

ANÁLISE DA VIABILIDADE DE REDUÇÃO DOS ÍNDICES ECONÔMICOS E AUMENTO DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA PARA UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO EM MÉDIA TENSÃO

Luana Sofia Silva Pereira – luana.sofia.uni@gmail.com

Universidade Federal do Maranhão, Departamento de Engenharia Elétrica

Darlan Rogério Pereira Ribeiro – rpdarlan@gmail.com

Universidade Federal do Maranhão, Departamento de Engenharia Elétrica

Silvangelia Lilian da Silva Lima Barcelos – silvangelabarcelos@gmail.com

Universidade Federal do Maranhão, Instituto de Energia Elétrica IEE/UFMA

Walbermark Marques dos Santos – walbermark.santos@ufes.br

Universidade Federal do Espírito Santo, UFES

Resumo. A instalação de sistemas fotovoltaicos em Sistemas de Distribuição de Média Tensão (SDMT) ainda apresenta um cenário menos competitivo em relação aos sistemas fotovoltaicos conectados aos sistemas de distribuição de baixa tensão (SDBT), considerando que os consumidores pertencentes a esta classe são cobrados por demanda contratada e pelo consumo de acordo com cada modalidade específica, portanto, apesar da redução significativa de gastos com energia elétrica, ainda serão faturados altos valores mensais, além de postergação de retorno financeiro do sistema. Neste artigo, serão apresentados alguns resultados da análise de viabilidade econômica em SDMT considerando o perfil de consumo, as condições estabelecidas pelas normas existentes e abordagem da possibilidade de inserção de sistemas fotovoltaicos nesta classe, demonstrando a real redução de índices financeiros e tornando o cenário favorável através de estudos preliminares das características da unidade consumidora. Nesse sentido, o objetivo deste trabalho é analisar a viabilidade econômica para obter compensação de consumo de energia, além de redução de índices econômicos, como o payback. Para isso, a instalação de um sistema fotovoltaico em um posto de combustíveis localizado na cidade de São Luís - MA foi caracterizado como um estudo de caso para a elaboração deste artigo.

Palavras-chave: Energia Solar, Consumidor em Média Tensão, Viabilidade Econômica.

1. INTRODUÇÃO

Com a crescente demanda por energia elétrica, o incentivo à geração de energia através de meios renováveis e alternativos vem tomando grandes proporções. A matriz energética solar brasileira tem acumulado uma potência 311.732 kW (0,192%), o que representa um pequeno percentual frente às demais fontes como a hidráulica e fóssil que juntas somam aproximadamente 77,74% de toda a energia brasileira (ANEEL, 2017).

Como qualquer forma de geração de energia, a energia solar fotovoltaica é regulamentada por normas e resoluções que caracterizam seus processos e condições para geração distribuída. É prudente citar a Resolução Normativa N° 482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL que tem como disposições preliminares, estabelecer as condições gerais para o acesso de microgeração (central geradora de energia elétrica, com potência menor ou igual a 75 kW) e minigeração (central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW) distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica. Além das normas das concessionárias de energia, que são diferenciadas para cada estado brasileiro, mas são sempre baseadas nas resoluções da ANEEL.

A importância de se avaliarem as características tarifárias referentes a conexão da microgeração ou minigeração nos diferentes níveis dos sistemas de distribuição reside no fato de que as normas de tarifação para geração distribuída de energias alternativas estão integralmente relacionadas aos tipos de classe e modalidade de cada consumidor. Dessa forma, este trabalho avaliará todos estes critérios relativos a viabilidade econômica e de implantação de sistemas fotovoltaicos de acordo com todas as normas e resoluções do setor elétrico, visando buscar e demonstrar alternativas viáveis para melhoria de cenário financeiro e possível proximidade em relação à competitividade quanto à Baixa Tensão, utilizando um caso real para estudo.

2. OBJETIVOS

Este trabalho tem como objetivo avaliar a viabilidade de sistemas de geração distribuída fotovoltaica em instalações de Média Tensão, considerando que instalações pertencentes a esta classe têm regulamentações que tornam o cenário financeiro menos atrativo quando comparado a instalações em Baixa Tensão. O faturamento de demanda contratada, além do consumo, é um dos fatores que explicam esta problemática. O estudo será baseado em um caso real

de um Posto de Combustíveis pertencente ao Grupo A4 e com tarifação binômia, tornando possível a aplicação da análise de custos, *payback* e demais critérios financeiros.

3. CLASSIFICAÇÃO DE CONSUMIDORES EM MÉDIA TENSÃO

Apesar da redução do custo de materiais que compõem os sistemas fotovoltaicos, implantar um sistema como este ainda requer alto investimento por parte do proprietário, sendo necessárias avaliações financeiras de viabilidade de instalação, com previsões de *payback* (retorno) em anos, além de estudos que caracterizem o consumidor quanto a classe (A ou B), tipo de conexão (monofásico, bifásico ou trifásico).

Uma das características mais interessantes de sistemas como estes é a avaliação da viabilidade econômica frente aos consumidores de média tensão. De acordo com ANEEL (2010), consumidores de média e alta tensão podem ser caracterizados por diferentes modalidades tarifárias, sendo elas a convencional binômia, aplicada às unidades consumidoras do grupo A caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica e demanda de potência, independentemente das horas de utilização do dia; horo-sazonal azul, aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia e horo-sazonal verde, aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia, assim como de uma única tarifa de demanda de potência.

No faturamento de unidades consumidoras com mini e microgeração distribuída instaladas em média ou alta tensão, de acordo com ANEEL (2015) é devida apenas a parcela da fatura correspondente à demanda contratada, além da taxa de disponibilidade referente ao tipo de ligação da unidade consumidora (monofásico, bifásico, trifásico). Além disso, é estabelecido em ANEEL (2012) que consumidores com demanda de potência contratada não poderão instalar sistemas fotovoltaicos com potência superior a esta demanda. É importante ressaltar ainda que tributos como Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação (ICMS) e Programa de Integração Social/Contribuição ao Financiamento da Seguridade Social (PIS/CONFINS) cabem à Receita Federal do Brasil e às Secretarias de Fazenda Estaduais (ANEEL, 2016).

O Maranhão é um dos estados que aderiram ao Convênio ICMS 16/2015, que permite a incidência do imposto somente sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada de cada mês. Em estados não incluídos, o ICMS é cobrado sobre todo o consumo mensal. Já o PIS/CONFINS, de acordo com a publicação da Lei Nº 13.169/2015 é faturado apenas sobre a diferença positiva entre a energia consumida e a energia injetada pela unidade consumidora.

4. ESTUDO DE CASO

Para a elaboração e análise de viabilidade de implementação do projeto de um sistema em Média Tensão, foi considerado como caso de estudo um posto de combustíveis na cidade de São Luís – MA, classe comercial, com ligação trifásica em média tensão, apresentando demanda contratada de 30 kW e tarifação binômia. Conforme fatura apresentada na Fig. 1.

SubClasse: COMERCIO VAREJISTA DE COMBUSTIVEIS PARA VEICULOS AUTOMOTORES Grupo de Tensão: A4 Fase: TRIFÁSICO Perda de Transformação (%): 2,50 Tensão Contratada (V): 13.800 Limites Tensão (V): 12.834 a 14.490			Dados da Leitura <table border="1"> <tr> <th>Atual</th> <th>Anterior</th> <th>Próxima</th> </tr> <tr> <td>11/07/2017</td> <td>09/06/2017</td> <td>11/08/2017</td> </tr> </table>			Atual	Anterior	Próxima	11/07/2017	09/06/2017	11/08/2017	<table border="1"> <tr> <th>Descrição</th> <th>Consumo</th> <th>Preço</th> <th>Valor(R\$)</th> </tr> <tr> <td>Demanda Ativa</td> <td>24,89</td> <td>78,367216</td> <td>1.950,56</td> </tr> <tr> <td>Consumo</td> <td>9,788</td> <td>0,348340</td> <td>3.419,56</td> </tr> <tr> <td>Demanda Ativa Isenta de ICMS</td> <td>5,11</td> <td>62,618395</td> <td>319,98</td> </tr> <tr> <td>Adicional Band. Amarela</td> <td></td> <td></td> <td>88,49</td> </tr> <tr> <td>Cp-Ilum Pub Pref Munic</td> <td></td> <td></td> <td>295,45</td> </tr> </table>			Descrição	Consumo	Preço	Valor(R\$)	Demanda Ativa	24,89	78,367216	1.950,56	Consumo	9,788	0,348340	3.419,56	Demanda Ativa Isenta de ICMS	5,11	62,618395	319,98	Adicional Band. Amarela			88,49	Cp-Ilum Pub Pref Munic			295,45
Atual	Anterior	Próxima																																				
11/07/2017	09/06/2017	11/08/2017																																				
Descrição	Consumo	Preço	Valor(R\$)																																			
Demanda Ativa	24,89	78,367216	1.950,56																																			
Consumo	9,788	0,348340	3.419,56																																			
Demanda Ativa Isenta de ICMS	5,11	62,618395	319,98																																			
Adicional Band. Amarela			88,49																																			
Cp-Ilum Pub Pref Munic			295,45																																			
Dados do Contrato: Tipo de Tarifa: A4 CONV Demanda Contratada (kW) <table border="1"> <tr> <td>Única</td> <td>Ponta</td> <td>Fora Ponta</td> </tr> <tr> <td>30,00</td> <td></td> <td></td> </tr> </table> Dem. Reserva Cap. Única (kW): Dem. Reserva Cap. Fora Ponta (kW): Dem. Reserva Cap. Ponta (kW): Dem. de Geração (kW): Dem. de Dist. Única (kW): Dem. de Dist. De Ponta (kW): Dem. de Dist. Fora Ponta (kW):			Única	Ponta	Fora Ponta	30,00			Unidade de Leitura-Seq: SL09A013 Número de Dias Faturados: 32 Origem da Leitura Atual: 01 Consumo Médio Diário (kWh): 305,90 Média dos 12 meses (kWh): 9.587,32 Equipamento: 33040016037 Fator de Potência Média: 1,00 Dem. Máx. F. Ponta (kW): 24,29 Dem. Máx. Ponta (kW): 19,34																													
Única	Ponta	Fora Ponta																																				
30,00																																						
Informações de Tributos <table border="1"> <tr> <th>Tributos</th> <th>Base de Cálculo(R\$)</th> <th>Alíquota(%)</th> <th>Valor(R\$)</th> </tr> <tr> <td>ICMS</td> <td>5.489,20</td> <td>20,0000</td> <td>1.097,85</td> </tr> <tr> <td>PIS</td> <td>5.778,59</td> <td>1,3639</td> <td>78,62</td> </tr> <tr> <td>CONFINS</td> <td>5.778,59</td> <td>6,2823</td> <td>363,02</td> </tr> </table>			Tributos	Base de Cálculo(R\$)	Alíquota(%)	Valor(R\$)	ICMS	5.489,20	20,0000	1.097,85	PIS	5.778,59	1,3639	78,62	CONFINS	5.778,59	6,2823	363,02	Dados da Nota Fiscal <table border="1"> <tr> <th>Emissão</th> <th>Apresentação</th> </tr> <tr> <td>12/07/2017</td> <td>17/07/2017</td> </tr> </table>			Emissão	Apresentação	12/07/2017	17/07/2017													
Tributos	Base de Cálculo(R\$)	Alíquota(%)	Valor(R\$)																																			
ICMS	5.489,20	20,0000	1.097,85																																			
PIS	5.778,59	1,3639	78,62																																			
CONFINS	5.778,59	6,2823	363,02																																			
Emissão	Apresentação																																					
12/07/2017	17/07/2017																																					
Reaviso de vencimento 																																						
Incluirão sobre a conta paga após o vencimento multa de 2%, juros de mora de 0,0333% ao dia (conf. Lei 10.438/02) e atualização monetária com base no IGP-M e serão incluídos na próxima fatura.																																						
Total a pagar: R\$6.074,04																																						

Figura 1 – Conta de energia do consumidor de média tensão.
 Fonte: Companhia Energética do Maranhão (CEMAR) (2017).

A área sugerida para instalação do sistema é o telhado do posto de combustíveis com aproximadamente 1.100 m², de acordo com a Fig. 2.



Figura 2 – Vista aérea do telhado do posto de combustíveis em que será instalado um sistema de geração fotovoltaica conectado SDMT. Fonte: *Google Earth* (2017).

A análise do caso foi baseada em um período de seis meses, considerando que não houve acesso à faturas de meses anteriores à Janeiro/2017 e que houve alteração de modalidade tarifária após o mês de Junho/2017. Ou seja, o estudo está enquadrado no período em que o consumidor esteve adepto à tarifação binômia.

O dimensionamento do sistema foi realizado utilizando dados acerca da irradiação solar diária média mensal em inclinação 0° N e 13° N, conforme a Tab. 1 (CRESESB, 2017).

Tabela 1 – Dados acerca da irradiação solar diária média mensal correspondentes a um período de seis meses para a localidade em estudo.

Ângulo	Inclinação	Irradiação Solar Diária Média Mensal kWh/m ² .dia					
		Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun
Plano Horizontal	0° N	4,33	4,28	4,06	3,89	4,44	4,75
Maior Mínimo Mensal	13° N	3,97	4,05	3,98	3,96	4,72	5,17

O maior mínimo ângulo foi utilizado com o objetivo de analisar a pior caso de irradiação solar, sendo comparado ainda com a irradiação em plano horizontal. Dessa forma, os níveis de irradiação mínima mensal foram base para cálculo de energia gerada. Segundo CRESESB (2016) dá-se as equações (1) e (2):

$$E_{\text{média mensal}} = P_{\text{FV}} \times \text{HSP} \times \text{TD} \quad (1)$$

Sendo, $E_{\text{média mensal}}$ a energia gerada ao mês, P_{FV} a Potência do sistema Fotovoltaico, o fator TD é a Taxa de Desempenho do sistema e o fator HSP representa as Horas de Sol Pleno, que estima o número de horas em que a irradiância solar deve permanecer constante e igual a 1.000 W/m² de forma que a energia resultante seja equivalente à energia disponibilizada pelo sol no local em questão. Assim, o fator HSP é dado por:

$$\text{HSP} = I_{\text{diária média}} \div 1.000 \text{ W/m}^2 \quad (2)$$

A Taxa de Desempenho é a relação entre a produtividade do sistema e a quantidade de horas do sol a 1.000 W/m² incidentes no painel FV, expressa em (kWh/kWp). Adotou-se o valor de Taxa de Desempenho (*Performance Ratio*) a 85%, este parâmetro representa a relação entre a performance real do sistema e o desempenho máximo teórico do sistema (CRESESB, 2016).

A partir da substituição de Eq. (2) em Eq. (1) obteve-se estimativas de geração média mensal para o período de seis meses, como apresentado na Tab. 2.

Tabela 2 - Estimativas de geração médias mensais para o período de seis meses.

Ângulo	Inclinação	Energia Gerada ao Mês (kWh/Mês)					
		Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun
Plano Horizontal	0° N	3310	3272	3104	2974	3394	3631
Maior Mínimo Mensal	13° N	3035	3096	3043	3027	3608	3952

No caso de grandes consumidores de energia elétrica, como indústrias, o que não se aplica a residências e a maioria dos comércios, sistemas de energia solar fotovoltaica não podem ter uma potência maior que a demanda contratada. Dessa forma, para este caso, o sistema terá que ser dimensionado para uma potência limite de 30 kW (ANEEL, 2012).

Utilizando-se 109 módulos fotovoltaicos de potência nominal de 275 Wp com 1,64 m² e com eficiência de 20,4%, para uma potência total de aproximadamente 29,98 kWp serão utilizados 109 módulos, ocupando uma área de 178,76 m², ou seja, cerca de 16,25% da área disponível para implementação do sistema fotovoltaico.

Deste modo, foi possível calcular valores aproximados de fatura de energia elétrica com a implantação do sistema fotovoltaico, conforme mostrado na Fig. 3, levando em consideração que os seguintes valores não deixarão de ser cobrados com a implantação de geração distribuída:

- Demanda de Potência Mensal;
- Iluminação Pública;
- A diferença positiva da energia consumida e a energia injetada (Apenas com PIS/CONFINS);
- Taxa de Disponibilidade para ligação trifásica referente a 100 kW.

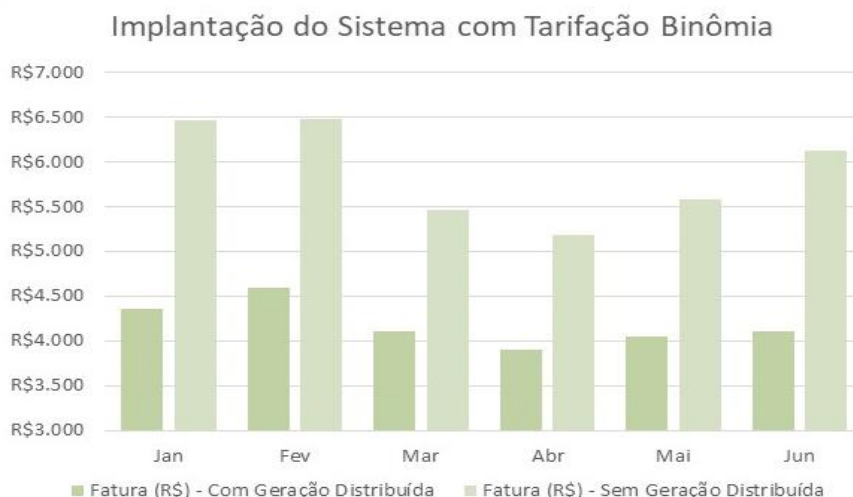


Figura 3 - Levantamento de custos de faturas dos últimos 06 meses do consumidor em estudo, em conjunto com o custo de faturas estimado pós-implantação do sistema de 29,98 kW. Fonte: Próprio Autor.

Observa-se a partir da Fig. 3, que apesar de obter economia mensal por vezes maior do que 50%, o proprietário ainda paga valores elevados relativos ao consumo e a demanda, sendo necessária a busca por alternativas de se obterem cenários positivos de retorno financeiro para este consumidor. Na Tab. 3 é apresentada uma síntese da análise de viabilidade econômica para o caso estudado. Pode-se observar neste caso, uma economia estimada em até 25 anos de R\$ 1.778.892,98, considerando que um sistema de 29,98 kWp é vendido no estado do Maranhão por um valor médio de R\$ 119.000,00 com o kWp médio para esta faixa de investimento de até R\$ 3.970,00.

Tabela 3 – Síntese da análise de viabilidade econômica para o caso estudado: sistema fotovoltaico conectado ao SDMT de aproximadamente 29,98 kWp.

Potência UFV	kWp	29,98	Área Mínima Necessária	m ²	178,79
Investimento Sistema	R\$	119.000,00	Economia Estimada - 25 anos	R\$	1.778.892,98
Tarifa + Impostos + Bandeira	R\$/kWh	0,35	Tarifa Energia Solar	R\$/kWh	0,07
Reajustes Anuais Concessionária	%	9,0	Reajustes Anuais Solar	%	-
Média Consumo - Últimos Meses	kWh	9466	Payback Estimado	anos	4,8
Média Geração Solar - Mês	kWh	5335	Retorno Investimento Anual (TIR)	%	27,5%
Parcela Solar Estimada	%	56%	Valor/kWp	R\$/kWp	3.969,31

A economia estimada é composta pela diferença entre os valores anuais que seriam pagos em contas de energia e o investimento do sistema, considerando que a concessionária de energia efetua reajustes tarifários anuais de cerca de 9,0%. O *payback* é obtido quando é analisado o ano em que esta diferença passa a ser positiva, o que acontece a partir do quinto ano, ou seja, podemos dizer que todo o valor investido no sistema é abatido frente aos valores que seriam pagos em contas de energia elétrica após 5 anos. A tarifa é menor para consumidores que são pertencentes ao Grupo A4, fator que eleva o tempo de retorno financeiro. Assim, afirma-se que quanto menor a tarifa, mais longo será o *payback*. O processo é observado na Fig. 4.

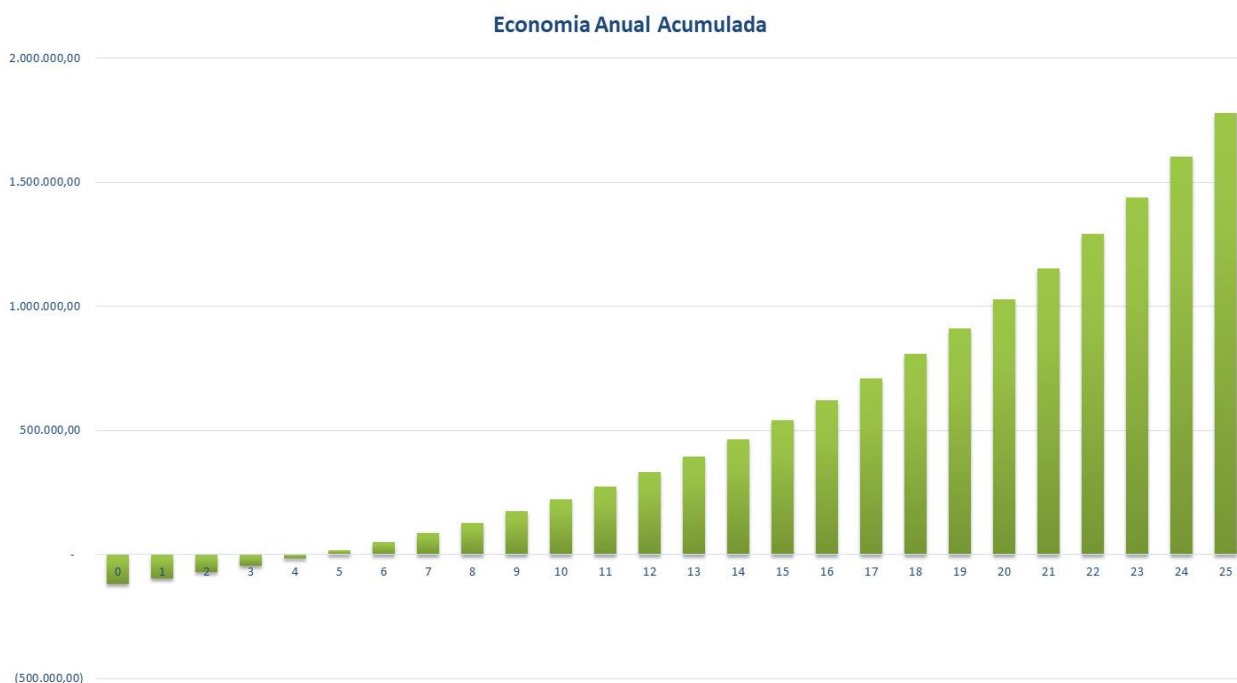


Figura 4 – *Payback* de um sistema fotovoltaico de aproximadamente 29,98 kWp a ser conectado no SDMT (Tarifação A4). Fonte: Próprio Autor.

4.1 Proposta para redução dos índices econômicos

A partir da análise de opções de faturamento, em uma unidade consumidora ligada em tensão primária, o consumidor pode optar por faturamento com aplicação da tarifa do grupo B, correspondente à respectiva classe, se atendido em pelo menos um dos seguintes critérios (ANEEL, 2010):

- A potência nominal total dos transformadores for igual ou inferior a 112,5 kVA;
- A potência nominal dos transformadores for igual ou inferior a 750 kVA, se classificada na subclasse cooperativa de eletrificação rural;
- A unidade consumidora se localizar em área de veraneio ou turismo cuja atividade seja a exploração de serviços de hotelaria ou pousada, independentemente da potência nominal total dos transformadores; ou
- Quando, em instalações permanentes para a prática de atividades esportivas ou parques de exposições agropecuárias, a carga instalada dos refletores utilizados na iluminação dos locais for igual ou superior a 2/3 (dois terços) da carga instalada total.

Após análise relativa ao atendimento dos critérios para atendimento de uma unidade consumidora em tensão primária, foi constatado que a unidade consumidora em questão apresenta transformador com potência nominal inferior a 112,5 kVA, estando enquadrada então, em pelo menos um dos critérios de alteração de opção de faturamento, ou seja, apesar de apresentar conexão em média tensão, a Unidade Consumidora (UC) poderá ser tarifada como baixa tensão (Grupo B).

Este fato reflete na anulação de demanda contratada e seu consequente faturamento, viabilizando o aumento de potência fotovoltaica do sistema, que possibilitará geração de energia elétrica suficiente para compensação total da energia disponibilizada pela concessionária, além de possibilitar a redução do *payback*.

Uma nova potência pode ser encontrada reformulando a eq. (1) e utilizando o parâmetro de valor médio de consumo durante os seis meses como geração de energia necessária. Efetuando as adaptações referentes a quantidade de equipamentos, considera-se o uso de 290 módulos fotovoltaicos de potência 275 Wp, resultando na potência

fotovoltaica de 79,75 kW. Os módulos têm 1,64 m², com eficiência de 20,4%, ocupando uma área de 475,6 m², ou seja, cerca de 52% da área sugerida.

A geração de energia estimada para o período estimado foi obtido através da eq. (1), como mostrado na Tab. 4.

Tabela 4 - Estimativas de geração médias mensais para o período de seis meses para 79,75 kWp.

Ângulo	Inclinação	Energia Gerada ao Mês (kWh/Mês)					
		Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun
Plano Horizontal	0° N	8806	8704	8257	7911	9029	9660
Maior Mínimo Mensal	13° N	8073	8236	8094	8053	9599	10514

Esta potência permitirá uma compensação de aproximadamente 93 % do consumo. E então, é possível observar a grande diferença entre os valores pagos em faturas de energia elétrica entre os meses avaliados. Inicialmente, a diferença é menor, sendo reduzida em grande escala após o terceiro mês, conforme Fig. 5.

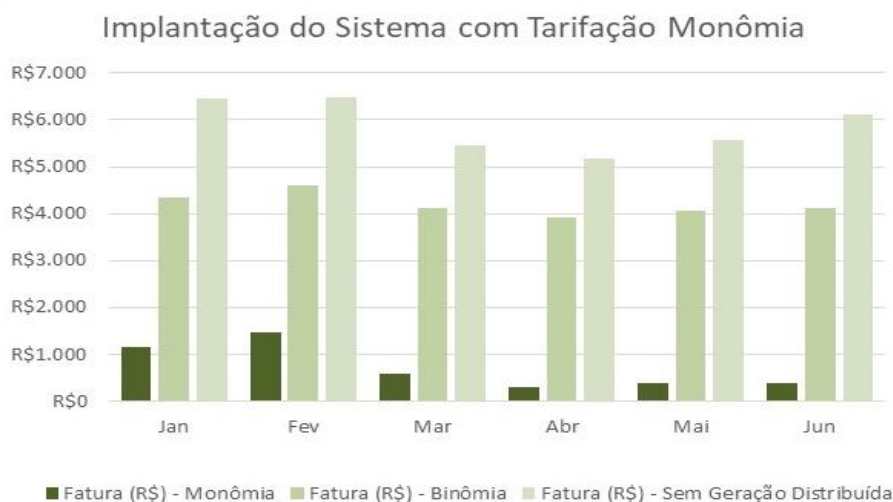


Figura 5 - Levantamento de custos de faturas dos últimos 06 meses do consumidor em estudo, em conjunto com os custos de faturas com tarifação binômnia, além do custo de faturas estimado pós alteração de opção de faturamento para tarifação do Grupo B com um sistema de aproximadamente 79,75 kWp. Fonte: Próprio Autor.

Um sistema de 79,75 kW é comercializado no estado do Maranhão por aproximadamente R\$ 320.000,00 e é possível observar que apesar do valor mais elevado do que o sistema anterior, o *payback* é reduzido para aproximadamente três anos e meio, conforme Tab. 5.

Tabela 5 – Síntese da análise de viabilidade econômica de implantação de para o caso estudado: sistema fotovoltaico conectado ao SDMT de aproximadamente 79,95 kWp com novo enquadramento tarifário.

Potência UFV	kWp	79,75	Área Mínima Necessária	m ²	475,60
Investimento Sistema	R\$	320.000,00	Economia Estimada - 25 anos	R\$	6.826.587,30
Tarifa + Impostos + Bandeira	R\$/kWh	0,80	Tarifa Energia Solar	R\$/kWh	0,12
Reajustes Anuais Concessionária	%	9,0	Reajustes Anuais Solar	%	-
Média Consumo - Últimos Meses	kWh	9466	Payback Estimado	anos	3,6
Média Geração Solar - Mês	kWh	8789	Retorno Investimento Anual (TIR)	%	35,2%
Parcela Solar Estimada	%	93%	Valor/kWp	R\$/kWp	4.012,54

A diferença do retorno financeiro e competitividade entre sistemas de classe distintas depende menos do recurso primário e mais da diferenciação de tarifas das concessionárias (ABINEE, 2012). Observando a situação original e a situação pós alteração da opção de faturamento é verificada a distinção entre os valores tarifários, onde em conexões em Média Tensão a tarifa é aproximadamente 50% maior se comparada à tarifa em Baixa Tensão, como foi descrito anteriormente. Esta diferença explica a o fato de a economia anual para sistemas tarifados como monômios convencionais estar em torno de quatro vezes maior do que em sistemas tarifados como binômios convencionais. Como apresentado na Fig. 6, pode – se observar o *payback* do sistema de 79,75 kWp.

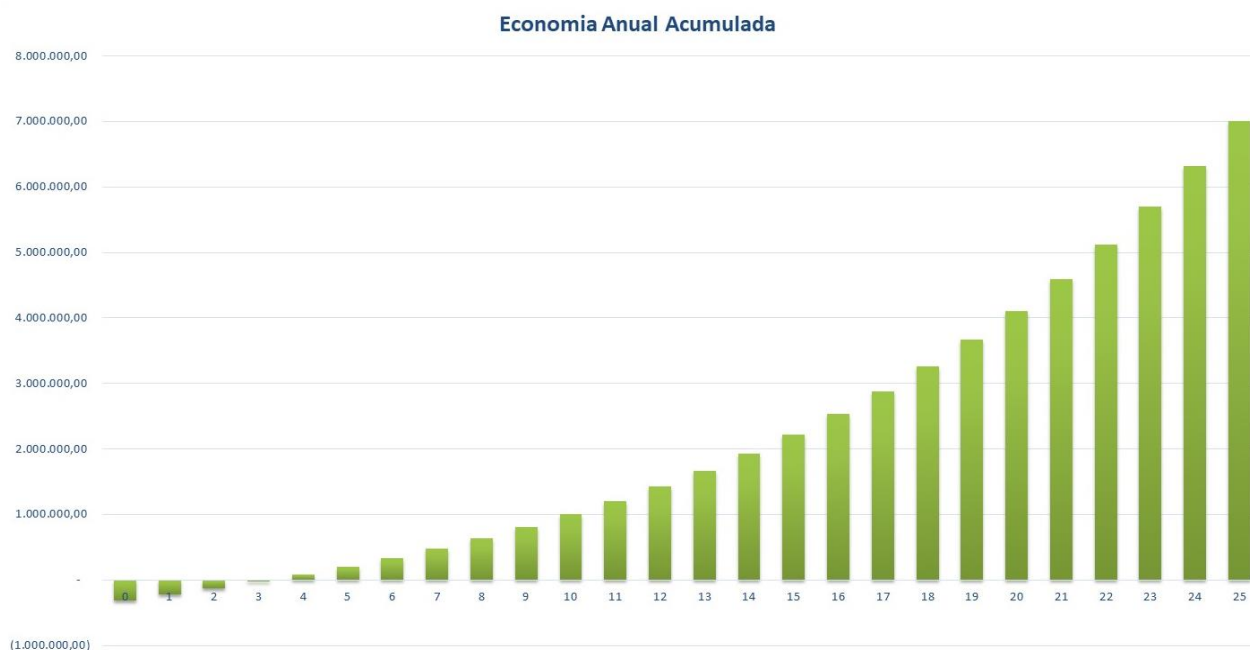


Figura 6 – *Payback* de um sistema fotovoltaico de aproximadamente 79,75 kWp a ser conectado no SDMT (Tarifação classe B). Fonte: Próprio Autor.

Instalações com tarifação horosazonal verde ou azul, também apresentam cenários menos atraentes por serem cobrados por consumo na ponta, que apresenta tarifa mais elevada, em torno de R\$ 2,50, pelo fato de existir neste horário, maior demanda de energia, então, mesmo que o consumo seja pequeno serão faturados valores altos de energia. Como o sistema apenas realiza a compensação de energia durante o dia (horário fora de ponta), o abatimento é calculado somente com referência à tarifa do horário de compensação.

Uma alternativa para consumidores desta classe é a instalação de sistemas híbridos, implantando baterias estacionárias para armazenamento de energia e injeção em horário de ponta, reduzindo os valores referentes a esta tarifação. No entanto, é possível que o problema referente à demanda contratada não seja reversível, sendo ainda faturado. E vale ainda ressaltar, que atualmente, o custo de baterias é alto e a vida útil é curta, demandando manutenção frequente e trocas em pequeno espaço de tempo.

5. CONCLUSÃO

Com a realização deste trabalho, foi constatado que é possível tornar casos de implantação de sistemas fotovoltaicos em média tensão mais positivos e competitivos frente aos sistemas conectados em baixa tensão, que apresentam mercado mais aberto, retorno financeiro atrativo e redução de alta porcentagem de gastos com faturas de energia. A análise de potência de transformadores, ainda é uma alternativa pouco conhecida apesar de estar presente na Resolução Normativa N° 414/2010, o que por vezes acaba em reduzir a procura por instalações de sistemas fotovoltaicos nesta classe. Além disso, a regulamentação específica para consumidores do Grupo A vem se tornando cada vez mais necessária, já que esses consumidores são faturados com os mais altos valores de energia elétrica mensal.

Finalmente, este estudo tem como diferencial, a exposição de um caso real, onde foi possível a redução de 50 % para 93 % de gastos com consumo (kWh) em faturas de energia elétrica, além da anulação de cobrança por demanda contratada e diminuição de *payback*, ratificando que é viável a melhoria dos cenários de implantação de sistemas fotovoltaicos em média tensão, a partir do estudo preliminar das características da unidade consumidora, o que possibilita em determinados casos como esse, a alteração da opção de faturamento com a análise da potência de transformadores. Lembrando ainda da importância do conhecimento sobre as normas regulamentadoras da Agência Nacional de Energia Elétrica que regem a geração distribuída para que o embasamento no estudo de implantação e viabilidade de sistemas fotovoltaicos seja o mais coerente possível.

6. AUTORIZAÇÃO E RECONHECIMENTOS

Os autores deste artigo reconhecem a colaboração e autorização do Posto Magnólia e Moove Energia Solar pelos materiais cedidos para a elaboração do trabalho, além de agradecer à comunidade científica pela divulgação, base e fomento de trabalhos e estudos acadêmicos que possibilitam a inserção de novos aprendizados para a engenharia.

REFERÊNCIAS

- ABINEE, 2012. Proposta para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira - Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica - ABINEE.
- ANEEL, 2010. Agência Nacional de Energia Elétrica. Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica. Resolução Normativa N° 414/2010.
- ANEEL, 2012. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa N° 482.17 de Abril de 2012.
- ANEEL, 2015. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa N° 687. 24 de Novembro 2015.
- ANEEL, 2016. Micro e Minigeração Distribuída: Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. 2. Ed – Brasília.
- ANEEL, 2017. Modalidades Tarifárias. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/tarifas-consumidores>. Acessado em: 19 out. 2017.
- CRESESB, 2016. Manual de Engenharia para Sistema Fotovoltaicos. CEPEL – CRESESB; Edição Revisada e Atualizada – Rio de Janeiro, 2016.

ANALYSIS OF THE VIABILITY TO OBTAIN ECONOMIC INDICES REDUCTION AND INCREASED OF THE ENERGY COMPENSATION FOR A PHOTOVOLTAIC SYSTEM CONNECTED TO THE MEDIUM VOLTAGE

Abstract. *The installation of photovoltaic systems in Medium Voltage Distribution Systems (MVDS) still presents a less competitive scenario with respect to the photovoltaic systems connected to the Low Voltage Distribution Systems (LVDS), considering that consumers belonging to this class are charged by contracted demand and consumption according to a specific modality, thus, despite of the reduction of electric energy expenses, besides the billed high month values, in addition to postponing the system's financial return. Will be present some results of the economic viability analysis in MVDS considering the consumption profile, according to the conditions established in the regulation and the possibility of insertion of photovoltaic systems in this class, demonstrating a real reduction of financial indices and making the scenario favorable through preliminary studies of the consumer. In this sense, the objective of this paper is to analyze the economic viability to obtain energy consumption compensation or economic indices reduction, such as payback. For this, a fuel station located in the city of São Luís – MA is considered as a case study for the elaboration of this article.*

Key words: *Solar Energy, Consumer in Medium Voltage, Economic Viability.*