

ESTUDO DE VIABILIDADE DE SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE EM UMA INSTITUIÇÃO DE ENSINO

André Luis Medeiros Moreira – andreluis_mm@hotmail.com
Fabrício Bonfim Rodrigues de Oliveira – fabricio.oliveira@unialfa.com.br
Centro Universitário Alves Faria, Departamento de Engenharia Elétrica

Resumo. Este artigo tem por finalidade o estudo de viabilidade do sistema fotovoltaico conectado à rede para suprir uma parte da demanda de potência no Centro Universitário Alves Faria com intuito de reduzir custos de consumo de energia elétrica de acordo com a Resolução Normativa N° 687/2015 da ANEEL e regulações do governo. Foi feita a pesquisa bibliográfica para desenvolvimento teórico, levantamento de dados e foi realizado um estudo de caso no Centro Universitário Alves Faria na Unidade Perimetral (UniALFA), utilizando o software PVsyst para o dimensionamento do sistema e pesquisa de mercado das tecnologias utilizadas para cálculo do retorno do investimento ao longo do tempo. Como resultado, o sistema fotovoltaico conectado à rede simulado, apresenta uma redução de aproximadamente 63% do consumo de energia elétrica anual no espaço disponível do telhado do prédio da UniALFA com um período de retorno do investimento estimado em 5,18 anos, tornando-o viável tecnicamente e economicamente.

Palavras-chave: Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede, Geração Distribuída, Viabilidade Econômica

1. INTRODUÇÃO

De acordo com Reis (2011) a energia gerada por Usinas Hidrelétricas (UHE) é considerada uma fonte de energia renovável, sendo a mais utilizada no Brasil. Entretanto, sua disponibilidade depende da preservação ambiental e de condições climáticas para que não ocorra o esgotamento dos recursos hídricos. Além disso, há um grande impacto ambiental provocado pela instalação das UHE, que causa prejuízos à fauna, flora e habitantes que precisam ser realocados. Quanto ao consumo da energia gerada pelas UHE, podem-se observar outros fatores, como a perda de energia na infraestrutura do transporte, tarifas acrescentadas em época de estiagem, tarifas elevadas em horário de pico compreendido entre as 18 e 21 horas, bandeiras e outras tarifas.

No Banco de Informações de Geração (ANEEL, 2017) fica evidente o aumento de geração de Energia Fotovoltaica (FV), uma vez que o país possui um ótimo índice de radiação solar, apresentado em Pereira et al. (2017) e o sistema fotovoltaico vem se tornando mais viável e eficiente ao longo do tempo, criando um ambiente mais propício e aceitável para geração de FV. Como também foi proposta pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) a Resolução Normativa N° 687/2015 que inclui a compensação de crédito onde a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa. Além de algumas medidas aprovadas pelo governo, como a isenção de ICMS (Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços), PIS (Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público) e COFINS (Contribuição para Financiamento da Seguridade Social) para incentivar o consumidor a aderir à utilização de SFCR.

Um dos principais custos de uma Instituição de Ensino Superior (IES) é com o consumo de energia elétrica e simular um SFCR para reduzir esse custo é a finalidade deste estudo. Assim, o tema escolhido tem como intuito conhecer os fatores que influenciam a instalação e utilização do SFCR e realizar este estudo de viabilidade para garantir que o resultado ofereça uma perspectiva melhor ao objeto analisado, que será o Centro Universitário Alves Faria.

Inicialmente foram levantadas as informações necessárias, como o consumo, radiação solar, local para instalação do SFCR (Telhado) através de bibliografias e de uso dos softwares PVsyst e Google Earth Pro com o intuito de determinar as variáveis que envolvem o SFCR. Os resultados obtidos foram tabelados, mostrados graficamente e os cálculos foram comentados. Posteriormente, foi dimensionado o SFCR no telhado e verificou-se que é capaz de suprir aproximadamente 63% do consumo total da UniALFA, estando limitado a potência instalada como previsto na Resolução Normativa N° 687/2015 e com um tempo de retorno do investimento calculado em 5,41 anos.

2. METODOLOGIA

Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica é um sistema com vários módulos fotovoltaicos em conjunto sem a necessidade de bancos de baterias para o armazenamento de energia. Neste caso, a energia gerada é entregue diretamente a rede elétrica através de um inversor que tem o papel fundamental de transformar a corrente contínua do sistema fotovoltaico (SF) para as mesmas características da rede elétrica a fim de satisfazer as exigências de qualidade e segurança para não danificá-la (LOPEZ, 2012). Para o dimensionamento do SFCR na UniALFA foi necessário coletar dados de seu consumo anual, irradiação no local e área útil disponível no telhado.

2.1 Consumo da UniALFA

A unidade consumidora (UC) de energia elétrica de acordo com a Resolução Normativa nº 414/2010 é classificada em dois grupos: A (subdividida em seis subgrupos) e B (subdividida em quatro subgrupos). O que diferencia os grupos A e B é a tensão, para o grupo A é igual ou superior a 2,3 Quilovolts (kV) e no grupo B é inferior a este valor. No UniALFA a tarifa é aplicada ao consumo e a demanda de acordo com as exigências da norma referente ao grupo A e subgrupo A4 por possuir uma tensão de alimentação de 13800 volts, onde sua demanda contratada no ano de 2015 e 2016 foi de 650 Quilovolt-ampères (kVA).

Os dados de consumo analisado para dimensionar o que seria necessário para suprir parte do consumo total são de Dezembro de 2015 a Novembro de 2016, totalizando o período de um ano (Tab. 1). A tarifa aplicada ao consumo é dividida em três horários do dia: 6h às 18h (Fora de Ponta), 18h às 21h30 (Ponta) e 21h30 às 6h (Horário Reservado). Essas tarifas são utilizadas posteriormente para ver o quanto se economizou com o SF. Além das tarifas aplicadas a esses horários também há impostos, adicionais de bandeira, tarifa aplicada a demanda, entre outros.

Tabela 1 - Consumo da UniALFA

Período	Consumo lido em Quilowatt-hora (kWh)
Dezembro de 2015	155.785,14
Janeiro de 2016	87.029,10
Fevereiro de 2016	120.734,82
Março de 2016	143.265,24
Abril de 2016	181.666,26
Mai de 2016	140.219,64
Junho de 2016	116.290,08
Julho de 2016	82.031,94
Agosto de 2016	94.145,22
Setembro de 2016	127.776,96
Outubro de 2016	132.681,78
Novembro de 2016	120.909,78
Total Anual	1.502.535,96

O consumo total anual também será utilizado para calcular qual a porcentagem que o SFCR foi capaz de suprir desse consumo.

2.2 Irradiação média diária em Goiânia

Estes dados estão disponíveis em plano horizontal e plano inclinado (ângulo de inclinação igual à latitude do local), no qual, o ângulo de inclinação do SF para Goiânia é de 16 graus na latitude voltado para o Norte e pode ser coletado no software Google Earth Pro, essa inclinação proporciona uma maior produção para o SFCR. Porém, como a análise foi feita pelo *software* PVsyst a irradiação utilizada foi em plano horizontal obtida através do SWERA (*Solar and Wind Energy Resource Assessment*) que possui o banco de dados do INPE (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais), Tab. 2.

Tabela 2 - Irradiação Global Horizontal

Período	Média Diária de Irradiação no Plano Global Horizontal (kWh/m ² /dia)
Janeiro	6,45
Fevereiro	4,92
Março	5,78
Abril	5,96
Mai	4,41
Junho	3,09
Julho	3,85
Agosto	5,89
Setembro	6,23
Outubro	6,60
Novembro	5,84
Dezembro	5,58
Média Anual	5,39

A média anual calculada foi utilizada para definir a potência de pico do SF, onde o valor de plano horizontal é utilizado no banco de dados de irradiação do PVsyst e em seguida adicionado o ângulo de inclinação para otimizar a geração. O ângulo de inclinação usado é comentado posteriormente no tópico de área útil disponível, onde todos dados do telhado do UniALFA foram descritos.

2.3 Taxa de desempenho

Taxa de Desempenho (TD) é utilizado para considerar perdas no SF, como perdas ôhmicas no cabeamento, perdas no inversor, perdas de sombreamento, perdas por sujeira nos painéis, entre outras. O somatório dessas perdas compõe o TD e neste trabalho é obtido através do PVsyst, entretanto, para suprir o consumo total do UniALFA, mesmo um TD de 100% excede o valor da demanda contratada e de acordo com a Resolução Normativa Nº 687/2015 comentada anteriormente isto só seria possível com a solicitação de aumento de demanda junto a concessionária de energia. Com isso, temos que o SF é inviável para suprir 100% da demanda até que as restrições sejam solucionadas.

2.4 Área útil disponível no telhado da UniALFA

Neste trabalho foi adotado a análise de área útil disponível no telhado da UniALFA (Fig. 2) usando o Google Earth Pro e PVsyst para o estudo do SF e conseqüentemente verificar o quanto se pode economizar.



Figura 1 - Telhado da UniALFA

O UniALFA possui um telhado de aproximadamente 5846 m² disponível para instalação do SF após desconsiderar 1,5 metros de distância da entrada de ar, 1 metro de distância da platibanda e 1 metro de distância do lanternim. Após a análise de sombreamento no PVsyst apenas 4222 m² foram considerados para o dimensionamento.

Para projetar a estrutura do telhado, além da área é necessário também considerar o ângulo azimutal dos módulos e a inclinação do telhado. De acordo com Pinho (2014) o ângulo azimutal pode ser obtido por uma bússola, onde se verifica a projeção normal à superfície no plano horizontal e a direção Norte-Sul, assim, o ângulo azimutal para o UniALFA é de 30° (Módulos direcionado para nordeste e sudoeste) e a inclinação de seu telhado e dos módulos foi simulado com 10° para evitar custos da estrutura de sustentação.

A Área 1 na Fig. 2 foi dividida na simulação por apresentar as mesmas condições, como mostrado na Fig. 3. O equivalente a área total apresenta 1612 m² com potencial de 212 kWp.

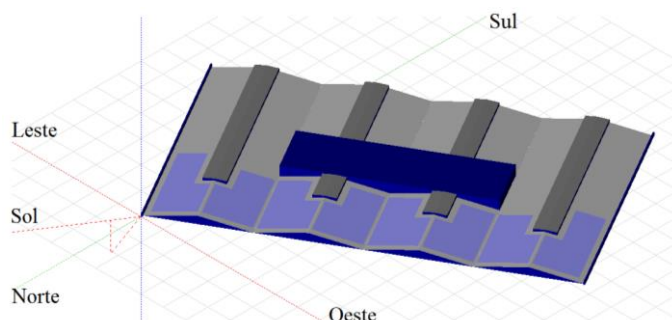


Figura 2 - Telhado Área 1

Já a Área 2 na Fig. 4 apresenta 2610 m² com potencial de 414 kWp, logo, o potencial energético para estas áreas é de 626 kWp que fica dentro do limite estabelecido pela Resolução Normativa N° 687/2015.

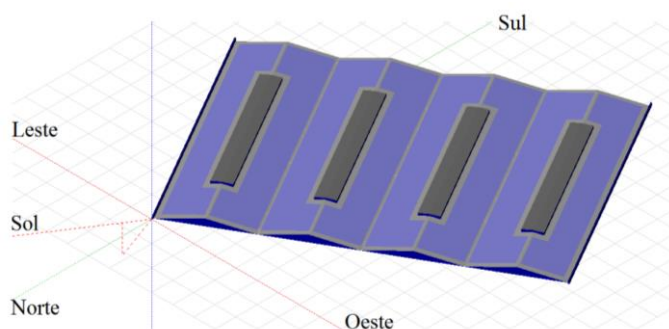


Figura 3 - Telhado Área 2

2.5 Distribuição dos módulos e inversores

No PVsyst foram feitas simulações de cada área e orientação (direcionada para o nordeste e direcionada para o sudoeste) separadamente a fim de melhorar seu desempenho, sendo necessário também a separação dos inversores pelas áreas simuladas.

Na Área 1 no PVsyst (Fig. 3) a primeira e a última fileira possuem cada uma 19 módulos em série e 3 *strings* em paralelo e as demais 16 módulos em série com 3 *strings* em paralelo. Foram utilizados inversores de 12,5 kWac para cada fileira, respeitando sua corrente e as faixas de tensões de MPPT (faixas descritas posteriormente). Totalizando 804 módulos de 265 W e 16 inversores de 12,5 kWac.

Na Área 2 no PVsyst (Fig. 4) a primeira e a última fileira possuem cada uma 20 módulos em série e 9 *strings* em paralelo e as demais 20 módulos em série e 10 *strings* em paralelo. Foram utilizados inversores de 40 kWac para a primeira e última fileira e 50 kWac para as demais, respeitando sua corrente e as faixas de tensões de MPPT (faixas descritas posteriormente). Totalizando 1560 módulos de 265 W, 2 inversores de 40 kWac e 6 de 50 kWac.

2.6 Tecnologias utilizadas

Para a simulação foi utilizado o módulo de 265 watts da Canadian Solar (Tab. 3).

Tabela 3 - Módulo utilizado

Módulo de Si-policristalino de 265 W			
Condição de Referência:	1000 W/m ²	Tolerância:	1,9 %
Isc:	9,23 A	Temperatura de referência:	25 °C
Imp:	8,67 A	Coefficiente de temperatura da potência:	-0,41 %/°C
Voc:	37,70 V	Eficiência do módulo:	16,19 %
Vmp:	30,50 V	Área do módulo:	1,637 m ²

Para a simulação foram utilizados diferentes inversores da Ingeteam (Tab. 4).

Tabela 4 - Inversor utilizado

	Ingecon Sun 12,5 TL M	Ingecon Sun 40 TL M	Ingecon Sun 50
Potência nominal:	12,5 W	40 W	50 W
Vmp mínima:	300 V	300 V	405 V
Vmp máxima:	820 V	820 V	750 V
Vmáx:	1000 V	1000 V	900 V
Imáx:	40 A	90 A	130 A

Eficiência máxima:	98,2 %	98,2 %	96,3 %
--------------------	--------	--------	--------

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

3.3 Produção de Energia do SFCR

Os dados de energia produzida do SFCR que foram calculados pelo PVsyst para cada orientação durante todo ano são apresentados nas Tab. 5 e 6. A energia produzida na Área 1 apresentado na Tab. 5 é a somatória das energias nas duas orientações, equivalente a 328018 kWh.

Tabela 5 - Energia produzida pela Área 1

	Módulos direcionados para Nordeste			Módulos direcionados para Sudoeste		
	Irradiação em plano inclinado (kWh/m ²)	TD	Energia injetada na rede (kWh)	Irradiação em plano inclinado (kWh/m ²)	TD	Energia injetada na rede (kWh)
Janeiro	198,3	0,778	16.448,00	198,4	0,779	16.472,00
Fevereiro	144,7	0,781	12.040,00	143,5	0,783	11.962,00
Março	178,5	0,781	14.862,00	174,4	0,784	14.560,00
Abril	181,1	0,783	15.106,00	168,6	0,785	14.100,00
Mai	144,9	0,798	12.322,00	128,4	0,799	10.934,00
Junho	100,7	0,802	8.610,00	89,7	0,803	7.670,00
Julho	129,1	0,797	10.962,00	112,0	0,797	9.508,00
Agosto	191,9	0,777	15.884,00	173,3	0,779	14.376,00
Setembro	194,8	0,765	15.872,00	187,2	0,767	15.298,00
Outubro	205,8	0,768	16.842,00	204,7	0,770	16.782,00
Novembro	168,6	0,781	14.026,00	170,1	0,780	14.126,00
Dezembro	174,2	0,788	14.616,00	174,1	0,789	14.638,00
Anual	2012,8	0,782	167.590,00	1924,3	0,783	160.428,00

A energia produzida na Área 2 apresentada na Tab. 6 é a somatória das energias nas duas orientações, equivalente a 622179 kWh.

Tabela 6 - Energia produzida na Área 2

	Módulos direcionados para Nordeste			Módulos direcionados para Sudoeste		
	Irradiação em plano inclinado (kWh/m ²)	TD	Energia injetada na rede (kWh)	Irradiação em plano inclinado (kWh/m ²)	TD	Energia injetada na rede (kWh)
Janeiro	198,3	0,763	31.287,00	198,4	0,763	31.269,00
Fevereiro	144,7	0,763	22.818,00	143,5	0,764	22.648,00
Março	178,5	0,764	28.212,00	174,4	0,766	27.623,00
Abril	181,1	0,766	28.692,00	168,6	0,767	26.743,00
Mai	144,9	0,780	23.371,00	128,4	0,780	20.693,00

Junho	100,7	0,780	16.234,00	89,7	0,777	14.407,00
Julho	129,1	0,777	20.741,00	112,0	0,774	17.923,00
Agosto	191,9	0,761	30.193,00	173,3	0,761	27.250,00
Setembro	194,8	0,749	30.163,00	187,2	0,750	29.040,00
Outubro	205,8	0,753	32.022,00	204,7	0,753	31.839,00
Novembro	168,6	0,765	26.649,00	170,1	0,761	26.764,00
Dezembro	174,2	0,773	27.815,00	174,1	0,772	27.785,00
Anual	2012,8	0,765	318.198,00	1924,3	0,764	303.981,00

A partir das Tab. 5 e 6 é possível ver os diferentes resultados de energia produzida nos módulos voltados para Nordeste e Sudoeste. O valor total das duas áreas é equivalente a 950.197,00 kWh/ano, logo, com o consumo total anual de 1.502.535,96 kWh/ano e fazendo a relação de energia produzida pela energia consumida da concessionária obtêm-se um SFCR capaz de suprir 63,24 % do consumo total. Para facilitar a visualização, a energia produzida ao longo do período analisado é apresentada na Fig. 5.

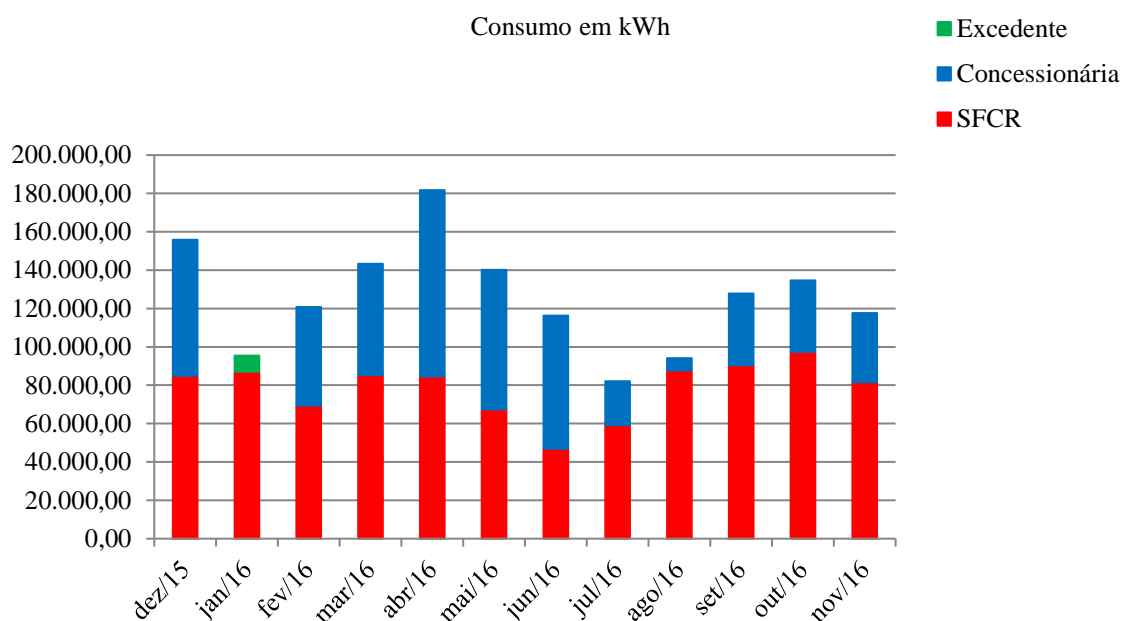


Figura 4 - Energia produzida pelo SFCR ao longo do período

3.4 Viabilidade Econômica

Considerando valores de mercado para cálculo do retorno do investimento, tem-se: 600,00 reais por módulo, 1000,00 reais por kW dos inversores e 0,30 centavos por watt em estruturas. Com estes valores o custo total foi descrito na Tabela 7 que representa aproximadamente 3,49 R\$/kWp (Reais por Quilowatt-pico) gastos para se economizar 1 kWh consumido por um preço de R\$ 0,42576.

Tabela 7- Custo total

Descrição	Fabricante	Potência Total	Custo Total
Módulo	Canadian Solar	626 kWp	R\$ 1.418.400,00
Inversor	Ingeteam	580 kW	R\$ 580.000,00
Estrutura	—	—	R\$ 187.800,00
Total			R\$ 2.186.200,00

De acordo com os Tributos Aplicáveis pela CELG (2016) em seu boletim tarifário o subgrupo A4 apresenta uma tarifa mais tributos de 0,42576 R\$/kWh (Reais por Quilowatt-hora) fora de ponta que foi considerado igual para os anos

futuros. Com a energia produzida de 950.197,00 kWh/ano multiplicada pela tarifa aplicada ao subgrupo A4, a energia economizada é de R\$ 404.555,87 por ano.

Para análise de tempo de retorno do investimento foi utilizado o *payback* simples, que de acordo com Júnior (2005) leva em consideração apenas o custo total investido sem considerar o valor do dinheiro no tempo, o fluxo de caixa após o período de *payback* e o custo de capital da empresa. Onde o custo total de R\$ 2.186.200,00 é dividido pela energia economizada arredondada para R\$ 404.000,00, equivalente a um período de 5,41 anos para o SFCR se pagar (Tab. 8).

Tabela 8 - Payback simples

Ano	0	1	2	3	4	5	6
Fluxo de Caixa	-2.186.200	404.000	404.000	404.000	404.000	404.000	404.000
Fluxo de Caixa Acumulado	-2.186.200	-1.782.200	-1.378.200	-974.200	-570.200	-166.200	237.800

4. CONCLUSÃO

Com a grande participação das usinas hidrelétricas na matriz energética brasileira e sua dependência de recursos hídricos, em determinado período quando ocorrer um volume menor de chuva faz com que seus reservatórios operem em nível mais baixo, logo, de acordo com o nível de operação há a necessidade de ativação de usinas térmicas que é a segunda fonte majoritária da matriz e com preço mais elevado também. Neste cenário são acrescentadas tarifas ao consumidor por ser uma fonte mais cara, como acontece atualmente, e acabam refletindo inevitavelmente no investimento em outras fontes alternativas renováveis, como a energia solar para suprir uma parte desta demanda. Conseqüentemente torna a tecnologia mais acessível ao consumidor com implementação de Resolução Normativa N° 687/2015, leis de isenção de impostos apresentados no trabalho e fábricas sendo instaladas no Brasil para produção de módulos fotovoltaicos.

O estudo mostrou que o UniALFA possui um grande potencial energético em seu telhado, que além dele há o estacionamento que não foi considerado no estudo mas pode ser analisado futuramente seguindo a mesma metodologia adotada neste trabalho e possui mais de 30 mil metros quadrados capaz de suprir toda a sua demanda facilmente e gerar excedentes para compensar em sua outra unidade localizada no Setor Bueno. Apesar de ser tecnicamente inviável suprir cem por cento do consumo de acordo com a Resolução Normativa N° 687/2015 que limita a potência fotovoltaica do sistema à demanda contratada de 650 kVA que possui como solução a solicitação de aumento de demanda junto a concessionária de energia, o estudo do SFCR apresentou uma redução de cerca de sessenta e três por cento, 63%, do consumo de energia elétrica anual no espaço disponível do telhado do UniALFA após a análise de sombreamento feita no software PVsyst, que demonstra ser uma excelente ferramenta para o dimensionamento e também para o aprendizado.

Tendo como premissa que a energia elétrica fornecida pela concessionária local é um custo fixo mensal do UniALFA e que existe uma alternativa economicamente viável demonstrada no trabalho que possa reduzir este custo em aproximadamente quatrocentos e quatro mil reais anuais, conclui-se que o SFCR é um ótimo investimento a longo prazo capaz de fornecer mais de 20 anos de redução de custos após o sistema se pagar no período previsto pelo payback simples de cerca de 5,41 anos.

Agradecimentos

Aos meus pais Francisco de Assis Moreira e Liane Ferreira Medeiros Moreira, pelos conselhos e apoio incondicional.

Ao Professor Me. Fabrício Bonfim Rodrigues de Oliveira, pela orientação e disponibilidade.

Ao Centro Universitário Alves Faria, pelos dados de consumo fornecidos para o estudo.

REFERÊNCIAS

- ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica. BIG – Banco de Informações de Geração. Disponível em:<<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/FontesEnergia.asp>>. Acesso em: 23 out. 2017.
- ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa N° 414. Disponível em:<<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>>. Acesso em: 16 out. 2017.
- ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa N° 687. Disponível em:<<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 16 out. 2017.
- CELG D: Companhia Elétrica do Estado de Goiás Distribuição. Tributos Aplicáveis. Disponível em:<https://www.celg.com.br/arquivos/paginas/institucional/tarifa_2016.pdf>. Acesso em: 16 out. 2017.
- Júnior, Orlando Lisita, 2005. Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede: Estudo de Caso – 3 kWp Instalados no Estacionamento do IEE-USP, Dissertação de Mestrado, IEE/USP, São Paulo.

Lopez, Marcelo Gradella, GAZOLI, Jonas Rafael, 2012. Energia Solar para produção de eletricidade, Artliber.
Pereira, E. B., Martins, F. R., Abreu, S. L, Rütther, R. 2017. Atlas Brasileiro de Energia Solar, INPE.
Pinho, J. T., Galdino, M. A., 2014. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos, CEPEL - CRESESB.
Reis, Lineu Bélico, 2011. Geração de Energia Elétrica, Manole.
SWERA: Solar and Wind Energy Resource Assessment. Select and Query Data. Disponível em: <<https://maps.nrel.gov/swera/#/?aL=0&bL=groad&cE=0&IR=0&mC=40.21244%2C-91.625976&zL=4>>. Acesso em 19 de out. de 2017.

FEASIBILITY STUDY OF GRID-CONNECTED PHOTOVOLTAIC SYSTEM AT A HIGHER EDUCATION INSTITUTION

Abstract. *The purpose of this article is to studying the viability of the photovoltaic system connected to the grid to supply part of the power demand at the Alves Faria University Center in order to reduce electricity consumption costs in accordance with Resolution Normative 687/2015 of ANEEL and government regulations. A bibliographic research was carried out for theoretical development, data collection and a case study was carried out at the University Center Alves Faria at the Perimetral Unit (UniALFA), using PVSyst software for system design and market research of the technologies used to calculate the return on investment over time. As a result, the simulated of the photovoltaic system connected to the grid presents a reduction of approximately 63% of the annual electricity consumption in the available space of the roof of the UniALFA building with a return period of estimated investment of 5.18 years, making it feasible technically and economically.*

Key words: *Grid-Connected Photovoltaic System, Distributed Generation, Economic Viability*