Análise da Viabilidade Técnica e Econômica da Implementação de Geração Solar na UNIFACEAR



Daimon Alves dos Santos[1]; Gustavo Vinicius de Brito[2]; Luis Ricardo Wojcik[3]; Rodrigo Alves de Moraes[4]
[1]UNIFACEAR - CENTRO UNIVERSITÁRIO

RESUMO
Segundo a IEA (International Energy Agency - Agência Internacional de Energia), umas das fontes de energia que mais crescem e se desenvolvem atualmente no mundo é a energia solar. Isso acontece devido a irradiação solar incidir em qualquer região do mundo, por isso é uma fonte de energia que está em constante desenvolvimento. Como o Brasil se localiza na região entre os trópicos, o mesmo está alocado em uma região de alta de incidência solar, devido a isso, tem-se um potencial de geração solar muito grande. O presente trabalho de conclusão de curso tem como ponto principal determinar um projeto de geração solar na instituição UNIFACEAR – Centro universitário que supra toda sua demanda de energia elétrica, fornecendo também todo o seu projeto elétrico. Será demonstrada a documentação necessária para a conexão on- grid na rede COPEL, assim como um estudo de viabilidade técnica e econômica chegando ao valor do kWh que viabiliza a implementação do projeto.

Palavras chave: Micro geração solar. kWh. Geração distribuída.

ABSTRACT
According to the International Energy Agency (IEA), one of the world's fastest growing and growing energy sources is solar energy. This happens because solar irradiation affects any region of the world, so it is a source of energy that is constantly developing. As Brazil is located in the region between the tropics, it is allocated in a region of high solar incidence, due to this, there is a very large solar generation potential. The main conclusion of this course is to determine a solar generation project at the UNIFACEAR institution - a university center that supplies all of its electrical energy demand, as well as providing all its electrical design. The necessary documentation for the on-grid connection in the COPEL network will be demonstrated, as well as a technical and economic feasibility study reaching the kWh value that makes the project implementation feasible.

Key Words: Micro solar generation. kWh. Distributed generation

1. INTRODUÇÃO

O presente trabalho teve como objetivo geral apresentar uma metodologia de como conectar esse tipo de geração diretamente a concessionária vigente no estado do Paraná, COPEL (Companhia Paranaense de Energia Elétrica). Analisando a viabilidade técnica e econômica da implementação dessa geração distribuída na IES (Instituição de Ensino Superior), UNIFACEAR. Sendo assim foi realizada uma revisão bibliográfica

contendo os aspectos técnicas relacionadas à geração de energia solar, serão realizadas simulações via software para compor o potencial de geração no teto da IES, está sendo entregue um projeto elétrico com as proteções para a instalação dos painéis e também um estudo da viabilidade econômica considerando o ano de 2018.

2. DESENVOLVIMENTO

Para a instalação de um sistema *on-grid* se faz necessário cumprir algumas normas e regulamentos estabelecidos pela ABNT (Associação Brasileira de Normas Técnicas), ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) e COPEL:

- ABNT NBR 10899 2013 – Energia Solar Fotovoltaica – Terminologia;
- ABNT NBR 16149 2013 - Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição;
- ABNT NBR 5410 2018 - Instalações elétricas de baixa tensão;
- ANEEL Resolução Normativa nº 482/2012;
- ANEEL Resolução Normativa nº 687/2015;
- ANEEL Resolução Normativa nº 786/2017;
- PRODIST;
- NTC 905200.

Para a realização dos estudos técnicos propostos neste trabalho foram utilizados os seguintes softwares e materiais:

- Microsoft Excel®;
- AutoCAD®;
- RADIASOL®;
- Atlas Solarimétrico do Brasil;

Abaixo seguem as etapas que foram consideradas neste estudo de implementação:

- Analisaram-se as condições para instalação do sistema;
- Determinou-se a demanda fotovoltaica;
- Definição dos módulos fotovoltaicos;
- Escolha do inversor de frequência;
- Cálculo do dimensionamento dos cabos;
- Dimensionamento dos sistemas de proteções;
- Levantamento dos custos para instalação.

3. ANÁLISE DE DADOS E RESULTADOS

A pesquisa referente às faturas de consumo de energia elétrica levou em consideração o período de um ano (agosto de 2017 a julho de 2018), onde foi obtido um de consumo máximo de 12.616 kWh registrado na conta de faturamento de energia elétrica da concessionária COPEL para o mês de abril de 2018 e com base neste valor, serão feitos os cálculos para o sistema.

Foram analisadas todas as coberturas das edificações do campus, pela planta fornecida pela coordenação do curso de Engenharia Elétrica. Essa análise levou em consideração: a área disponível em cada prédio, para que todos os painéis possam ser fixados, a inclinação e a orientação dessas coberturas.

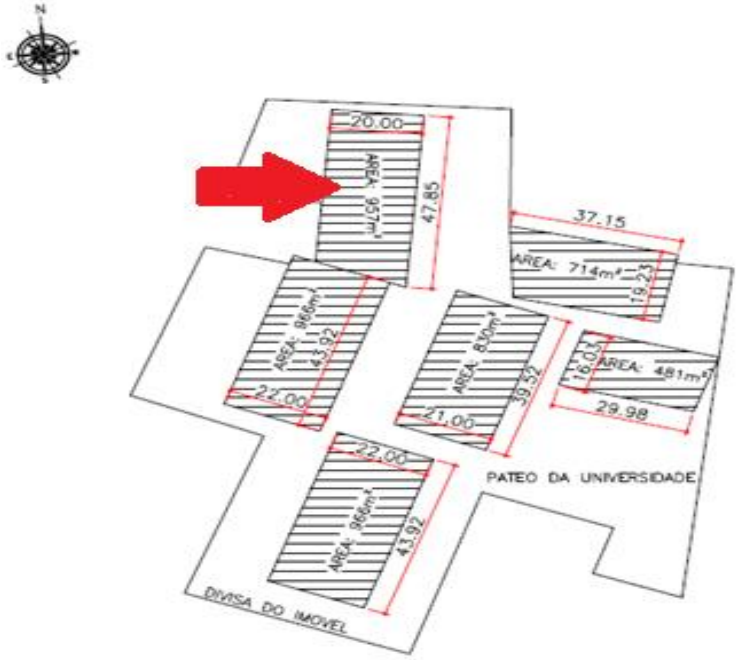


FIGURA 1: PLANTA DA UNIFACEAR CAMPUS ARAUCÁRIA
FONTE: UNIFACEAR (2018)

A cobertura que melhor se encaixa para o sistema está indicada pela seta vermelha na Figura 1. Dispondo de uma área de 957m² e onde não há áreas de sombreamento.

Utilizando o *software Google Earth*, é possível obter a latitude de 25°31'44.4 Sul e longitude de 49°21'52.2 Oeste. Para essa localização é encontrado o valor médio de irradiação solar diária no plano horizontal em torno de 4,220 kWh/m²/dia, obtido na simulação do programa RADIASOL com os valores médios de irradiação coletados no projeto SWERA (*Solar and Wind - Energy Resources Assessment*).

A inclinação dos módulos irá influenciar diretamente na captação de irradiação solar pelos módulos fotovoltaicos, com base nos estudos, pode-se dizer que a inclinação

dos painéis ficará 30° em relação ao solo para obter uma melhor geração de energia (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Neste projeto foram escolhidos painéis fotovoltaicos licenciados pela COPEL com 330 W de máxima potência, 45,6 V de tensão em circuito aberto (Voc), 9,45 A de corrente de curto-circuito (Isc) e 16,97% de eficiência.

O rendimento do sistema inversor e conexões é representado pela formula:

$$R = \frac{P_{DC}}{P_{AC}} \quad (1)$$

R = Rendimento;

P_{AC} = Potência entregue à rede elétrica. (33.700 W);

P_{DC} = Potência na saída em corrente alternada (33.000 W).

$$R = 0{,}97$$

Com o valor do rendimento do sistema inversor e conexões, pode-se calcular a potência instalada do sistema. (Equação 2).

$$P_{CC} = \frac{(E/G_{poa})}{R} \quad (2)$$

PCC = potência média necessária em corrente contínua (kWpcc);

Gpoa = ganho por irradiação solar: médio mensal do total diário (kWh/m2/dia);

E = consumo médio diário durante o ano (kWh/dia);

R = rendimento ou eficiência do sistema inversor e conexões.

Assim obtendo os seguintes resultados:

$$P_{CC} = 102{,}6\ kWp_{cc}$$

Com base nesses cálculos, é possível saber a quantidade de painéis necessários para o sistema. (Equação 3).

$$Quantidade\ módulos = \frac{Pcc}{Potência\ do\ módulo\ escolhido} \quad (3)$$

$$Quantidade\ módulos \cong 312\ módulos$$

Não há necessidade de utilizar apenas um inversor para o sistema inteiro, então foram divididos os 312 painéis para 4 inversores de frequência. Todos os inversores possuem o mesmo modelo e foram escolhidos pela potência gerada por cada conjunto de painéis, corrente de entrada suportada e tensão de entrada suportada.

Cada inversor contará com 78 painéis, sendo ligados 6 *strings* de 13 painéis conectados em série, como representadas na figura 6 que mostra a disposição do sistema.

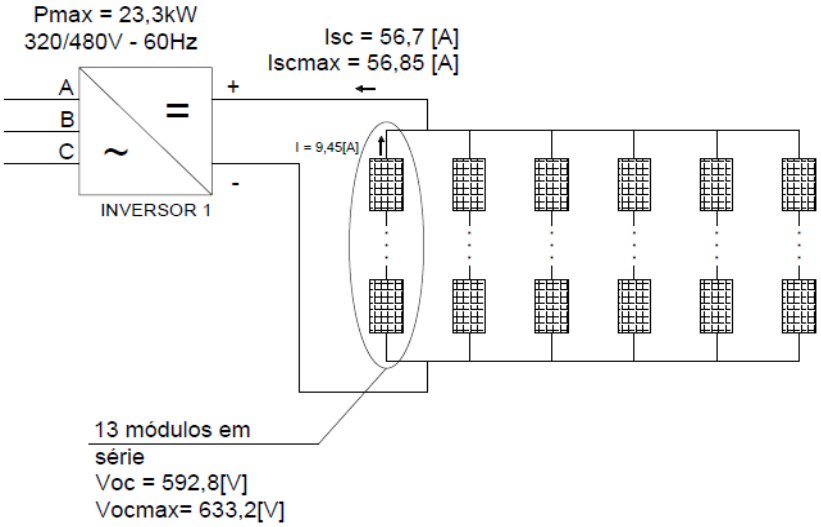


FIGURA 2: DISPOSIÇÃO DAS PLACAS SOLARES
FONTE: AUTORES (2018)

$$Voc\ max = Voc \times Nserie \times (1 + 0{,}0682) \quad (4)$$

$$Voc\ \max = 633{,}22\ [V]$$

$$Icc\ \max = Icc \times Nstrings \times (1 + 0{,}00265) \quad (5)$$

$$Icc\ max = 56{,}85\ [A]$$

A caixa de *strings* é formada por dois barramentos. Cada inversor necessitará de uma caixa de strings, onde deverão suportar uma corrente de 56,7 A.

Para o quadro de proteção de corrente contínua, os dispositivos protetores de surto (DPS) deverão suportar tensões acima de 633,22 Vcc para os circuitos dos inversores de frequência instalados, sendo assim, serão utilizados disjuntores com dados de 800 Vcc e 63 A e os DPS de 1000 Vcc e 8000 A.

Cada inversor tem um disjuntor de proteção de acordo com a corrente que deverá suportar. Sabendo que a tensão de saída dos inversores para o quadro será de 380 V, é possível calcular a corrente e assim dimensionar os disjuntores:

$$I = \frac{Ptri}{Vfn \times 3} \tag{6}$$

$$I = 28{,}9\ A$$

Sabendo que cada inversor fornecerá uma corrente de 28,9 A por fase, foi dimensionado um disjuntor trifásico de 32 A.

Além dos disjuntores para cada inversor, é necessário dimensionar um disjuntor geral para o quadro de proteção.

$$Itotal = Iinversor1 + Iinversor2 + Iinversor3 + Iinversor4 \tag{7}$$

$$Itotal = 115{,}6\ A$$

A partir dos cálculos de corrente para todos os equipamentos, é possível definir qual a secção nominal (mm²) dos condutores. Serão utilizados condutores de cobre com isolação de PVC e 70°C de temperatura de acordo com a tabela 36 da NBR 5410.

Para a alimentação do Quadro de proteção de corrente alternada foi dimensionado condutores de 3 vias de 50mm². Para a saída do quadro de proteção de corrente alternada, até as ligações dos strings dos módulos fotovoltaicos, foi dimensionado condutores de 2 vias de 16mm² PVC 70°C.

Utilizando o *software* Radiasol, é obtida a irradiação solar mensal média durante o ano e a média horária mensal de irradiação solar com ângulo de inclinação e ângulo azimute ajustados para a melhor captação dessa irradiação. Essas médias são apresentadas na tabela 1.

Na tabela 1, é representada a média de irradiação solar por hora também para todos os meses do ano totalizando uma irradiação de 4224 Wh/m².

TABELA 1 - MÉDIA HORÁRIA MENSAL DE IRRADIAÇÃO SOLAR (Wh/m²) COM A INCLINAÇÃO E AZIMUTE AJUSTADOS - 2017 E 2018

Média Horária Mensal de Irradiação Solar (Wh/m²) Com a Inclinação e Azimute Ajustados												
Hora	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
00:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
03:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
04:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
05:00:00	22	7	0	0	0	0	0	0	0	2	16	27
06:00:00	124	97	55	24	5		0	14	33	85	123	146
07:00:00	259	201	191	140	95	75	78	117	151	244	257	275
08:00:00	381	389	307	288	231	196	212	274	290	353	411	385
09:00:00	542	518	460	377	333	309	347	392	375	502	506	509
10:00:00	620	632	543	490	413	393	425	497	490	557	654	658
11:00:00	669	675	629	534	462	453	478	582	592	652	688	707
12:00:00	728	684	604	577	465	434	478	531	537	606	687	674
13:00:00	654	624	618	497	443	415	433	475	522	559	622	595
14:00:00	551	524	421	389	325	313	333	401	404	476	524	561
15:00:00	398	380	317	278	232	203	208	260	256	347	410	438
16:00:00	289	254	198	164	96	71	87	114	169	201	259	282
17:00:00	139	111	60	28	7		2	18	47	70	125	145
18:00:00	25	10	0	0	0	0	0	0	0	3	20	32
19:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Soma	5401	5106	4403	3786	3107	2862	3081	3675	3866	4657	5302	5434
Média	4224											

FONTE: RADIASOL (2018)

Com essas informações, é necessário calcular a energia gerada pelo sistema, sabendo que o rendimento do sistema é de 97% e que há um valor atribuído de 9% referente a perdas ôhmicas dos inversores, poluição, sujeiras e perdas nos diodos de bloqueio (EPE, 2018).

$$G = \eta\, módulo \times Nm \times Am \times Insol \times \eta\, inversor \times (1 - Perdas) \qquad (8)$$

G = Energia gerada em Wh;

Ƞ módulo = rendimento do módulo escolhido (16,97%);

Nm = Número de módulos (312 módulos);

Am = Área de cada módulo (1,94432 m²);

Insol = Insolação captada pelo módulo em Wh/m²;

Ƞ inversor = Rendimento do inversor (97 %);

Perdas = perdas na instalação (9 %)

Calculando a energia gerada pelo sistema em Wh, foi gerada a tabela 2, onde são apresentados os valores de hora em hora diários, mensais e anuais.

TABELA 2 - GERAÇÃO SOLAR POR HORA - DIÁRIA, MENSAL E ANUAL (Wh) - 2017 E 2018

Geração Solar Por Hora - Diária, Mensal e Anual (Wh)												
Hora	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
00:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
03:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
04:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
05:00:00	1999,1252	636,0853	0	0	0	0	0	0	0	181,7387	1453,909	2453,472
06:00:00	11267,796	8814,325	4997,813	2180,864	454,3466	0	0	1272,171	2998,688	7723,893	11176,93	13266,92
07:00:00	23535,155	18264,73	17356,04	12721,71	8632,586	6815,199	7087,807	10631,71	13721,27	22172,12	23353,42	24989,06
08:00:00	34621,213	35348,17	27896,88	26170,37	20990,81	17810,39	19264,3	24898,2	26352,1	32076,87	37347,29	34984,69
09:00:00	49251,175	47070,31	41799,89	34257,74	30259,49	28078,62	31531,66	35620,78	34076	45616,4	45979,88	46252,49
10:00:00	56338,982	57429,41	49342,04	44525,97	37529,03	35711,65	38619,46	45162,05	44525,97	50614,21	59428,54	59792,02
11:00:00	60791,579	61336,79	57156,81	48524,22	41981,63	41163,8	43435,54	52885,95	53794,64	59246,8	62518,1	64244,61
12:00:00	66152,869	62154,62	54885,07	52431,6	42254,24	39437,29	43435,54	48251,61	48796,83	55066,81	62427,23	61245,93
13:00:00	59428,539	56702,46	56157,24	45162,05	40255,11	37710,77	39346,42	43162,93	47433,79	50795,95	56520,72	54067,25
14:00:00	50068,999	47615,53	38255,99	35348,17	29532,53	28442,1	30259,49	36438,6	36711,21	43253,8	47615,53	50977,69
15:00:00	36165,992	34530,34	28805,58	25261,67	21081,68	18446,47	18900,82	23626,02	23262,55	31531,66	37256,42	39800,76
16:00:00	26261,235	23080,81	17992,13	14902,57	8723,455	6451,722	7905,631	10359,1	15356,92	18264,73	23535,16	25625,15
17:00:00	12630,836	10086,5	5452,16	2544,341	636,0853	0	181,7387	1635,648	4270,858	6360,853	11358,67	13176,05
18:00:00	2271,7331	908,6933	0	0	0	0	0	0	0	272,608	1817,387	2907,818
19:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Diária	490785,23	463978,8	400097,6	344031,3	282331	260068	279968,4	333944,8	351300,8	423178,5	481789,2	493783,9
Mensal	15214342	14383342	12403027	10664969	8752261	8062108	8679020	10352288	10890325	13118532	14935464	15307301
Anual	142.762.980,60											

FONTE: AUTORES (2018)

Somando todos os valores de geração por hora durante o período de um ano, obteve-se um total de 142,7 MWh gerados.

TABELA 3 - CONSUMO (kWh) - CONSUMO PONTA / FORA DA PONTA - 2017 E 2018

Consumo (kWh) - Consumo Ponta / Fora da Ponta												
Hora	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Ponta	1565	1189	704	768	2252	1389	1389	964	198	180	54	315
Fora de Ponta	7967	9374	11005	12616	11178	10898	10413	9705	12174	11465	11507	11747
Soma	9532	10563	11709	13384	13430	12287	11802	10669	12372	11645	11561	12062
Anual	141016											
Média Estipulada Nos Últimos Dois Anos												

FONTE: AUTORES (2018)

Analisando a tabela 2 e a tabela 3, é visto que a energia gerada em Wh durante um ano supre com um pequeno excedente a energia consumida pela instituição.

Como a instituição não possui uma forma de medição para o consumo diário, foi estimado um consumo horário para todos os meses do ano, levando em consideração os horários de funcionamento da IES, onde pela lógica, os horários com os maiores valores são entre as 13h às 19h. Esses valores são apresentados na tabela 4.

TABELA 4 - MÉDIA HORÁRIA DO CONSUMO MENSAL (kWh) - 2017 E 2018

Média horária do Consumo mensal (kWh)												
Hora	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
00:00:00	4,37	5,12	5,93	6,47	6,47	6,47	6,47	5,12	6,47	6,47	6,77	5,12
01:00:00	4,37	5,12	5,93	6,47	6,47	6,47	6,47	5,12	6,47	6,47	6,77	5,12
02:00:00	4,37	5,12	5,93	6,47	6,47	6,47	6,47	5,12	6,47	6,47	6,77	5,12
03:00:00	4,37	5,12	5,93	6,47	6,47	6,47	6,47	5,12	6,47	6,47	6,77	5,12
04:00:00	4,37	5,12	5,93	6,47	6,47	6,47	6,47	5,12	6,47	6,47	6,77	5,12
05:00:00	4,37	5,12	5,93	6,47	6,47	6,47	6,47	5,12	6,47	6,47	6,77	5,12
06:00:00	4,37	5,12	5,93	6,47	6,47	6,47	6,47	5,12	6,47	6,47	6,77	5,12
07:00:00	9,34	9,87	10,58	12,49	12,58	12,08	12,23	10,87	12,08	12,43	12,31	12,43
08:00:00	9,34	9,87	10,58	12,49	12,58	12,08	12,23	10,87	12,08	12,43	12,31	12,43
09:00:00	9,34	9,87	10,58	12,49	12,58	12,08	12,23	10,87	12,08	12,43	12,31	12,43
10:00:00	9,34	10,34	10,58	12,49	12,58	12,08	12,23	10,87	12,08	12,43	12,31	12,43
11:00:00	9,34	9,87	10,58	12,49	12,58	12,08	12,23	10,87	12,08	12,43	12,31	12,43
12:00:00	9,34	10,34	10,58	12,49	12,58	12,08	12,23	10,87	12,08	12,43	12,31	12,43
13:00:00	9,34	10,34	10,58	12,49	12,58	12,08	12,23	10,87	12,08	12,43	12,31	12,43
14:00:00	16,43	18,3	19,71	21,38	21,74	22,94	21,74	18,6	22,94	20,34	18,84	22,54
15:00:00	16,43	18,3	19,71	21,38	21,74	22,94	21,74	18,6	22,94	20,34	18,84	22,54
16:00:00	15,43	18,3	19,71	21,38	21,74	22,94	21,74	18,6	22,94	20,34	18,84	22,54
17:00:00	16,43	18,3	19,71	21,38	21,74	22,94	21,74	18,6	22,94	20,34	18,84	22,54
18:00:00	18,43	18,3	19,71	21,38	21,74	22,94	21,74	18,6	22,94	20,34	18,84	22,54
19:00:00	31,1	34,4	39,4	46,45	46,32	36,4	33,4	33,6	36,4	33,9	34,5	36,4
20:00:00	31,1	34,4	39,4	46,45	46,32	36,4	33,4	33,6	37,4	33,9	34,5	37,4
21:00:00	31,1	34,4	39,4	46,45	46,32	36,4	33,4	33,6	37,4	33,9	34,5	37,4
22:00:00	31,1	34,4	39,4	46,45	46,32	36,4	34,1	33,6	37,4	33,9	34,5	37,4
23:00:00	4,37	5,12	5,93	6,47	6,47	6,47	6,47	5,12	6,47	6,47	6,77	5,12
Diária	307,4839	340,7419	377,7097	431,7419	433,2258	396,3548	380,7097	344,1613	399,0968	375,6452	372,9355	389,0968
Mensal	9532	10563	11709	13384	13430	12287	11802	10669	12372	11645	11561	12062
Anual	141.016											

FONTE: AUTORES (2018)

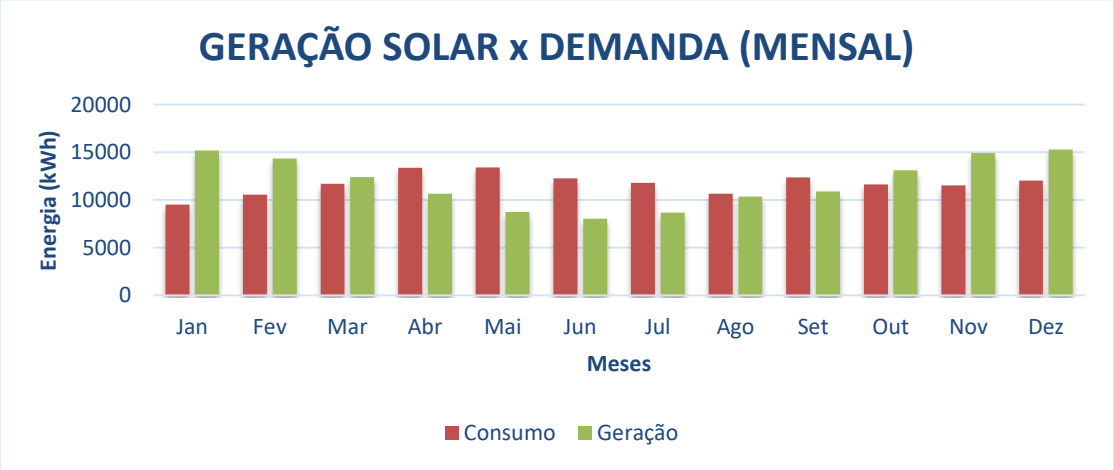


GRÁFICO 1: GERAÇÃO SOLAR X DEMANDA (MENSAL)
FONTE: AUTORES (2018)

Nota-se no gráfico 1, onde em alguns meses a geração de energia é inferior à energia consumida, pois tratam-se de meses onde há uma menor irradiação proveniente do sol. Nos meses onde a irradiação é alta, como por exemplo no verão, são gerados créditos que compensam o saldo negativo de geração dos outros meses.

O fator de capacidade é responsável por mostrar se um projeto fotovoltaico é tecnicamente viável. Para ser viável, o FC necessita estar acima de 10% e é representado pela seguinte equação.

$$FC = \frac{E}{P \times t} \tag{9}$$

$$FC = 15{,}8\ \%$$

E = Representa a quantidade de energia gerada durante um ano
P = Potência do sistema
t = Quantidade de horas durante um ano

Foram iniciadas as considerações econômicas levando em consideração as definições dadas pelos aspectos técnicos. Desta maneira chegou-se no valor de R$ 512.555,09 (considerando os impostos) conforme descrições da tabela que está no apêndice 1.

Segundo Gomes (2013), o tempo de retorno do investimento em energia solar ou *payback* representa o tempo necessário para que o custo de instalação se pague e, a partir de então, comece a dar lucro para o proprietário do sistema. Basicamente, para fazer este cálculo é necessário fazer o levantamento do custo total do investimento e dividi-lo pela economia proporcionada mensalmente.

$$PAYBACK\ (Meses) = \frac{Investimento\ (R\$)}{Energia\ Gerada\left(\frac{kWh}{mês}\right) \times Valor\ da\ Tarifa\ (R\$)} \tag{10}$$

$$PAYBACK\ (Meses) \cong 47{,}64$$

O cálculo do *payback* de um sistema de energia solar fotovoltaico deve, portanto, levar em consideração o investimento total realizado e a geração média mensal do sistema fotovoltaico (produção de energia em kWh).

Ainda para Gomes (2013), outra maneira de se compreender o benefício obtido pela aquisição de um sistema de energia fotovoltaica é através do cálculo da taxa de retorno sobre o investimento.

Para calcular qual a taxa de retorno anual ao se investir em um sistema de energia fotovoltaica, basta verificar qual é a proporção entre a economia obtida anualmente através do sistema e o investimento realizado. A rentabilidade será dada por:

$$Rentabilidade = \frac{Economia\ (R\$)}{Investimento\ (R\$)} \tag{11}$$

$$Rentabilidade \cong 25{,}00\%\ ao\ ano$$

Ou seja, neste caso, com um sistema fotovoltaico, é possível ter uma rentabilidade de 25% ao ano com um investimento de baixo risco, visto que as projeções de geração do sistema dependem apenas de condições climáticas e são baseadas em medias históricas.

Levando em consideração outros investimentos convencionais disponíveis no mercado (conforme tabela 8), é possível perceber como um sistema fotovoltaico, além de gerar uma energia limpa e renovável, pode ser ainda mais rentável economicamente:

TABELA 5 – COMPARAÇÃO DE OUTROS INVESTIMENTOS CONVENCIONAIS

INVESTIMENTO	RENTABILIDADE EM 2016	RENTABILIDADE EM 2017	RENTABILIDADE EM 2018
Sistema Fotovoltaico	*não considerado*	*não considerado*	25%
Tesouro Selic 2021	13,31%	11,74%	9,27%*
CDB-DI 102% CDI	14,30%	10,13%	6,78%*
LCI/LCA 85% CDI + IR	14,28%	10,11%	6,76%*
CDI	14,00%	9,93%	6,65%*
CDB-DI 98% CDI	13,70%	9,73%	6,52%*
CDB-DI 95% CDI	13,26%	9,62%	6,44%*
IPCA 2019	9,00%	5,00%	6,27%*
Poupança + IR	10,07%	6,93%	6,17%*
CDB-DI 90% CDI	12,52%	8,94%	5,99%*
CDB-DI 85% CDI	11,78%	8,44%	5,65%*
Tesouro Selic	14,16%	12,00%	5,26%*
LCI/LCA 80% CDI + IR	13,40%	6,75%	4,52%*
CDB-DI 80% CDI	11,05%	5,35%	2,80%*

** Valores parciais atualizados até o mês de Outubro de 2018.*

FONTE: AUTORES (2018), BANCO CENTRAL DO BRASIL (2018), TESOURO NACIONAL (2018)

Para Alves *et al.* (2015), o LCOE (*Levelized Cost Of Energy*), traduzido em português como Custo Nivelado de Energia, é uma método utilizado para calcular o custo da energia produzida por uma determinada fonte de geração elétrica. Desta forma, pode ser utilizada para comparação entre diferentes fontes de energia.

Para energia fotovoltaica, incluem-se os custos dos materiais, projeto, instalação, manutenção, entre outros, ao longo de 20 anos de vida útil do sistema (sendo que o sistema continuará gerando após este período).

$$LCOE = \frac{Investimento\ (R\$)}{Energia\ total\ gerada\ (kWh)} \quad (12)$$

É possível perceber que o valor obtido pelo LCOE é em reais por kWh gerado, portanto ele pode ser diretamente comparado com o valor da tarifa de energia que é paga pelo consumidor.

No nosso caso o LCOE será calculado da seguinte forma:

$$LCOE \cong R\$\ 0{,}17$$

Assim, para fins comparativos, a tarifa vigente para consumidor do porte da UNIFACEAR é de aproximadamente R$ 0,85, logo, a tarifa LCOE do sistema de energia proposto é R$ 0,17.

4. CONCLUSÃO

Com base no exposto estudo, conclui-se que a instalação deste meio de geração de energia solar na IES, é considerada proveitoso, devido a energia gerada pelo sistema fotovoltaico ser o suficiente para suprir a demanda necessária na Instituição. Desta forma foi analisado no estudo que o clima na cidade de Araucária é favorável devido possuir uma zona de alta incidência solar. Além disso, a IES possui uma estrutura adequada para a instalação do sistema, onde as áreas de cobertura do prédio da instituição foram analisadas qual o melhor local para a fixação dos painéis, esta área não possuía áreas de sombreamento que interferissem na geração de energia.

Atualmente, é rentável investir em sistemas fotovoltaicos, pois calculando a taxa de retorno anual ao se montar um sistema de energia fotovoltaico é possível ter uma rentabilidade de 25% através de um investimento de baixo risco, onde estes sistemas dependem apenas de condições climáticas, levando em consideração outros investimentos convencionais disponíveis no mercado, percebe-se como um sistema fotovoltaico, além de gerar uma energia limpa e renovável, pode ser ainda mais rentável economicamente.

5. REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **PRODIST**. Rio de Janeiro, 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA**. Resolução Normativa nº 482/2012.** Rio de Janeiro, 2012.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA**. Resolução Normativa nº 687/2015.** Rio de Janeiro, 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA**. Resolução Normativa nº 786/2017.** Rio de Janeiro, 2017.

ALVES, Lucas Vitorino; CUNHA, Lamarck Alves da; SILVA, Ricardo Moreira da. **Análise Dos Custos De Estações Fotovoltaicas No Nordeste Do Brasil.** Fortaleza, 2015.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 10899: Energia Solar Fotovoltaica – Terminologia**. Rio de Janeiro, 2013.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 16149: Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição**. Rio de Janeiro, 2013.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5410: Instalações elétricas de baixa tensão.** Rio de Janeiro, 2008.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Remuneração dos Depósitos de Poupança.** Disponível em: < https://www4.bcb.gov.br/pec/poupanca/poupanca.asp>

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA. **NTC 905200: Acesso de micro e minigeração distribuída ao sistema da COPEL**. Curitiba, 2016.

EPE (Empresa de Pesquisa Energética). **Matriz Energética e Elétrica.** Brasília, 2018

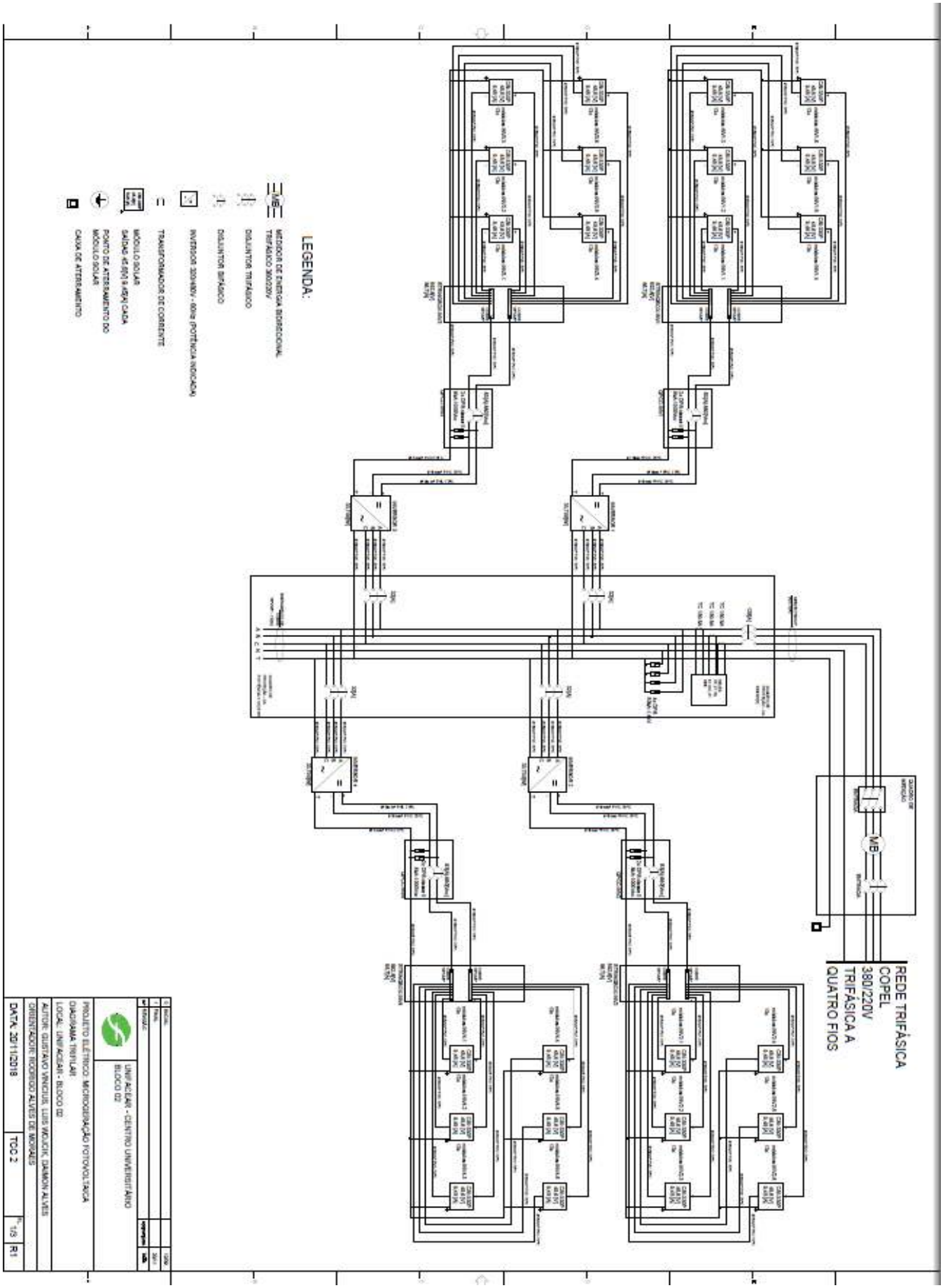
GOMES, José Maria. **Elaboração e análise de viabilidade econômica de projetos: tópicos práticos de finanças para gestores não financeiros.** São Paulo: Atlas, 2013.

TESOURO NACIONAL. **Rentabilidade do Tesouro Direto.** Disponível em: < http://www.tesouro.gov.br/-/rentabilidade-acumulada>

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

6. APÊNDICES

Item	Descrição	Unidade	Quantidade	Preço Unit. S/ Impostos	ICMS %	IPI %	PIS %	COFINS %	ISS %	Preço Unit. C/ Impostos	TOTAL C/ Impostos	TOTAL S/ Impostos
1	INVERSOR SOLAR 33 KWp	PÇ	4	R$ 35.000,00	2	0	1,63	7,6	0	R$ 38.937,50	R$ 155.750,00	R$ 140.000,00
2	PLACA SOLAR	PÇ	312	R$ 680,00	0	0	1,63	7,6	0	R$ 753,83	R$ 235.194,96	R$ 212.160,00
3	DISJUNTOR CC 63A - 880VCC	PÇ	4	R$ 250,00	0	0	1,63	7,6	0	R$ 273,13	R$ 1.092,52	R$ 1.000,00
4	DPS CLASSE II 8KA - 1000VCC	PÇ	8	R$ 43,00	0	0	1,63	7,6	0	R$ 46,98	R$ 375,84	R$ 344,00
5	DPS CA 50KA - 1,4kV	PÇ	4	R$ 150,00	0	0	1,63	7,6	0	R$ 163,88	R$ 655,52	R$ 600,00
6	STRINGBOX COM 2 BARRAMENTOS	PÇ	4	R$ 110,00	0	0	1,63	7,6	0	R$ 120,18	R$ 480,72	R$ 440,00
7	DISJUNTOR TRIPOLAR CURVA C 32A	PÇ	4	R$ 53,00	0	0	1,63	7,6	0	R$ 57,90	R$ 231,60	R$ 212,00
8	DISJUNTOR TRIPOLAR CURVA C 125A	PÇ	1	R$ 180,00	0	0	1,63	7,6	0	R$ 196,65	R$ 196,65	R$ 180,00
9	QPCC 120x80x35cm	PÇ	1	R$ 450,00	0	0	1,63	7,6	0	R$ 491,63	R$ 491,63	R$ 450,00
10	QPCA 30x20x20cm	PÇ	4	R$ 115,00	0	0	1,63	7,6	0	R$ 125,64	R$ 502,56	R$ 460,00
11	RELÉS DE PROTEÇÃO	PÇ	3	R$ 770,00	0	0	1,63	7,6	0	R$ 841,23	R$ 2.523,69	R$ 2.310,00
12	ESTRUTURAS METÁLICAS	PÇ	624	R$ 75,00	0	0	1,63	7,6	0	R$ 81,94	R$ 51.130,56	R$ 46.800,00
13	PARA RAIO DAS PLACAS	PÇ	12	R$ 670,00	0	0	1,63	7,6	0	R$ 731,98	R$ 8.783,76	R$ 8.040,00
14	TC 150:5A	PÇ	3	R$ 170,00	0	0	1,63	7,6	0	R$ 185,73	R$ 557,19	R$ 510,00
15	CONECTORES MC4	PAR	312	R$ 8,00	0	0	1,63	7,6	0	R$ 8,74	R$ 2.726,88	R$ 2.496,00
16	CABOS ELÉTRICOS 16mm²	RL	3	R$ 450,00	0	0	1,63	7,6	0	R$ 498,38	R$ 1.495,14	R$ 1.350,00
17	CABOS ELÉTRICOS 2,5mm²	RL	2	R$ 98,00	0	1,5	1,63	7,6	0	R$ 108,54	R$ 217,08	R$ 196,00
18	CABOS ELÉTRICOS 50mm²	RL	1	R$ 1.100,00	0	1,5	1,63	7,6	0	R$ 1.218,25	R$ 1.218,25	R$ 1.100,00
19	BARRAMENTO COBRE 1/8" x 5/8"	UNI	4	R$ 58,00	0	1,5	1,63	7,6	0	R$ 63,37	R$ 253,48	R$ 232,00
20	PROJETO E ART	UNI	312	R$ 25,00	0	0	1	7,6	0	R$ 27,15	R$ 8.470,80	R$ 7.800,00
21	ADAPTAÇÃO DA REDE	LT	1	R$ 20.000,00	0	0	1,63	7,6	0	R$ 21.850,00	R$ 21.850,00	R$ 20.000,00
22	VALOR H/H PARA 1 ENGENHEIRO ELETRICISTA	HR	80	R$ 80,00	2	0	1	7,6	0	R$ 88,48	R$ 7.078,40	R$ 6.400,00
23	VALOR H/H PARA 2 TÉCNICOS ELETRICISTAS	HR	120	R$ 50,00	2	0	1	7,6	0	R$ 55,30	R$ 6.636,00	R$ 6.000,00
24	VALOR H/H PARA 3 ELETRICISTAS	HR	120	R$ 35,00	2	0	1	7,6	0	R$ 38,71	R$ 4.645,20	R$ 4.200,00
										SUBTOTAL	R$ 512.555,09	R$ 466.400,00


LEGENDA:
MEDIDOR DE ENERGIA BIDIRECIONAL TRIFÁSICO 380/220V
DISJUNTOR TRIFÁSICO
DISJUNTOR BIFÁSICO
INVERSOR 320/480V - 60Hz (POTÊNCIA INDICADA)
TRANSFORMADOR DE CORRENTE
MÓDULO SOLAR
SAÍDAS 45 (50) 9 A/5(A) CADA
PONTO DE ATERRAMENTO DO MÓDULO SOLAR
CAIXA DE ATERRAMENTO
REDE TRIFÁSICA COPEL 380/220V TRIFÁSICA A QUATRO FIOS
MB
UNIFACEAR - CENTRO UNIVERSITÁRIO BLOCO 02
PROJETO ELÉTRICO: MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA
DIAGRAMA TRIFILAR
LOCAL: UNIFACEAR - BLOCO 02
AUTOR: GUSTAVO VINCIUS, LUIS WOJCIK, DAIMON ALVES
ORIENTADOR: RODRIGO ALVES DE MORAES
DATA: 20/11/2018
TCC 2
1/3
R1