Comitê de Estudos CE - Título do Comitê de Estudos CE

ESTUDO DE CASO COM ANÁLISE DE SOMBREAMENTO E MODELAGEM DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO EM CENTRO COMERCIAL

D. P. HILGERT
UTFPR
Brasil

A. C. CORDEIRO
UTFPR
Brasil

C. S. PINTO
UTFPR
Brasil

N. P. CREMASCO
UTFPR
Brasil

R. de F. G. DANDERFER
UTFPR
Brasil

S. B. GRUETZMACHER
UTFPR
Brasil

G. M. TIEPOLO
UTFPR
Brasil

J. A. LELUDAK
UTFPR
Brasil

Resumo *– A energia solar fotovoltaica, por ser uma fonte de energia limpa e renovável, tem um grande potencial no cenário atual de aumento do consumo de energia elétrica e busca por redução do impacto ambiental na sua geração. Uma vez que a incidência solar é altamente dependente de diversos fatores como a localização geográfica e a existência de obstáculos, há a necessidade de um estudo específico da alocação de painéis fotovoltaicos. Assim, este artigo é um estudo de caso envolvendo a incidência de radiação solar sobre um telhado de uma edificação comercial localizada na região central de Curitiba (Paraná), prospectando a viabilidade técnico-econômica da instalação de um sistema fotovoltaico. Realizou-se, em conjunto, análises de sombreamento considerando os edifícios adjacentes ao local do sistema fotovoltaico modelado. Foi empregado, primeiramente, o software PVsol para simular o local de instalação para dois tipos de módulos: policristalinos convencionais e de tecnologia PERC. Em seguida, foi utilizado o software SketchUp para a segunda simulação, a fim de validação dos dados. A partir dos resultados obtidos nas simulações, foi possível concluir que o sombreamento no local não afetará os módulos durante os horarios de maior incidência solar. As análises realizadas mostraram que o sistema fotovoltaico com módulos da tecnologia PERC seguindo a orientação do telhado possuem o melhor TIR.*

Palavras-chave: Sistema fotovoltaico - Dimensionamento de módulos - Módulos policristalinos convencionais - Tecnologia PERC - Análise de sombreamento

1 INTRODUÇÃO

Ao longo das últimas décadas, foi registrado um acentuado crescimento na demanda por energia elétrica, pressionando o rápido desenvolvimento de novas usinas para produção de energia elétrica. Porém, tendo-se em vista os impactos negativos da maioria das fontes de energia convencionais (como, por exemplo, carvão e derivados de petróleo), a procura por alternativas limpas e renováveis tem sido crucial para atender a essa demanda[1].

A energia solar fotovoltaica se mostra como uma boa alternativa por apresentar um grande potencial ainda não utilizado. De acordo com [2], a energia emitida pelo Sol que incide na superfície terrestre diariamente é superior a demanda total do planeta no período de um ano. Como consequência desse elevado potencial de geração solar fotovoltaica, a capacidade instalada dessa matriz energética tem apresentado um crescimento elevado: em 1999 a capacidade instalada em uma escala global era de 1 GW, já em 2017, a capacidade instalada ao redor do mundo alcançou 402 GW [3].

diegoph86@gmail.com

Seguindo a tendência mundial, a resolução normativa n°482/2012 aprovada pela ANEEL, estabelecendo condições gerais para acesso de micro e minigeração à rede de distribuição através do sistema de compensação de energia elétrica, incentivando, assim, a geração de energia solar fotovoltaica por parte de pequenos investimentos [4]. Em 2016, a resolução normativa nº687 entrou em vigor, tornando o sistema de compensação mais abrangente [5].
A elaboração do projeto e consequente execução de uma instalação fotovoltaica exigem o cumprimento de uma série de etapas de análises técnicas e econômicas de viabilidade, registrando informações persistentes a eventuais revisões de projeto visando uma melhor eficiência de produção de energia e, consequentemente, antecipação do payback do investimento.
Diferentemente de outras fontes de energia, a energia solar fotovoltaica apresenta uma variação espacial bastante elevada, pois depende fortemente de condições meteorológicas locais e de fatores associados ao movimento orbital e à rotação da terra [6]. Além disto, há diferentes rendimentos para diferentes tecnologias, fato que torna necessário o estudo comparativo da eficiência de diferentes tecnologias de módulos fotovoltaicos antes da realização da instalação. As tecnologias analisadas neste artigo foram de silício policristalino e PERC.
As células fotovoltaicas de tecnologia PERC possuem a presença de um dielétrico que possibilita que ocorram menores perdas de elétrons e maior absorção da luz solar [7]. Esta tecnologia emergente possui como característica maior rendimento em relação aos módulos convencionais, possuindo eficiência de mais de 20% [8], por isto é importante a realização de estudo comparativo entre ela e a tecnologia policristalina.
Além disto, compilar as etapas de projeto de um empreendimento fotovoltaico, destacando suas etapas de simulação de sombreamento e modelagem prévia dos arranjos e dos inversores, bem como análise das variáveis financeiras integrantes ao processo constitui uma importante metodologia para desenvolvimento de futuras aplicações na área de energia solar fotovoltaica.

2 MÉTODOS

Primeiramente, foi empregado o software Radiasol para a análise da incidência da radiação solar em diferentes períodos do ano no local estudado, a fim de analisar a viabilidade da utilização de painéis fotovoltaicos nas coordenadas escolhidas. Posteriormente, foi realizada a análise de alocação dos painéis, assim como do ângulo de inclinação e da posição dos mesmos. Houve a realização, então, da escolha do modelo dos módulos que seriam utilizados no projeto e do cálculo do espaçamento entre as fileiras de módulos e a escolha do layout da instalação. Além disso, foi também escolhido o modelo do inversor e a forma de divisão das *strings.*

A modelagem prévia dos arranjos foi estimada por meio da utilização do software *PVsol,* com o qual foi possível realizar a simulação de diferentes localizações e posições para os módulos fotovoltaicos na área superior do Shopping Estação localizado na Av. Sete de Setembo, 2775, Rebouças, Curitiba - Paraná com localização espacial -23°.4382 de latitude e -49°.2665 de longitude. O cálculo do espaçamento entre os módulos foi realizado por meio da Equação 1 [9].

$$d = F_e(h_{ob} - h_i) \quad (1)$$

Sendo d a distância mínima a ser mantida entre as fileiras de módulos fotovoltaicos, Fe o fator de espaçamento [9], *hob* a altura da fileira, e *hi* a altura de instalação do módulo fotovoltaico.

A potência do sistema fotovoltaico projetado é estabelecida conforme a utilização do máximo de espaço possível no local selecionado, respeitando-se o espaçamento entre os módulos, a distância entre os arranjos e a limitação de sombreamento incidente a no máximo 6% da área ocupada pelos painéis.

Com o auxílio do software *PVsol*, foi averiguado o número de strings do inversor, bem como o número de módulos por string, levando em consideração a variação de temperaturas máximas e mínimas nos módulos na cidade de Curitiba para o correto dimensionamento da instalação. Além disso, o software *PVsol* possibilitou a primeira análise de sombreamento no local. Foram realizadas duas simulações, uma com a orientação dos módulos voltada para o norte e a outra seguindo o sentido do telhado, para as duas tecnologias de módulos avaliadas.

Posteriormente, foi realizada a modelagem do local de instalação, dos módulos e das edificações próximas utilizando o software *SketchUp*. Através dessas simulações, foi possível investigar a influência destas construções no sombreamento nos painéis. Uma vantagem desta análise com relação a feita pelo software *PVSol* é que este software possui uma precisão maior em suas medidas, servindo, neste caso, como uma forma de se validar os resultados obtidos no *PVSol*.

Para a elaboração deste trabalho, foram empregadas imagens do Google Earth para realizar o dimensionamento dos modelos no *PVsol* e no *SketchUp*.

3 RESULTADOS E DISCUSSÕES

3.1 Módulos Policristalinos Convencionais

Primeiramente, calculou-se a distância entre as fileiras de módulos de silício policristalino através da Equação 1, sendo obtido o valor de 2,113 m.

No software *PVsol*, foram realizadas simulações com os painéis com duas diferentes orientações, com o objetivo de comparar o custo-benefício quando há duas opções de formato de instalação. É válido ressaltar que nessa análise foram excluídos do sistema os módulos que possuíam sombreamento elevado, acima de 6.1% de sombreamento. As duas configurações dos painéis são apresentadas na figura 1. Os resultados comparativos das simulações para as duas diferentes orientações são apresentados na tabela I onde é possível observar os parâmetros do sistema fotovoltaico.

TABELA I. PARÂMETROS DO SISTEMA FOTOVOLTAICO EM DIFERENTES ORIENTAÇÕES COM MÓDULOS POLICRISTALINOS CONVENCIONAIS

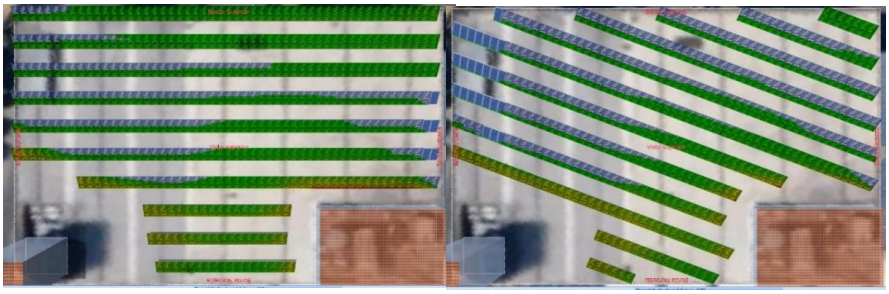
Dados do Sistema	**Orientação Seguindo Telhado**	**Orientação Norte**
Potência do sistema fotovoltaico	134,64 kWp	124,74 kWp
Área dos painéis fotovoltaicos	793,3 m2	735,0 m2
Quantidade de módulos	408	408
Quantidade de inversores	4	4

(a)Orientação seguindo o telhado (b) Orientação Norte

Figura 1. Vista do Sistema de Tecnologia Policristalina

Fonte: Autoria Própria

A figura 2 apresenta a análise de sombreamento realizada através do software *PVsol*, para as duas orientações, onde o sombreamento dos módulos é representado pelas cores verde e em alguns módulos amarela. Neste caso, foi levado em consideração as edificações próximas e a própria estrutura do prédio.



(a)Orientação seguindo o telhado (b) Orientação Norte

Figura 2. Análise de sombreamento utilizando *PVsol*

Fonte: Autoria Própria

Os parâmetros do sistema fotovoltaico empregando módulos policristalinos convencionais nas duas orientações analisadas através do software *PVsol* de sombreamento nos painéis são apresentados, comparativamente, na tabela II.

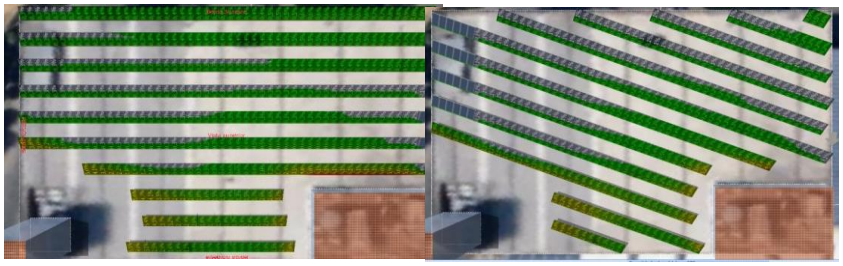
TABELA II. PARÂMETROS DO SISTEMA FOTOVOLTAICO COM DUAS ORIENTAÇÕES

Dados do sistema	**Orientação Seguindo o Telhado**	**Orientação Norte**
Potência do sistema fotovoltaico	134,64 kWp	124,74 kWp
Rendimento anual específico	1.232,38 kWh/kWp	1.254,94 kWh/kWp
Desempenho do sistema (PR)	82,7 %	84,2 %
Diminuição do rendimento por sombreamento	6,0%/ano	4,5%/ano
Energia do sistema fotovoltaico (rede c.a.)	165.927 kWh/Ano	156.541 kWh/ano
Limitação no ponto de injeção	0 kWh/ano	0 kWh/ano
Emissões de CO2 evitadas	99.556 kg/ano	93.925 kg/ano

Fonte: Autoria Própria

3.2 Módulos de Tecnologia PERC

A análise de sombreamento para as duas configurações realizada através do software *PVsol* é apresentada na Figura 3, onde o sombreamento dos módulos é representado pelas cores verde e em alguns módulos amarela. Neste caso, foi levado em consideração as edificações próximas e a própria estrutura do prédio.



(a)Orientação seguindo o telhado (b) Orientação Norte

Fig. 3. Análise de sombreamento dos painéis de tecnologia PERC utilizando *PVsol*

Fonte: Autoria Própria

Os resultados obtidos para a simulação através do software *PVsol* de sombreamento nos painéis de tecnologia PERC são apresentados na tabela III.

TABELA III. PARÂMETROS DO SISTEMA FOTOVOLTAICO PERC COM ORIENTAÇÃO VOLTADA PARA O NORTE

Dados do sistema	Orientação Seguindo Telhado	Orientação Norte
Potência do sistema fotovoltaico	153,18 kWp	135,78 kWp
Rendimento anual específico	1.249,94 kWh/kWp	1.270,47 kWh/kWp
Desempenho do sistema (PR)	84,0%	85,1%
Diminuição do rendimento por sombreamento	6,3%/ano	4,6%/ano
Energia do sistema fotovoltaico (rede c.a.)	191.466 kWh/ano	172.505 kWh/ano
Limitação no ponto de injeção	0 kWh/ano	0 kWh/ano
Emissões de CO2 evitadas	114.879 kg/ano	103.503 kg/ano

Fonte: Autoria Própria

3.3 Analise de sombreamento

Para a validação da acurácia da análise realizada no *PVsol*, além da realização de uma análise mais detalhada com relação aos horários de início e o fim do sombreamento sobre os módulos e calibração da posição dos módulos, foi realizada a análise de sombreamento também no software *SketchUp*. Na Figura 4 é possível visualizar a modelagem dos arredores no software *SketchUp*, o qual foi utilizado nesta análise. A partir desta simulação foi possível aferir que existe de fato uma influência dos prédios próximos. Como as edificações mais próximas se encontram ao sul do edifício analisado, esse sombreamento foi mais evidente durante os meses de verão. Tal questão pode ser visualizada na figura 5. É importante considerar que a imagem foi retirada no dia 21/12 (solstício de verão), dia do ano no qual, devido à posição relativa do Sol no céu, tal situação se encontrará mais acentuada. Logo, fica claro que os prédios adjacentes projetarão pouca sombra sobre os painéis nos horários de maior incidência de irradiação (9h00 às 15h00).

Figura 4. Modelagem do Centro Comercial e dos Arredores na Região Central de Curitiba

Fonte: Autoria Própria

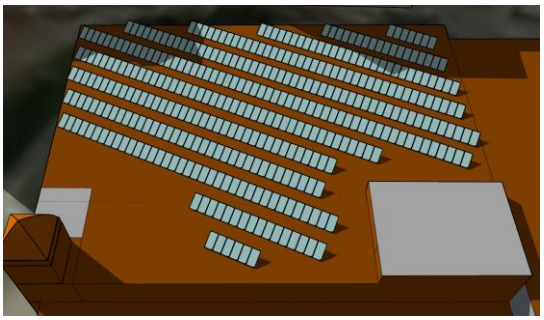


Figura 5. Sombreamento de Prédios Adjacentes nos Painéis no Dia 21/12 às 9h00

Fonte: Autoria Própria

3.4 Analise financeira

A corrente análise será baseada no cálculo do Valor Presente Líquido (VPL) do investimento no sistema fotovoltaico, realizando-se duas simulações, uma considerando um custo de oportunidade zero e a outra a comparação será feita com títulos do Tesouro Selic, que é um investimento simples, seguro e de fácil acesso. O primeiro passo para realização do cálculo do VPL será definir as estimativas para a inflação geral, a inflação tarifária e para o custo de oportunidade.

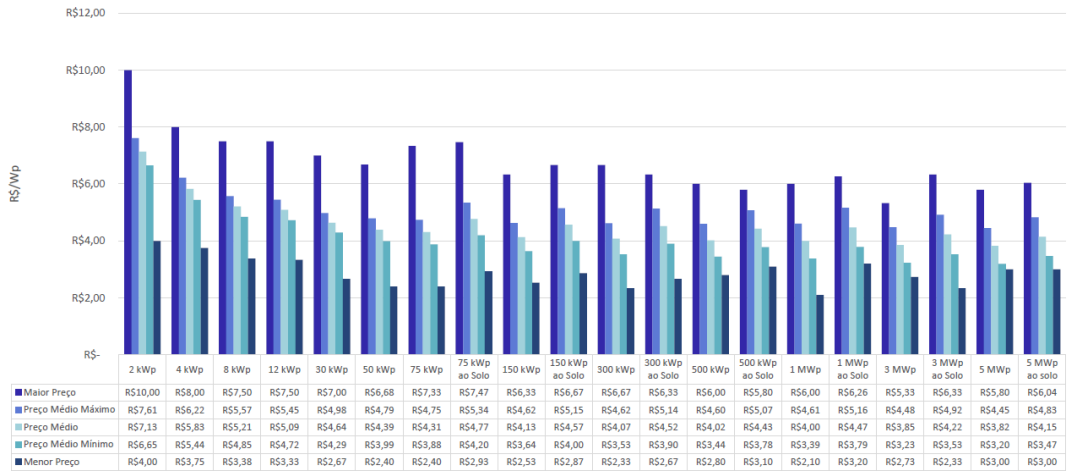
Segundo a EPE (Empresa de pesquisa energética), a tarifa média no Brasil para consumidores do grupo B (valores sem impostos) em 2013 era de 272,67 R$/MWh, já em 2016 este valor era de 434,32 R$/MWh, um aumento de 59,3%, que representa uma média anual de 14,825%, esta será a inflação tarifária anual considerada[10]. Foi utilizado o valor encontrado no anuário estatístico de energia da EPE de 2017, com ano base 2016, pois em 2018 os dados foram alterados para uma ferramenta interativa em que essa informação não é mais fornecida. Para a tarifa adotou-se um valor de R$ 0,82/kWh, valor aproximado referente a um cliente comercial B1 no Estado do Paraná.

Para definição das demais estimativas, será utilizado o relatório Focus de 04/01/2019 . Este relatório concentra um resumo das expectativas do mercado financeiro referente a alguns dos principais indicadores da economia brasileira [11]. Assim, para a inflação será utilizado o valor de 3,75%, que é a mediana do relatório Focus do IPCA (Índice de preços ao consumidor amplo) para 2021.

Analogamente, para aferição do custo de oportunidade (Tesouro Selic) será considerado um título com remuneração líquida de 100% da taxa Selic (Sistema Especial de Liquidação e Custódia), ou seja, para simplificação da conta, será considerado o investimento sem descontos de IR (Imposto de renda) e demais taxas (taxas bancárias, CBLC, etc.). O valor da taxa Selic foi considerado 8%, que é a mediana da estimativa do mercado financeiro para esta taxa tanto em 2020 como em 2021[11].

Por fim, para o custo de instalação do sistema, baseou-se no Estudo Estratégico da Greener[12] , que aponta um preço médio para o cliente final da instalação de um sistema fotovoltaico de 150 kWp de R$ 4,13/Wp conforme a figura 6. Assim, aplicando este valor aos 4 sistemas simulados obtém-se a tabela IV, que também apresenta outras variáveis consideradas no estudo.

Como premissa, considerou-se que não há excedente de energia ao final de cada mês, e que não há separação pela concessionária do valor da tarifa em tarifa de energia (TE) e tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD), sendo que o valor é devolvido integralmente ao cliente quando injetado na rede.



	2 kWp	4 kWp	8 kWp	12 kWp	30 kWp	50 kWp	75 kWp	75 kWp ao Solo	150 kWp	150 kWp ao Solo	300 kWp	300 kWp ao Solo	500 kWp	500 kWp ao Solo	1 MWp	1 MWp ao Solo	3 MWp	3 MWp ao Solo	5 MWp	5 MWp ao solo
Maior Preço	R$10,00	R$8,00	R$7,50	R$7,50	R$7,00	R$6,68	R$7,33	R$7,47	R$6,33	R$6,67	R$6,67	R$6,33	R$6,00	R$5,80	R$6,00	R$6,26	R$5,33	R$6,33	R$5,80	R$6,04
Preço Médio Máximo	R$7,61	R$6,22	R$5,57	R$5,45	R$4,98	R$4,79	R$4,75	R$5,34	R$4,62	R$5,15	R$4,62	R$5,14	R$4,60	R$5,07	R$4,61	R$5,16	R$4,48	R$4,92	R$4,45	R$4,83
Preço Médio	R$7,13	R$5,83	R$5,21	R$5,09	R$4,64	R$4,39	R$4,31	R$4,77	R$4,13	R$4,57	R$4,07	R$4,52	R$4,02	R$4,43	R$4,00	R$4,47	R$3,85	R$4,22	R$3,82	R$4,15
Preço Médio Mínimo	R$6,65	R$5,44	R$4,85	R$4,72	R$4,29	R$3,99	R$3,88	R$4,20	R$3,64	R$4,00	R$3,53	R$3,90	R$3,44	R$3,78	R$3,39	R$3,79	R$3,23	R$3,53	R$3,20	R$3,47
Menor Preço	R$4,00	R$3,75	R$3,38	R$3,33	R$2,67	R$2,40	R$2,40	R$2,93	R$2,53	R$2,87	R$2,33	R$2,67	R$2,80	R$3,10	R$2,10	R$3,20	R$2,73	R$2,33	R$3,00	R$3,00

Figura 6. Média de preço de instalação de sistemas fotovoltaicos para o cliente final em janeiro de 2018

Fonte: Estudo Estratégico Greener [12]

TABELA IV. DADOS DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS NA ANÁLISE FINANCEIRA

Sistema	**Policristalino Orientação do Telhado**	**Policristalino Orientação Norte**	**PERC Orientação do Telhado**	**PERC Orientação Norte**
Potência (kWp)	134,64	124,74	135,78	153,18
Energia gerada				

no primeiro ano (kWh)	165.927,00	156.541,00	172.505,00	191.466,00
Custo do sistema (R$)	556.063,20	515.176,20	560.771,40	632.633,40
Degradação anual de geração (kWp/ano)	0,8%	0,8%	0,6%	0,6%

Fonte: Autoria Própria

Após a análise financeira, obteve-se a TABELA V que contém os principais indicadores para cada um dos sistemas fotovoltaicos considerados.

TABELA V. RESULTADOS DA ANÁLISE FINANCEIRA

Sistema	**Policristalino Orientação do Telhado**	**Policristalino Orientação Norte**	**PERC Orientação do Telhado**	**PERC Orientação Norte**
TIR (Payback x Custo)	37,85%	38,33%	38,88%	38,45%
zero (anos) Payback x Tesouro	3,79	3,64	3,54	3,65
Selic (anos)	7,25	7,11	6,99	7,09
VPL (após 25 anos)	R$23.718.418,63	R$22.388.056,36	R$25.607,295,58	R$28.409.668,91

Fonte: Autoria Própria

4 CONCLUSÕES

A utilização de painéis fotovoltaicos é uma forma de contribuir para a redução da emissão de CO2 na atmosfera. Para a sua instalação em edificações, há a necessidade de se realizar um estudo prévio para que o rendimento seja o mais próximo do desejado. Como apresentado nesse artigo, a orientação dos módulos é de grande importância para que a energia proveniente do Sol possa ser utilizada pelo maior tempo diário possível e haja maior produção de energia elétrica por meio dos painéis.

Nos dois sistemas fotovoltaicos simulados com módulos policristalinos convencionais e com tecnologia PERC, quando instalados seguindo a orientação Norte, possuem um PR (desempenho do sistema) maior do que quando são instalados na orientação do telhado. Através das análises realizadas, conclui-se que os módulos fotovoltaicos de tecnologia PERC têm um maior PR comparados com os módulos policristalinos convencionais quando os dois tipos de módulos são instalados seguindo a mesma orientação.

A partir da modelagem do edifício em que serão instalados os módulos e dos edifícios adjacentes a este, realizada no *SketchUp*, foi possível concluir que a projeção de sombras não afetaram os módulos fotovoltaicos durante os horários de maior incidência solar, ou seja, das 9 ás 15 horas.

Além disso, se considerado o mesmo preço base por Wp para cada sistema, a TIR (Taxa interna de retorno) está diretamente relacionada com o rendimento anual específico, sendo que quanto maior é este índice de mérito maior será a TIR. O sistema PERC com orientação para o norte foi impactado pela maior diminuição do rendimento por sombreamento, que afetou diretamente seu rendimento anual e, consequentemente, sua TIR. Uma sugestão para este caso seria diminuir a potência do sistema, retirando os módulos que possuem maior sombreamento, melhorando os índices de mérito e consequentemente os índices financeiros do sistema. Já na comparação com outros investimentos, mesmo na cidade de Curitiba, que possui uma irradiação média anual inferior à média do Brasil [6], o *payback* do sistema fotovoltaico pode ser considerado baixo, menor do que 4 anos em todos os casos analisados, mesmo nos casos onde o sistema não está na condição ideal (voltado para o norte). Além disto, o sistema fotovoltaico mostrou-se mais atrativo na

comparação com um investimento em Tesouro Selic, que por sua vez supera a poupança, um dos investimentos mais comuns do Brasil.
Com base nas análises realizadas foi escolhido para o sistema fotovoltaico os módulos de tecnologia PERC com orientação seguindo o telhado, já que esse sistema nestas condições climáticas e de instalação obteve o melhor TIR e o os melhores indicadores financeiros.

5 AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem a UTFPR pelo apoio e infraestrutura disponibilizada para o desenvolvimento destas pesquisas e a COPEL-Distribuição pelo apoio e financiamento dos recursos para realização deste projeto de P&D "PD 2866-0464/2017 - METODOLOGIA PARA ANÁLISE, MONITORAMENTO E GERENCIAMENTO DA GD POR FONTESINCENTIVADAS".

6 REFERÊNCIAS

[1]R. Aldabó, Energia Solar. Artlibereditora, 2002.
[2]R. Ruther, Edifícios Solares Fotovoltaicos. UFSC/LABSOLAR, 2004, edifícios solares fotovoltaicos: o potencial da geraçãosolar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil.
[3] REN21, Renewable 2018 - Global Status Report., 2018, acessadoem: 21 no. 2018. [Online]. Available: <http://www.ren21.net/wpcontent/uploads/2018/06/178652_GSR2018_FullReport_web_final.pdf>
[4]ANEEL, Resolução Normativa no 482, 17 de abril de 2012, acessado em: 21 nov. 2018. [Online]. Available:
<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>
[5]——, Resolução Normativa no 687, 24 de novembro de 2015, acessado em: 21 nov. 2018. [Online]. Available:<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>
[6]E. B. Pereira, F. R. Martins, A. R. Gonçalves, R. S. Costa, F. J. L. de Lima, R. Rüther, S. L. de Abreu, G. M. Tiepolo, S. V. Pereira, and
J. G. de Souza, Atlas Brasileiro de Energia Solar, 2nd ed. Instituto Nacional de PesquisasEspaciais (INPE). São José dos Campos, 2017.
[7]J. Ayoub, R. Rammal, A. Assi, and I. Assi, "Two techniques used to improve the efficiency of existing pv panels: Thermal management amp; perc technology," in 2017 29th International Conference on Microelectronics (ICM), Dec 2017, pp. 1–4.
[8] F. Kiefer, T. Brendemühl, M. Berger, A. Lohse, S. Kirstein, N. Braun, M. Lehr, F. Heinemeyer, V. Jung, A. Morlier, S. Blankemeyer, I. Kunze, R.Winter, N.-P. Harder, T.Dullweber, M.Köntges, and R. Brendel, "Influence of solder pads to perc solar cells for module integration," in Energy Procedia, vol. 38, 2013, pp. 368–374, acessadoem: 10 jan. 2019. [Online]. Available: https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.07.291/GCI/PORT/readout/R20190104.pdf>
[9]J. T. Pinho and M. A. Galdino, Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos, 2014. [Online]. Available:https:
//www.portal-energia.com/downloads/livro-manual-de-engenharia-sistemas-fotovoltaicos-2014.pdf
[10]E. de Pesquisa Energética EPE, Anuário estatístico de energia elétrica 2017, ano base 2016, 2017, acessado em: 10 jan. 2019. [Online]. Available: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/ topico-168/Anuario2017vf.pdf>
[11]B. C. do Brasil BC, Relatório Focus, 2019, acessado em: 10 jan. 2019. [Online]. Available: <https://www.bcb.gov.br/pec/GCI/PORT/
readout/R20190104.pdf>
[12]E. S. E. LTDA, Estudo Estratégico: mercado fotovoltaico de geração distribuída - 1o semestre 2018, 2018, acessado em: 10 jan. 2019. [Online]. Available:<https://greener.com.br/wp-content/uploads/2018/01/estudo-estratgico-gerao-distribuda-1-semestre-2018-brasil-greener. pdf>