$$G = \sum_{T=0}^N . M . I_o . P \quad (1)$$

Onde:

G = Quantidade de energia gerada;

I = Incidência média de luz solar (kW.m-2/dia);

N= Número de dias do mês;

P= Potência da placa (W);

M=Número de placas.

3. Resultados e discussão

3.1 incidências de radiação solar

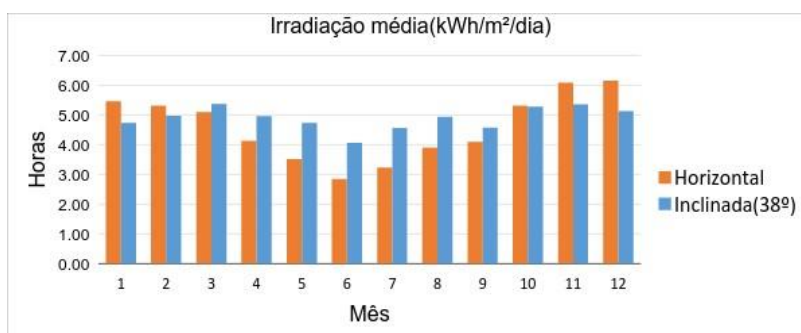
A partir dos dados coletados e analisados, obteve-se a irradiação média para a região estudada (Tabela 1), nota-se a diferença entre a geração de energia com as placas inclinadas em 38° voltadas ao norte quando comparadas às placas instaladas na horizontal; tal diferença é devida a inclinação da terra em certas partes do ano; o ângulo de 38° indicado pelo software otimizou a faixa de incidência de luz sobre os painéis, influenciando diretamente na geração de energia.

Irradiação média (kWh.m ⁻² /dia)					
Mês	Horizontal	Inclinada (38°)	Mês	Horizontal	Inclinada (38°)
1	5,46	4,74	7	3,24	4,57
2	5,32	4,97	8	3,91	4,94
3	5,1	5,37	9	4,1	4,58
4	4,13	4,96	10	5,32	5,28
5	3,52	4,74	11	6,09	5,36
6	2,85	4,06	12	6,16	5,13
Média mensal		4,62			4,95

Fonte: Adaptado do software Radasol 2 (2015).

Tabela 1– Irradiação média registrada na região oeste do Paraná

Foi possível verificar que nos meses de outubro à fevereiro, a incidência solar foi maior considerando na montagem horizontal, isto ocorre devido à proximidade da Terra com o Sol, havendo menos sombreamento neste período. Entretanto, nos demais meses quando a Terra se encontra mais longe do Sol, a incidência solar é menor, por isso, foi indicada a inclinação de 38° a fim de minimizar o sombreamento, resultando em média/mês superior no sistema inclinado, outra vantagem é a maior padronização na geração evitando déficit e picos como acontece no sistema horizontal entre o inverno e o verão (Figura 1).

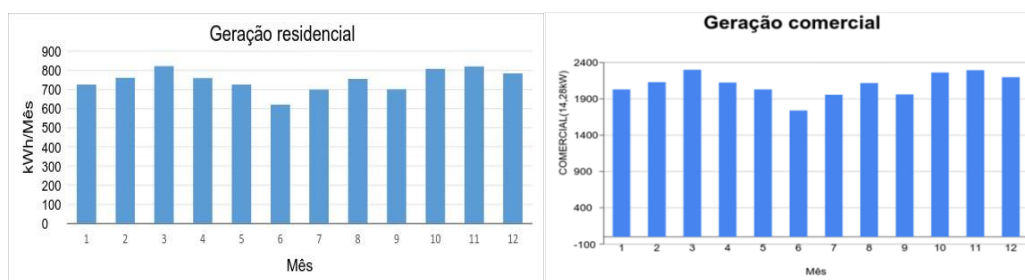


Fonte: Adaptado do software Radasol 2 (2015).

Figura 1 - Irradiação média para a região oeste do Paraná

A avaliação da incidência de radiação possibilitou definir os sistemas utilizados para os cenários residenciais (Figura 2) onde foi dimensionado para gerar 750 kW por mês através de um sistema de 20 placas de 255 W; e comercial (Figura 3) representada por um sistema fotovoltaico comercial dimensionado para gerar aproximadamente 2 MW por mês através de

um sistema com 56 placas de 255 W.



Fonte: Os autores (2015).

Figura 2 - Energia gerada mensalmente pelo módulo residencial com base na irradiação para a região

Figura 3- Energia gerada mensalmente pelo módulo comercial com base na irradiação para a região oeste do Paraná

3.2. Avaliação e simulação financeira

Para aplicação nos cálculos de análise de simulação financeira, foi considerado que o consumidor residencial de 750kW, encaixou-se na classe de tarifação b1 convencional, pela resolução ANEEL número 1897 de 16 de junho de

2015 a tarifa em R\$/kWh utilizada pela Copel é de 0,74592 (COPEL, 2015). No caso do consumidor comercial, a classe de tarifação estabelecida foi a comercial b3 com custo de 0,74592 R\$/kWh. Pelo fato de que o custo de energia elétrica vem sofrendo reajustes constantes e por se tratar de um trabalho com objetivo de estudar a viabilidade financeira de um sistema à longo prazo, foi imprescindível a estimação do valor futuro da tarifa energética, para isso foram considerados alguns fatores, afim de dar confiabilidade ao estudo.

Segundo a ANEEL (2015) O mecanismo de reajuste tarifário anual tem como objetivo restabelecer o poder de compra da receita obtida por meio das tarifas praticadas pela concessionária, o reajuste anual é calculado mediante a aplicação do Índice de Reajuste Tarifário (IRT) sobre as tarifas homologadas na data de referência anterior. Sendo a receita da concessionária de distribuição composta por duas parcelas: a parcela A representada pelos custos não-gerenciáveis da empresa (encargos setoriais, encargos de transmissão e compra de energia para revenda), e a parcela B, que agrega os custos gerenciáveis (despesas com operação e manutenção, despesas de capital).

Segundo o PORTAL BRASIL (2015) o IGP-M quando foi concebido teve como princípio ser um indicador para balizar as correções de alguns títulos emitidos pelo Tesouro Nacional e Depósitos Bancários, posteriormente passou a ser o índice, e indexador de algumas tarifas como a energia elétrica.

Segundo o INSTITUTO ACENDE BRASIL (2015) a ANEEL já indicou que, haverá um aumento na remuneração do serviço de distribuição. Isto é, o custo médio ponderado de capital (WACC, na sigla em inglês) deverá ser entre 7,3% e 7,8% para novos projetos de transmissão de energia em leilões, atualmente, o WACC praticado é de 5,5%.

A Tabela 2 representa os reajustes das tarifas, b1 residencial e b2 comercial da distribuidora Copel ao longo dos últimos 15 anos.

Distribuidora / Tarifa	Ano	Reajuste	Distribuidora / Tarifa	Ano	Reajuste
Copel b1 e b3	2015	15,32%	Copel b1 e b3	2007	3,30%
Copel b1 e b3	2015	36,79%	Copel b1 e b3	2006	4,40%
Copel b1 e b3	2014	24,86%	Copel b1 e b3	2005	2,20%
Copel b1 e b3	2013	9,55%	Copel b1 e b3	2004	14,43%
Copel b1 e b3	2013	-19,28%	Copel b1 e b3	2003	25,27%
Copel b1 e b3	2012	-0,65%	Copel b1 e b3	2002	10,98%
Copel b1 e b3	2011	2,99%	Copel b1 e b3	2002	17,31%
Copel b1 e b3	2010	2,46%	Copel b1 e b3	2001	15,43%
Copel b1 e b3	2009	12,98%	Copel b1 e b3	2000	-1,41%
Copel b1 e b3	2008	0,04%	Copel b1 e b3	1999	7,37%
Copel b1 e b3	2008	-1,27%	Copel b1 e b3	1999	11,01%
			Copel b1 e b3	1999	12,65%

Fonte: Copel (2015).

Tabela 2 – Reajuste das tarifas de luz da concessionária Copel no período de 2000-2015

A média de reajuste tarifário para o período acima foi de 12,13 % com a variação total de 194,08%. Considerando os indicadores de reajuste da tarifa energética no Brasil, bem como a média real de reajuste no estado do Paraná, foi estimado um valor de reajuste de 5,5 % ao ano.

Nas simulações utilizadas neste trabalho, foi fixado como custo fixo de projeto e instalação do sistema residencial um valor de 4 mil reais, onde 3 mil reais foram referentes ao projeto e 1 mil reais à instalação. No sistema comercial este custo ficou em 10 mil reais, onde 7 mil reais foram referentes ao projeto e 3 mil reais à instalação.

Para o projeto de instalação dos sistemas residencial e comercial, é possível relacionar os seguintes custos, conforme as Tabelas 3 e 4.

Equipamento	Fabricante	Modelo	Potência (kW)	Quantidade	Custo (R\$)
Inversor	Fronius	IG Plus 50V-1	5.1	1	
Painel	Canadian	CSI CS6P-255P	5.1	20	
Kit Montagem		Thesan Inclinado		5	
Kit Cabos		60 M Prysmian		1	34.290,00
Quadro		Quadro de			
Elétrico		proteção		1	
Conectores		MC4		20	
Projeto de Instalação	Enerluz			1	4.000,00
Total					38.290,00

Fonte: Os autores (2015), baseado em orçamento fornecido pela empresa Neosolar

Tabela 3 – Custos de instalação para um cenário residencial

Equipamento	Fabricante	Modelo	Potência (kW)	Quantidade	Custo (R\$)
Inversor	Fronius	Svmo 12.5-3-M	14.	1	
Painel	Canadian	CSI CS6P-255P	14,	5	
Kit Montagem		Thesan Inclinado		1	
Kit Cabos		60 M Prysmian		1	84.182,40

Quadro Elétrico	Quadro de proteção	1	
Conectores	M	5	
Projeto de Instalação	Enerluz	1	10.000,00
Total			94.182,40

Fonte: Os autores (2015), baseado em orçamento fornecido pela empresa Neosolar.

Tabela 4 – Custos de instalação para um cenário comercial

Para ter uma visibilidade das entradas e saídas de capital, a Tabela 5 representa anualmente o retorno do sistema considerando o reajuste estimado da tarifa energética ao longo de um período de 15 anos. Conforme a Equação 1, com base na irradiação e potência do sistema foi estimado a geração bruta de energia, porém visando aproximar de um sistema real a geração líquida de energia nas tabelas 5 e 6, incluem as perdas de 18%.

Ano	Geração líquida* (R\$)	Tarifa (R\$)*	Receita Bruta (R\$)	Manutenção (R\$)	Receita Líquida (R\$)
0	-	-	-	-	-
1	7364,5	0,75	5.493,33	-164,8	5.328,53
2	7358,61	0,79	5.790,83	-173,72	5.617,10
3	7352,72	0,83	6.104,43	-183,13	5.921,30
4	7346,84	0,88	6.435,03	-193,05	6.241,98
5	7340,96	0,92	6.783,52	-203,51	6.580,02
6	7335,09	0,97	7.150,89	-214,53	6.936,36
7	7329,22	1,03	7.538,15	-226,14	7.312,01
8	7323,36	1,09	7.946,39	-238,39	7.708,00
9	7317,5	1,14	8.376,73	-251,3	8.125,43
10	7311,65	1,21	8.830,38	-264,91	8.565,47
11	7305,8	1,27	9.308,60	-279,26	9.029,34
12	7299,95	1,34	9.812,72	-294,38	9.518,34
13	7294,11	1,42	10.344,14	-310,32	10.033,81
14	7288,28	1,5	10.904,33	-327,13	10.577,20
15	7282,45	1,58	11.494,87	-344,85	11.150,02

* Geração Líquida em kW considerando perdas de 18% e diminuição anual de eficiência de 0,8% ao Banco

** Reajuste de 5,5 % ao ano na tarifa (previsões IGPM)

Tabela 5 - Remuneração anual do sistema residencial ao longo de 15 anos considerando custo de manutenção de 3% sobre o valor gerado, e sem considerar os impostos (ICMS,PIS/COFINS)

Ano	Geração líquida	Tarifa (R\$/ kWh)	Receita bruta	Manutenção (R\$)	Receita líquida (R\$)
0	7364,50	-	-	-	-38.290,00
1	7358,61	0,745	5.493,33	-164,80	4.394,71
2	7352,72	0,786	5.790,83	-173,72	4.684,03
3	7346,84	0,830	6.104,43	-183,13	4.988,98
4	7340,96	0,875	6.435,03	-193,05	5.310,40
5	7335,09	0,924	6.783,52	-203,51	5.649,18
6	7329,22	0,974	7.150,89	-214,53	6.006,27
7	7323,36	1,028	7.538,15	-226,14	6.382,66
8	7317,50	1,085	7.946,39	-238,39	6.779,40

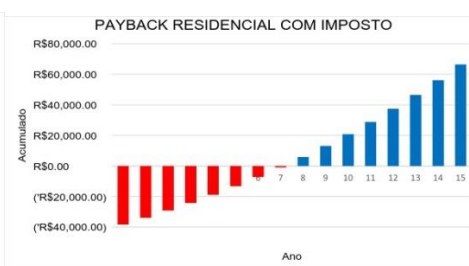
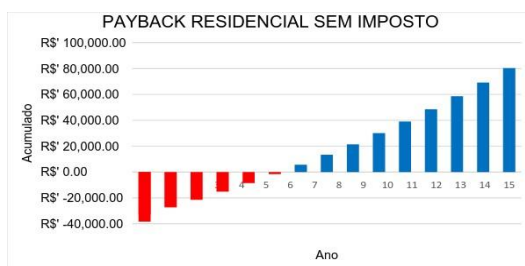
9	7311,65	1,144	8.376,73	-251,30	7.197,57
10	7305,80	1,207	8.830,38	-264,91	7.638,36
11	7299,95	1,274	9.308,60	-279,26	8.102,97
12	7294,11	1,344	9.812,72	-294,38	8.592,70
13	7288,28	1,418	10.344,14	-310,32	9.108,92
14	7282,45	1,496	10.904,33	-327,13	9.653,05
15	7364,50	1,578	11.494,87	-344,85	10.226,61

* Geração Líquida em kW considerando perdas de 18% e diminuição anual de eficiência de 0,8% ao ano.

** Reajuste de 5,5 % ao ano na tarifa (previsões IGPM).

Tabela 6 - Remuneração anual do sistema comercial ao longo de 15 anos considerando custo de Manutenção de 3% sobre o valor gerado, e sem considerar os impostos (ICMS,PIS/COFINS)

O payback é uma ferramenta financeira muito requisitada para análise de investimentos devido a sua facilidade de compreensão, para o módulo residencial (Figuras 4 e 5), a rentabilidade do sistema sem imposto passaria a ocorrer no sétimo ano, enquanto que no sistema considerando 50% de imposto o retorno passaria para o oitavo ano; entretanto muitos economistas discordam que apenas com o payback é possível determinar se tal investimento é ou não rentável, pois o mesmo não considera o real valor do dinheiro no tempo, ou seja, ele não considera que a mesma quantia de dinheiro no presente terá valor financeiro reduzido no futuro.

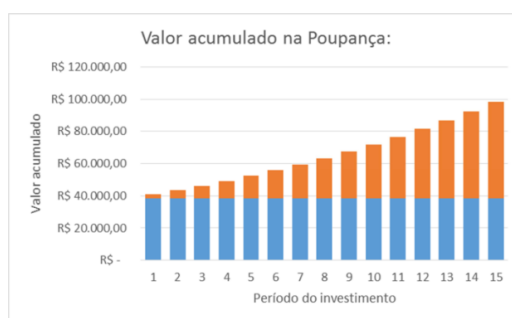


Fonte: Os autores (2015)

Figura 4- Payback do sistema residencial sem os impostos

Figura 5- Payback do sistema residencial com os impostos

Para meios de comparação, se o mesmo valor de R\$ 38.290,00 fosse gasto para implementar o sistema fotovoltaico residencial e todas as despesas economizadas com tarifa de energia ao longo de igual período fossem acumuladas na caderneta de poupança o acúmulo de capital seria de R\$ 66.425,80 (Figura 6) já considerando o desconto dos gastos iniciais de implementação; entretanto não é possível concluir a viabilidade financeira deste sistema sem avaliar os demais parâmetros de análise financeira, tais como TIR e VPL, os quais serão analisados separadamente abaixo.



Fonte: Os autores (2015).

Figura 6 - Remuneração do valor de implantação do sistema fotovoltaico se investido na poupança ao longo de 15 anos considerando a taxa histórica de juros de 6,5% para este investimento

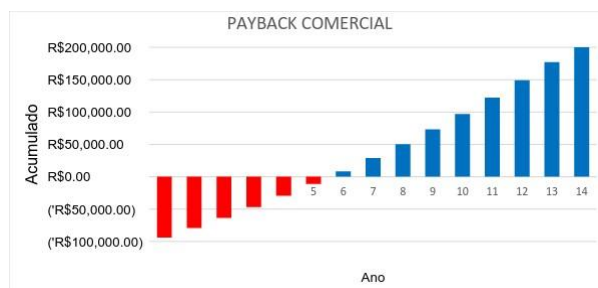
Quando o cenário comercial foi analisado, considerando que o consumo fosse uniforme ao longo do dia, o sistema fotovoltaico de 2 MW seria capaz de gerar energia para suprir todo o consumo do local em estudo sem injetar o excedente na rede, sendo assim, consideramos que não existe a incidência de impostos sobre o uso de créditos (Tabela 7).

Ano	Geração líquida	Tarifa (R\$/ kWh)	Receita bruta(R\$)	Manutenção (R\$)	Receita líquida (R\$)
0	-	-	-	-	-94.182,40
1	20620,61	0	15.381,32	-461,44	14.919,88
2	20604,11	0	16.214,31	-486,43	15.727,88
3	20587,63	0	17.092,42	-512,77	16.579,64
4	20571,16	0	18.018,07	-540,54	17.477,53
5	20554,70	0	18.993,86	-569,82	18.424,04
6	20538,26	0	20.022,49	-600,67	19.421,82
7	20521,82	1	21.106,83	-633,20	20.473,62
8	20505,41	1	22.249,89	-667,50	21.582,39
9	20489,00	1	23.454,85	-703,65	22.751,21
10	20472,61	1	24.725,08	-741,75	23.983,32
11	20456,23	1	26.064,09	-781,92	25.282,16
12	20439,87	1	27.475,61	-824,27	26.651,35
13	20423,52	1	28.963,58	-868,91	28.094,68
14	20407,18	1	30.532,13	-915,96	29.616,17
15	20390,85	1	32.185,63	-965,57	31.220,06

Fonte: Os autores (2015).

Tabela 7 - Remuneração do sistema comercial ao longo de 15 anos sem impostos e considerando taxa de manutenção de 3% ao ano

Através do gráfico de payback (Figura 6), é possível visualizar que o retorno de investimento do cenário comercial ocorreria entre o sexto e sétimo ano devido a não incidência de impostos sobre a energia gerada pelo sistema fotovoltaico.



Fonte: Os autores (2015)

Figura7 – Gráfica do *payback* para um sistema comercial sem impostos

Como pode ser visualizado nos gráficos de *payback* (Figuras 5 e 7), o ponto de equilíbrio para o cenário residencial sem impostos ocorreu no início do sétimo ano, o mesmo sistema considerando os impostos sobre 50% do consumo alcançou o ponto de equilíbrio apenas no

início do oitavo ano. A imposta sobre a energia excedente enviada à rede diminui a atratividade do investimento, haja vista que para o sistema se pagar, neste cenário, levaria aproximadamente um ano a mais. Por sua vez, o cenário comercial, considerando não haver impostos pelo consumo de créditos, o ponto de equilíbrio foi alcançado entre o sexto e sétimo ano, mostrando que quanto maior o sistema, menor o tempo de retorno, visto que os custos fixos se dissipam.

A partir dos dados obtidos para o fluxo de caixa, verifica-se que no início, a maior saída de capital corresponde ao investimento inicial e nos anos subsequentes, foram obtidas entradas de capital provenientes da economia das tarifas energéticas e periódicas saídas referentes a manutenção e impostos enquanto que o sistema comercial não apresentou as saídas periódicas referentes ao impostos (Figuras 8 e 9).



Fonte: Os autores (2015)

Figura 8 - Fluxo de caixa para o sistema residencial com impostos e manutenção de 15 anos

Figura 9 - Fluxo de caixa para o sistema comercial com manutenção ao longo de 15 anos

Com o auxílio do software Excel (Microsoft Corporation, Redmond, Washington, EUA) foram calculadas, com base nos fluxos de caixa apresentados para cada cenário em estudo, as respectivas taxas internas de retorno (TIR); considerando primeiramente os dois cenários residenciais em estudo com uma taxa de atualização monetária de 8% sobre a dívida inicial, chegou-se a TIR de 16% para o sistema residencial sem impostos, o que significa que ao fim da vida útil do sistema além dele ter se pago integralmente, ainda seria possível obter um retorno deste capital investido na ordem de 16% ao ano. Considerando a mesma taxa de atualização monetária de 8%, o cenário residencial com impostos, após pagar-se ainda assim teria possibilidade de render 14% ao ano de lucro sobre o capital investido.

Para o sistema fotovoltaico do cenário comercial, o qual não seria considerado a incidência de impostos e teria uma produção maior de energia, o indicador TIR indicou que após o retorno do capital investido, o mesmo ainda teria potencial de render 19% ao ano de lucro.

A fim de se obter uma simulação realmente viável, optamos por usar a taxa mínima de atratividade um pouco superior a da poupança, porém inferior ao rendimento de renda fixa, ficando então fixada em 8% ao ano; nas tabelas 8, 9, e 10 é possível verificar a comparação entre o que seria esperado do sistema considerando um retorno mínimo de 8% e o quanto cada sistema seria capaz de produzir considerando os dados de insolação, perda e manutenção anteriores.

Quanto ao Valor Presente Líquido (VPL) para o cenário Residencial sem impostos foi possível verificar um valor de R\$ 24.518,45, para o cenário Residencial com imposto R\$ 12.173,02 e para o comercial 67.612,15 R\$. Para os 3 cenários obteve-se valor positivo, comprovando que haveria retorno do capital utilizado para o projeto.

Ano	RESIDENCIAL				COMERCIAL	
	Sem os impostos e com sua real capacidade de retorno		Com os impostos e com sua real capacidade de retorno		Mínimo esperado do sistema fotovoltaico comercial e sua real capacidade de retorno	
	Receita Líquida (R\$)	TMA (8%) (R\$)	Receita Líquida (R\$)	TMA (8%) (R\$)	Receita Líquida (R\$)	TMA (8%) (R\$)
0	-38290		32290	4043,13	-94182,4	
1	5328,53	4902,25	4394,71	4309,31	14919,88	13726,29
2	5617,1	5167,73	4684,03	4589,86	15727,88	14469,65
3	5921,3	5447,6	4988,98	4885,56	16579,64	15253,27
4	6241,98	5742,62	5310,4	5197,25	17477,53	16079,33
5	6580,02	6053,61	5649,18	5525,77	18424,04	16950,12
6	6936,36	6381,45	6006,27	5872,05	19421,82	17868,07
7	7312,01	6727,05	6382,66	6237,04	20473,62	18835,73
8	7708	7091,36	6779,4	6621,77	21582,39	19855,8
9	8125,43	7475,4	7197,57	7027,29	22751,21	20931,11
10	8565,47	7880,23	7638,36	7454,73	23983,32	22064,66
11	9029,34	8307	8102,97	7905,29	25282,16	23259,59
12	9518,34	8756,87	8592,7	8380,21	26651,35	24519,24
13	10033,81	9231,11	9108,92	8880,81	28094,68	25847,1
14	10577,2	9731,03	9653,05	9408,48		

Fonte: Os autores (2015).

Tabela 8 - Comparação entre os retornos mínimos esperado do sistema fotovoltaico

6. Considerações finais

Como foi constatado no decorrer do trabalho através das ferramentas de análise de viabilidade financeira, o cenário com maior custo-benefício foi o que considerou a instalação de um sistema fotovoltaico em um ambiente comercial, onde o retorno esperado é de aproximadamente 19 %, ou seja, cerca de 2 vezes mais rentável que a poupança para igual período, lembrando que neste cenário não houve a incidência de impostos. O cenário com menor rentabilidade foi o residencial considerando a incidência de impostos, onde o retorno esperado, ainda assim foi de 14%, aproximadamente o mesmo retorno do que o tesouro nacional; apesar de ser um cenário menos rentável, ainda assim é possível verificar a viabilidade, pois o seu VPL foi positivo.

Os sistemas propostos para os cenários de estudo possuem potência suficiente para atender a demanda de inúmeros ambientes comerciais e residenciais de pequeno e médio porte, podendo assim o estudo vir a servir de referência para pessoas com real interesse de implantação, facilitando a compreensão do retorno financeiro deste investimento. Outro ponto que merece destaque é a possibilidade de adaptação deste sistema com as novas tecnologias de armazenagem de energia através de baterias de Lithium Íon, podendo tornar o consumidor independente da rede de transmissão, evitando taxas de distribuição e riscos de apagão.

Com tantas características positivas, é esperado que nos próximos anos estes sistemas passem a ser fabricados em larga escala no Brasil, tornando assim mais viável a implantação devido aos custos de produção estarem cotados em moeda local; é imensurável os benefícios socioambientais da implantação em larga escala desta fonte de energia no Brasil, que além de poder livrar a matriz energética do uso de termoeletricas que são fontes de energia caras e

poluidoras, passará a gerar empregos ligados a fabricação, venda, instalação e manutenção destes sistemas.

Apesar do alto custo de implantação, as características positivas desse sistema acrescidas à viabilidade financeira demonstrada anteriormente, comprovam que para ser aplicado em larga escala, seria necessário uma linha de crédito específica com um longo prazo para que o dinheiro economizado com a tarifa energética fosse usado para pagar o sistema implantado, ou então uma espécie de leasing operacional, onde investidores fornecem o sistema a consumidores em troca de uma mensalidade pelo uso.

Referências

ADIR M., Luiz. Como aproveitar a energia solar. São Paulo: Edgard Blucher, 1985. **AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA.** Energia Solar: radiação solar. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/energia_solar/3_2.htm> Acesso em: 07 abr. 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Banco de Informações Gerenciais: Capacidade de geração no Brasil. 2015. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>> Acesso em: 15 abr. 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Informações Técnicas: Reajuste Tarifário Anual. 2015. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=95>> Acesso em: 05 Out. 2015, 15:32.

COPEL- COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA. Tarifa. 2015. Disponível em: <<http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2F5d546c6fdeabc9a1032571000064b22e%2Fe3a5cb971ca23bf503257488005939ba>> Acesso em: 20 Out. 2015.

LABORATÓRIO DE ENERGIA SOLAR. Desenvolvimento de softwares: Radiasol 2. Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre: 2015. Disponível em: <<http://www.solar.ufrgs.br/>> Acesso em: 05 de Out. de 2015,

GIL, Antônio Carlos. Como elaborar Projetos de Pesquisa. 5. Ed. São Paulo: Atlas. 2010.

GITMAN, Lawrence Jeffrey. Princípios de administração Financeira. 12. Ed. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2010.

HIRSCHFELD, Henrique. Engenharia econômica e análise de custos: aplicações práticas para economistas, engenheiros, analistas de investimentos e administradores. 7. Ed. São Paulo: Atlas, 2011.

HOJI, Masakazu. Administração financeira na prática: guia para educação financeira corporativa e gestão financeira pessoal. 2. Ed. São Paulo: Atlas, 2009.

PORTAL BRASIL. Índice geral de preços do mercado - IGP-M: O que compõem o IGP-M. Disponível em: <<http://www.portalbrasil.net/igpm.htm>> Acesso em: 05 Out. 2015, 15:06.

VILLALVA Marcelo Gradella; GAZOLI, Jonas Rafael. Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações. 1. Ed. São Paulo: Erica, 2012.