

ESTUDO DA UTILIZAÇÃO DE ÁREAS DEGRADADAS PARA INSTALAÇÃO DE USINAS FOTOVOLTAICAS NO SUL DE SANTA CATARINA

Pedro Vitor SALVARO; Douglas de Matos MAGNUS; André Aberlado TAVARES;

¹Faculdade SATC, pedro.salvaro@satc.edu.br; ²Faculdade SATC, douglas.magnus@satc.edu.br; ³Faculdade SATC, andre.tavares@satc.edu.br

RESUMO

Este trabalho analisa a viabilidade técnica e econômica da instalação de usinas de geração fotovoltaica (PV) para utilização de áreas degradadas pela exploração do carvão mineral a céu aberto na região sul de Santa Catarina. A metodologia empregada no estudo se ampara na elaboração de premissas com base em referenciais bibliográficos e dados de placa de equipamentos, e os resultados são obtidos a partir de simulações no SAM® e de cálculos realizados a partir da formulação matemática para geração fotovoltaica. O projeto das três usinas modeladas compreende uma área de 129 hectares, que possibilita a geração de 56,95 GWh anuais para sistemas fotovoltaicos com rastreamento em um eixo. A análise técnico-econômica das usinas projetadas aponta para um retorno do investimento em 10 anos para a tarifa local da Celesc, com uma taxa interna de retorno de 14,56% ao ano durante 20 anos de vida útil das usinas. Tal parâmetro corrobora a alternativa proposta para recuperação das áreas degradadas, atribuindo a essas uma atividade rentável de impacto positivo nos âmbitos social e ambiental.

Palavras-chave: Áreas degradadas; Geração fotovoltaica.

ABSTRACT

This paper analyzes technically and economically the use of coal mining degraded areas in the southern region of Santa Catarina to generate electricity from photovoltaic power plants (PV). The methodology is based on bibliographic references and equipment board data. The results are obtained from simulations and mathematical formulations. In this study, the total area available is about 129 hectares, which enables the generation of 56.95 GWh per year for one-axis tracking systems. The technical-economic analysis of the planned plants points to a 10-year return on investment for a local tariff. These results show a good application for this kind of areas. It is a profitable activity and friendly social and environmental impacts.

Key-Words: Degraded areas; Photovoltaic power generation.

1 INTRODUÇÃO

Uma das consequências observadas em áreas de exploração carbonífera é a degradação do solo, que inviabiliza a implantação de moradias ou construções de maiores dimensões nessas regiões, devido à instabilidade do terreno. A elaboração de projetos para recuperação dessas áreas é de suma importância, em vista que possibilita a atribuição de finalidades a esses terrenos.

A região de Criciúma, por consequência da intensa atividade carbonífera, apresenta vastas áreas degradadas. De acordo com as disposições estabelecidas na Lei da Política Nacional do Meio Ambiente, sancionada em 1981, prevê-se a obrigação de recuperação ou indenização dos danos

ambientais causados pelo poluidor, fator esse que embasa as premissas desse estudo (MMA, 1981).

Dentre as alternativas para recuperação dessas terras, estima-se a construção de usinas de geração fotovoltaica (PV), que podem recobrir o terreno e destinar uma atividade rentável com apelo socioambiental a essas áreas, amenizando os impactos da atividade carbonífera.

O estudo realizado tem como objetivo a concepção de projetos de implantação de usinas fotovoltaicas em três áreas degradadas pela exploração do carvão mineral na região de Santa Catarina. A metodologia aplicada se embasa em simulações computacionais com o intuito de avaliar a viabilidade técnico-econômica dos projetos, a fim de

servir como base para a tomada de decisões acerca da possível implantação de sistemas de geração fotovoltaica nas áreas degradadas.

Os projetos elaborados visam estimar, em função das dimensões de cada área sob análise, a quantidade de módulos fotovoltaicos e de inversores passíveis de serem implementados. Em base desses parâmetros, é possível definir a potência instalada das usinas, os custos de implantação e uma perspectiva dos custos de operação e manutenção, que servem de apoio à análise econômica.

O estudo de viabilidade econômica dos projetos concebidos apresenta um comparativo dos custos gerados, em consonância a valores diversos de tarifas de energia elétrica praticados nos âmbitos regional e nos leilões de energia. Esse parâmetro permite avaliar, para cada tarifa, se as usinas se mostram competitivas com os preços observados no mercado.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

A exploração a céu aberto do carvão mineral gerou a degradação de consideráveis extensões de terra na região sul de Santa Catarina. Nesse tipo de extração, o solo, subsolo e materiais subjacentes, compostos por rochas e, ou, materiais estéreis que se encontram sobre o carvão, são removidos. Após a retirada do carvão, o restante do material é devolvido ao local de extração de forma misturada (NETO, 2007).

Em vista que, nessas áreas degradadas, a implantação de moradias ou construções maiores é inviável devido à instabilidade do terreno (NETO, 2007; ABCM, 2015), avalia-se a recuperação dessas áreas por meio da implantação de usinas fotovoltaicas, que podem recobrir o terreno e possibilitar uma atividade rentável com apelo socioambiental à área degradada.

2.1 GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

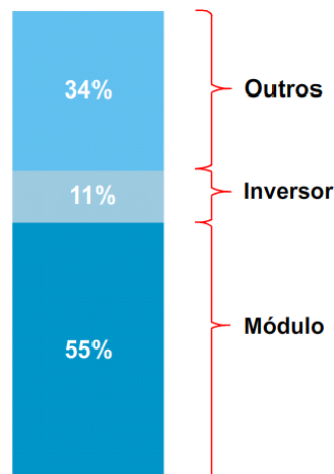
As tecnologias de geração fotovoltaica constituem o processo de conversão da irradiação solar em energia elétrica. Em vista do baixo impacto ambiental gerado, em consonância à evolução das tecnologias de geração fotovoltaica, a fonte de geração solar desponta com grande expectativa de inserção na matriz elétrica mundial (IEA, 2014; ISE, 2015).

No âmbito nacional, a inserção da geração fotovoltaica em grandes proporções é datada do leilão de reserva de energia de 2015 (ANEEL, 2015). Contudo, em menores proporções, essa tecnologia vem se inserindo cada vez mais no mercado por meio da geração distribuída, que alia a geração em proximidade ao centro de carga (IEA, 2014).

Os custos inerentes à implantação de um sistema fotovoltaico podem ser segregados em módulos fotovoltaicos, inversores e outros, que incluem os custos de montagem e instalação *in loco*, de cabeamento, de infraestrutura, do transformador, de conexão à rede, de planejamento e documentação (ISE, 2015).

A Figura 1 apresenta os percentuais do custo total de instalação de cada equipamento.

Figura 1 – Percentual do custo total de instalação por equipamento.



Fonte: Adaptado de ISE (2015).

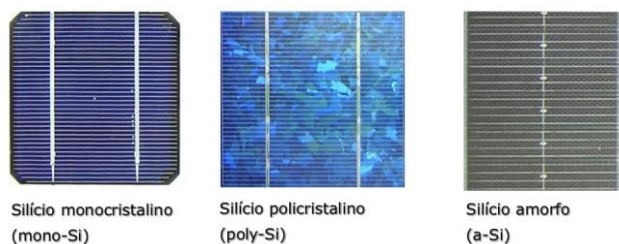
Destaca-se que os módulos fotovoltaicos representam a maior parcela do custo total de instalação, com aproximadamente 55% do valor de implantação do sistema. Os inversores representam um percentual considerável, atingindo até 11% do custo total do sistema.

2.1.1 Módulos fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos são formados por placas ou fotocélulas que, incididas pela irradiação solar, realizam a transformação dessa energia em eletricidade de corrente contínua (C.C.) (GROTH, 2013).

Os módulos fotovoltaicos mais difundidos nas aplicações atuais possuem fotocélulas monocristalinas, policristalinas ou amorfas (PINHO, 2014; IDEAL, 2011). A Figura 2 demonstra as tecnologias de módulos citados.

Figura 2 – Tecnologias de módulos fotovoltaicos.



Fonte: IDEAL (2011).

Os módulos fotovoltaicos, em função da tecnologia, apresentam diferentes características técnicas. A Tabela 1 apresenta um resumo das propriedades técnicas para cada tipo de módulo fotovoltaico.

Tabela 1 – Dados técnicos dos módulos fotovoltaicos.

Tecnologia	Silício Monocristalino	Silício Policristalino	Silício Amorfo
Rendimento	18%	16%	8%
Custo	Elevado	Médio	Baixo
Vida Útil	20 - 40 anos	20 - 40 anos	15 - 25 anos

Fonte: IDEAL (2011).

Os módulos de tecnologia monocristalina apresentam a maior eficiência dentre essas tecnologias. Esses módulos são fabricados por meio de um único cristal de silício de alta pureza, processo esse altamente rigoroso e que encarece o custo final. A eficiência para esses módulos pode atingir até 18% (UFF, 2008; IDEAL, 2011).

Os módulos de silício policristalinos possuem um processo de fabricação mais simples, o que torna seu custo mais acessível. Entretanto, devido a esse fator, a sua eficiência é menor comparado aos módulos com tecnologia monocristalina, atingindo até 16% de eficiência de conversão (UFF, 2008; IDEAL, 2011).

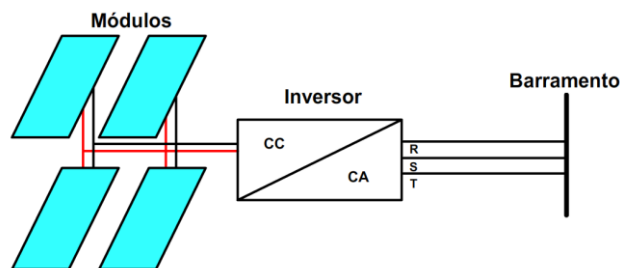
Os módulos fotovoltaicos com tecnologia de silício amorfo possuem o menor custo dentre as tecnologias analisadas. Esses módulos podem atingir

até 8% de eficiência, e passam por um processo de degradação maior do módulo, que influencia na menor vida útil do mesmo quando comparado aos módulos monocristalino e policristalino (UFF, 2008; IDEAL, 2011).

2.1.2 Inversores

O inversor consiste em um equipamento eletrônico utilizado para converter a energia elétrica em C.C. para energia elétrica de corrente alternada (C.A.). A Figura 3 apresenta um esquemático de interligação dos módulos fotovoltaicos à rede por meio do inversor.

Figura 3 – Esquemático de interligação dos módulos fotovoltaicos à redes por meio do inversor.



Fonte: Autor (2017).

Em vista que as células fotovoltaicas geram energia elétrica em C.C., o inversor é essencial à interligação dos módulos fotovoltaicos à rede básica em 60 Hz.

2.2 FORMULAÇÃO MATEMÁTICA

A formulação matemática do estudo se embasa no número de módulos, definidos por meio de simulação no SAM®, e no modelo de módulo fotovoltaico utilizado.

Para um sistema sem rastreamento, calcula-se a geração de energia diária do módulo de acordo com a Eq. 01 (GROTH, 2013).

$$G_d = N_m P_{nFV} \frac{H_{t,\beta}}{H_{Ref}} [1 - \gamma_{mp}(T_c - T_{c,ref})] \quad [\text{Eq. 01}]$$

Onde:

G_d é a energia gerada pelos módulos fotovoltaicos em um dia (kWh);

N_m é o número de módulos fotovoltaico do sistema;

P_{nFV} é a potência nominal do modulo (W);

$H_{t,\beta}$ é a irradiação diária à qual o modulo está submetido (kWh/m²);

H_{Ref} é a irradiação à qual o modulo foi submetido nos testes (W/m²);

γ_{mp} é o coeficiente de temperatura do ponto de máxima potência (%/°C);

T_c é a temperatura máxima média (°C);

$T_{c,ref}$ é a temperatura a qual o modulo foi submetido nos testes (°C).

Aplica-se um sistema de rastreamento em um eixo, que sugere um aumento de 20% da eficiência de conversão do módulo (PINHO, 2014). Em função da irradiação diária média para cada mês e dos dados de placa do módulo fotovoltaico, calcula-se a geração de energia mensal aplicando a Eq. 02.

$$G_m = 1,2 \cdot 30 \cdot G_d \quad [\text{Eq. 02}]$$

Onde:

G_m é a energia gerada pelos módulos fotovoltaicos em um mês (kWh).

Estima-se a geração anual a partir da soma da geração calculadas para cada mês, conforme exposto na Eq. 03.

$$G_a = \sum_{i=1}^{12} G_{mi} \quad [\text{Eq. 03}]$$

Onde:

G_a é a energia gerada pelos módulos fotovoltaicos em um ano (kWh);

O estudo econômico é realizado em escala anual, sendo que o crédito anual de venda da energia é calculado a partir da Eq. 04.

$$Ca = G_a * C_e \quad [\text{Eq. 04}]$$

Onde:

Ca é o crédito anual de venda da energia, em (R\$).

C_e é a tarifa de venda da energia (R\$/kWh).

O custo de instalação da usina é realizado com base na potência instalada e no custo em função da potência, de acordo com a Eq. 05.

$$C_{inst} = P_{inst} * C_{kWp} \quad [\text{Eq. 05}]$$

Onde:

C_{inst} é o custo total de instalação da usina fotovoltaica, em (R\$).

P_{inst} é a potência instalada total da usina, em (Wp);

C_{kWp} é o custo de instalação em função da potência, em (R\$/Wp).

O custo anual de Operação e Manutenção (O&M) da usina fotovoltaica é função percentual do custo total de instalação (ISE, 2015). A Eq. 06 rege esse parâmetro.

$$C_{O\&M} = P_{inst} * C_o \quad [\text{Eq. 06}]$$

Onde:

$C_{O\&M}$ é o custo anual com O&M, em (R\$).

C_o é o fator de custo de O&M, em (R\$/Wp);

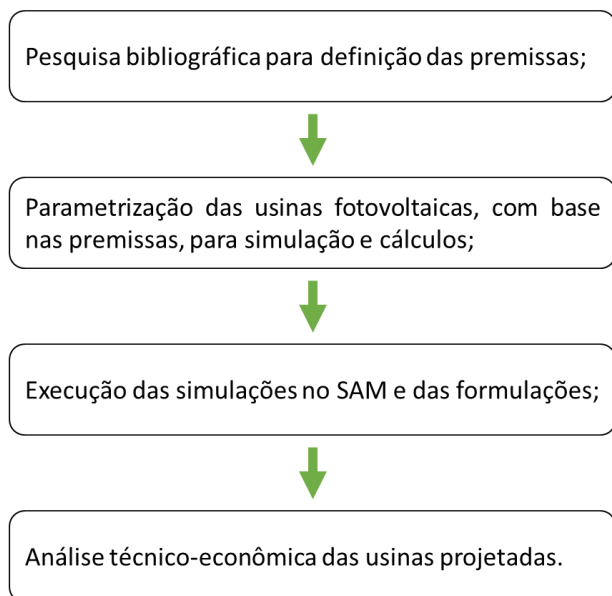
Definida a formulação matemática, explana-se sobre a metodologia de pesquisa empregada ao estudo.

3 METODOLOGIA

A metodologia de pesquisa possui caráter qualitativo-quantitativo, com enfoque na análise de viabilidade técnico-econômica do projeto das usinas fotovoltaicas na recuperação de áreas degradadas pela exploração do carvão.

Os procedimentos metodológicos empregados no estudo estão dispostos na Figura 4.

Figura 4 – Procedimentos metodológicos aplicados no estudo.



Fonte: Autor (2017).

A seguir, explana-se a metodologia de cálculo empregada no projeto das usinas fotovoltaicas.

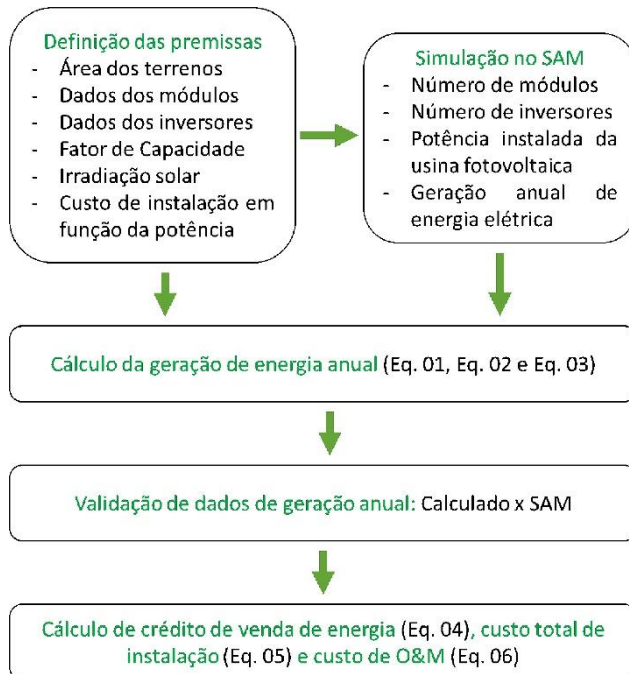
3.1 CÁLCULO APLICADO AO PROJETO DA USINA

O projeto do sistema levou em consideração as características do terreno, como área e desnível, para determinar a quantidade e localização dos módulos fotovoltaicos passíveis de instalação.

Os módulos fotovoltaicos implementados na simulação integram sistemas de rastreamento em um eixo. Com base no número de módulos, define-se a quantidade de inversores necessários à usina.

A Figura 5 apresenta os procedimentos metodológicos adotados no projeto das usinas.

Figura 5 – Procedimentos para projeto das usinas.



Fonte: Autor (2017).

A primeira etapa do projeto condiz com a modelagem das premissas no SAM®. Os dados de entrada modelados no *software* são a área do terreno, os dados de placa dos módulos fotovoltaicos e do inversor, o fator de capacidade, os dados de irradiação diária por mês e o custo de instalação em função da potência.

A simulação no SAM retorna o número de módulos e inversores passíveis de instalação na área definida, a potência instalada da usina e a geração anual de energia elétrica.

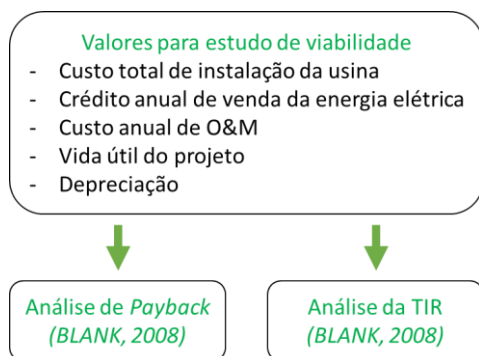
A partir do número de módulos fotovoltaicos e dos dados de placa dos mesmos, faz-se o cálculo de geração anual (Eq. 01, Eq. 02 e Eq. 03) e é realizado um comparativo com os valores de geração provenientes do SAM, a fim de validar o cálculo de geração.

Validada a geração da usina projetada, calcula-se o crédito anual de venda da energia (Eq. 04), o custo total de instalação (Eq. 05) e o custo de O&M (Eq. 06) da usina fotovoltaica. Esses valores são aplicados no estudo de viabilidade econômica.

3.2 CÁLCULO DA VIABILIDADE ECONÔMICA

Os procedimentos para realização do estudo de viabilidade econômica do projeto das usinas se encontra na Figura 6.

Figura 6 – Procedimentos para realização do estudo de viabilidade econômica das usinas projetadas.



Fonte: Autor (2017).

O estudo de viabilidade econômica utiliza como parâmetro de retorno do investimento o crédito anual de venda de energia.

Os custos do projeto se referem ao custo total de instalação da usina, os custos de O&M e a depreciação da instalação.

Com base nesses parâmetros, avalia-se o *payback* e a Taxa Interna de Retorno (TIR) do projeto. Considera-se no estudo uma Taxa de Mínima Atratividade (TMA), que insere um fator de análise do capital no tempo (BLANK, 2008).

4 PREMISSAS ADOTADAS

As premissas consideradas condizem com a modelagem dos módulos fotovoltaicos e dos inversores, a parametrização dos dados climáticos e econômicos e a definição das áreas de interesse para projeto das usinas fotovoltaicas.

4.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Os módulos considerados no estudo são o CanadianSolar CS6P-255P de silício policristalino (NEOSOLAR, 2017), difundidos nacionalmente, cujas informações de placa modeladas no SAM® se encontram na Tabela 2.

Tabela 2 – Dados técnicos dos módulos fotovoltaicos.

Marca	Canadian
Modelo	CSI CS6P-255P
Potência Máxima	255 W
Tensão de Operação	30,2 V
Corrente de Operação	8,43 A
Tensão de Circuito Aberto	37,4 V
Corrente de Curto Circuito	9 A
Eficiência do painel	15,85 %
Coefficiente de Temperatura	-0,41 %/°C
Temperatura de teste	25°C
Irradiação de teste	1000 W/m ²

Fonte: NEOSOLAR (2017).

A seguir, apresentam-se os dados adotados para os inversores de frequência.

4.2 INVERSORES

Os inversores aplicados ao estudo foram customizados com base nos dados de placa do inversor nacional WEG SIW700 (WEG, 2016). As informações técnicas do inversor utilizado se encontram na Tabela 3.

Tabela 3 – Dados técnicos do inversor utilizado.

Entrada CC	
Máxima Tensão	1000 V
Máxima Corrente	1370 A
Faixa de Tensão MPPT	460...850 V
Saída CA	
Potência Nominal	550 kW
Tensão Nominal	275 V
Eficiência	98,20 %
Perdas em serviço	1600 W
Perdas a vazio	200 W

Fonte: WEG (2016).

Definidas as especificações de módulo fotovoltaico e inversor, estipulam os dados climáticos empregados nos cálculos e simulações.

4.3 DADOS CLIMÁTICOS

Os valores médios de temperatura máxima condizem com estatísticas da cidade de Criciúma (CLIMATE-DATA, 2017), enquanto os valores de irradiação se embasaram em dados levantados

referentes à cidade de Laguna, Santa Catarina, por ser a mais próxima da região de Criciúma com valores conhecidos levantados pelo CEPEL (CRESESB, 2016).

Os dados implementados, segregados por mês, estão demonstrados na Tabela 4.

Tabela 4 – Dados Climáticos

Meses	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN
Irradiação (kWh/m².dia)	5,39	5,22	4,44	3,94	3,28	2,64
Temperatura (°C)	29,2	28,7	28	25,3	23,1	21,5
Meses	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Irradiação (kWh/m².dia)	3,08	3,58	3,92	4,97	5,56	6,11
Temperatura (°C)	21,2	21,6	22,2	24	26	27,8

Fonte: CRESESB (2016).

Definidos os parâmetros climáticos do modelo, parametrizam-se os dados econômicos a serem considerados no estudo.

4.4 DADOS TÉCNICO-ECONÔMICOS

O estudo de viabilidade econômica demanda parâmetros referentes aos custos de implantação e os custos de Operação e Manutenção (O&M) das usinas (ISE, 2015).

A fim de estimar a geração de energia elétrica, deve-se estimar o fator de capacidade para sistemas com rastreamento em um eixo (PINHO, 2014).

Com relação ao estudo de *payback*, considera-se a vida útil e a depreciação da usina, e estipula-se uma Taxa de Mínima Atratividade (TMA) para o projeto (IDEAL, 2011; ISE, 2015).

A Tabela 5 apresenta as características gerais dos projetos propostos.

Tabela 5 - Considerações gerais dos projetos propostos.

Custo de Implantação da Usina (R\$/Wp)	4,50
Fator de Capacidade (%)	21,38
Fator de custo de O&M (R\$/Wp)	0,02
Vida Útil das Usinas (anos)	20,00
Depreciação (%)	38,50
Taxa de Mínima Atratividade – TMA (% a.a.)	8,00

Fonte: ISE (2015); PINHO (2014); IDEAL (2011).

Além desses parâmetros, considera-se o uso de três tarifas, sendo duas locais referentes aos valores praticados pela CELESC e pela COOPERA, e a outra com base no leilão de energia de 2015. A Tabela 6 apresenta os valores das tarifas utilizadas.

Tabela 6 – Tarifas consideradas no estudo.

Concessão	Valor da Tarifa (R\$/kWh)
CELESC	0,43142
COOPERA	0,25000
Leilão de Energia (ANEEL, 2015)	0,30551

Fonte: CELESC (2017); COOPERA (2017); ANEEL (2015).

A seguir, expõem-se os dados dos terrenos analisados.

4.5 TERRENOS

A escolha dos terrenos levou em consideração a proximidade de subestações, o desnível do terreno, as extensões de área e a presença ou não de vegetação.

4.5.1 Área de interesse I

A primeira área se situa em Siderópolis, localiza-se próxima ao centro de carga, e a uma distância de 3 km de uma subestação.

As informações para essa área estão dispostas na Tabela 7.

Tabela 7 - Descrição da área de interesse I para projeto da Usina I.

Usina I: Siderópolis	
Distrito	09 – Siderópolis
Área (m²)	354.341,86
Distancia da subestação (km)	3

Fonte: GOOGLE (2016).

Na Figura 7, encontra-se a visualização aérea da área I pelo Google Earth®.

Figura 7 - Imagem aérea da área I.



Fonte: GOOGLE (2016).

Observa-se na Figura 7 que é uma área bastante próxima ao centro da cidade de Siderópolis, que facilita a transmissão de energia elétrica.

4.5.2 Área de interesse II

A segunda área se situa em Criciúma, e as informações do terreno estão dispostas na Tabela 8.

Tabela 8 - Descrição da área de interesse II para projeto da Usina II.

Usina II: Criciúma Sul	
Distrito	11 – Criciúma Sul
Área (m²)	350.015,04
Distancia da subestação (m)	150

Fonte: GOOGLE (2016).

A Figura 8 demonstra a vista aérea da área II.

Figura 8 - Imagem aérea da área II.



Fonte: GOOGLE (2016).

Conforme observado na Figura 8, a segunda área se localiza em frente a uma subestação, e seu terreno é propício à instalação de sistemas fotovoltaicos, devido à característica plana e sem vegetação do mesmo.

4.5.3 Área de interesse III e IV

As áreas de interesse III e IV se situam em São Roque, próximas à cidade de Forquilha e à subestação da COOPERA. Devido à proximidade das mesmas, o projeto da Usina III abrange as duas áreas.

As informações acerca desses terrenos estão na Tabela 9.

Tabela 9 - Descrição das áreas de interesse III e IV para o projeto da Usina III.

Usina III: São Roque		
Área	III	IV
Distrito	14 – Sangão	14 – Sangão
Área (m²)	459.948,02	125.826,71
Distancia da subestação (m)	1.811	1.811

Fonte: GOOGLE (2016).

Na Figura 9, estão apresentadas as localizações dos dois terrenos.

Figura 9 - Imagem aérea das áreas III e IV.



Fonte: GOOGLE (2016).

Os dois terrenos avaliados à construção da Usina III compreendem a maior área sob análise, que possibilita a instalação de um maior número de módulos fotovoltaicos. Ademais, as áreas se situam próximas aos centros consumidores e à subestação

da COOPERA, podendo facilitar a transmissão de energia elétrica gerada.

Definidas as premissas, avaliam-se os resultados obtidos por meio dos procedimentos metodológicos empregados no estudo.

5 RESULTADOS OBTIDOS

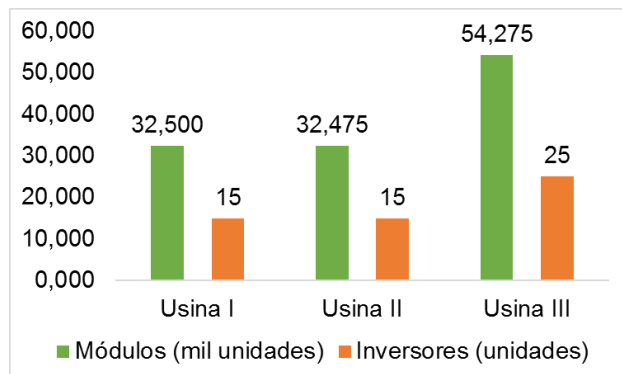
A seguir, expõe-se o projeto das usinas, a estimativa da geração anual e o estudo de viabilidade econômica.

5.1 PROJETO DAS USINAS

Por meio da modelagem das premissas no SAM®, simulou-se o projeto da usina para cada uma das áreas de interesse.

A Figura 10 apresenta o número de módulos fotovoltaicos e de inversores passíveis de instalação em cada área, de acordo com a simulação.

Figura 10 – Número de módulos fotovoltaicos e inversores simulados por usina.

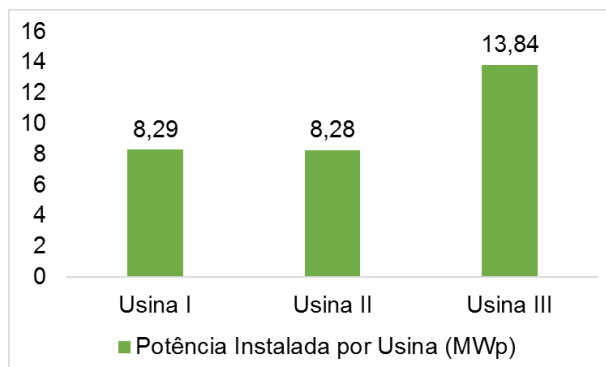


Fonte: Autor (2017).

Constata-se que as usinas I e II apresentaram números semelhantes, devido à extensão de terra ser praticamente a mesma. A usina III foi a que apresentou capacidade para instalação de um número maior de equipamentos, atingindo 54.275 módulos fotovoltaicos e 25 inversores.

Com base no número de módulos fotovoltaicos, observa-se a capacidade instalada por usina, de acordo com a Figura 11.

Figura 11 – Potência instalada simulada por usina.

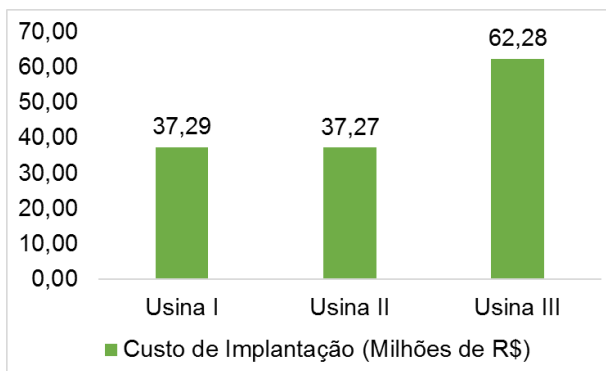


Fonte: Autor (2017).

As usinas I e II apresentaram uma potência instalada de aproximadamente 8,29 MWp, enquanto a usina III obteve uma potência instalada projetada para 13,84 MWp.

A partir da capacidade instalada, é possível estimar o custo total de implantação da usina. A Figura 12 apresenta o custo de implantação para cada usina projetada.

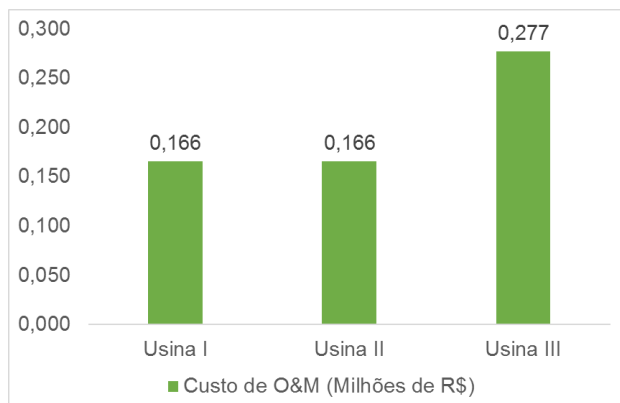
Figura 12 – Custo total de implantação simulado por usina.



Fonte: Autor (2017).

As usinas I e II tiveram um custo de implantação avaliado em cerca de R\$ 37,30 milhões, enquanto a usina III atingiu um valor de R\$ 62,28 milhões. Enfatiza-se que esses custos não consideram a conexão com a subestação.

Com base nos custos de implantação expostos na Tabela 5, estimam-se os custos anuais de O&M para cada usina, conforme a Figura 13.

Figura 13 – Custo anual de O&M simulado por usina.


Fonte: Autor (2017).

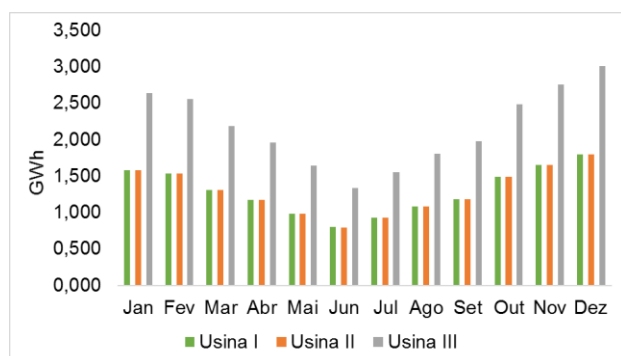
Observa-se um valor anual de O&M de R\$ 166,00 mil para as usinas I e II, e de R\$ 277,00 mil para a usina III.

Definidos os parâmetros técnicos de projeto, calcula-se a geração anual de energia elétrica.

5.2 DADOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

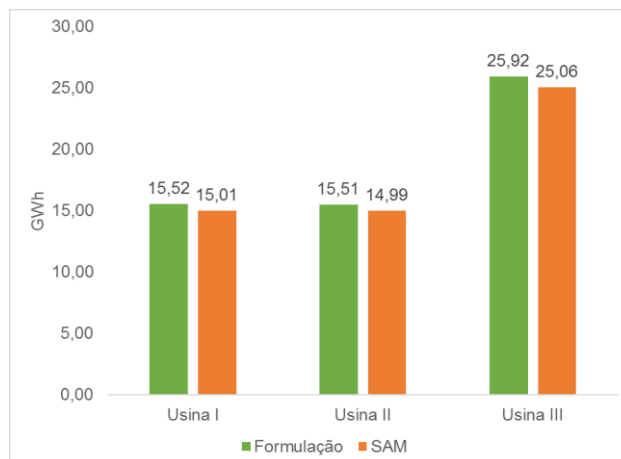
Por meio da modelagem das premissas no SAM®, simulou-se o projeto da usina para cada uma das áreas de interesse.

A Figura 14 apresenta os dados de geração mensal calculados para cada usina, em função da irradiação diária média de cada mês.

Figura 14 – Geração de energia elétrica mensal calculada para cada usina.


Fonte: Autor (2017).

Realiza-se o somatório das gerações mensais e compara-se com os dados simulados no SAM. O comparativo é exposto na Figura 15.

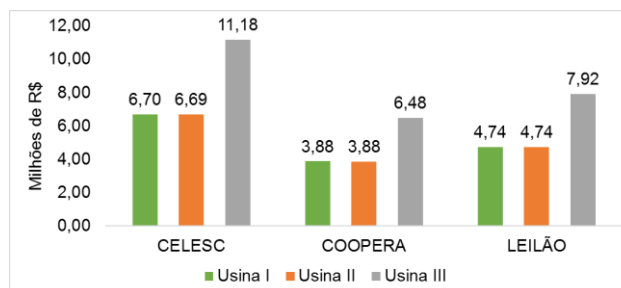
Figura 15 – Energia anual gerada por usina.


Fonte: Autor (2017).

Os dados calculados pelas formulações obtiveram diferença percentual de apenas 3% em relação aos valores simulados no SAM, cenário esse que valida o cálculo de geração aplicado.

5.3 ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA

Com base nos dados de geração calculados, realiza-se o cálculo do crédito anual de energia elétrica para cada uma das tarifas analisadas. Esses valores estão expostos na Figura 16.

Figura 16 – Capital anual de venda de energia elétrica por tarifa calculado para as usinas projetadas.


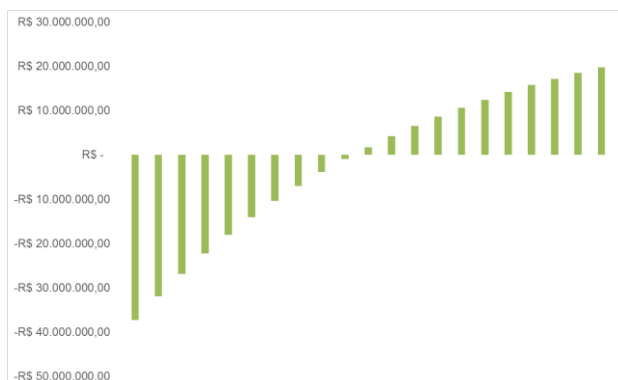
Fonte: Autor (2017).

A partir dos valores de crédito anual de energia, de custo total de implantação, de custo anual de O&M e das premissas expostas na Tabela 5, faz-se a análise de *payback* para uma TMA de 8% a.a e uma vida útil do projeto de 20 anos. A TIR dos projetos também é avaliada, a fim de estipular o percentual de retorno anual do investimento.

Os gráficos de análise de *payback* foram expostos apenas para a tarifa da Celesc, sendo essa a mais atrativa. Contudo, a análise de *payback* das usinas para as outras tarifas serão concatenadas posteriormente em uma tabela.

A Figura 17 apresenta a análise de *payback* realizada para a usina I.

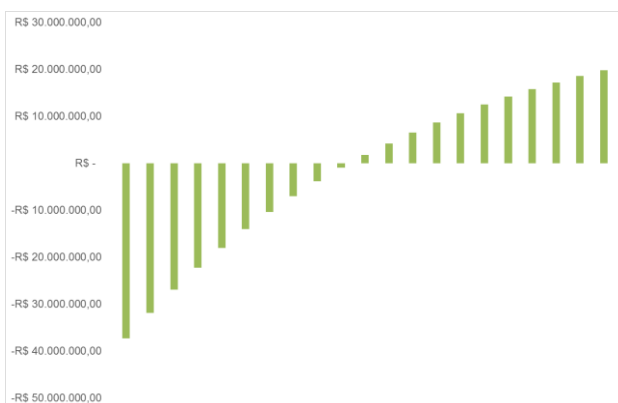
Figura 17 – Análise de *payback* para usina I em função da tarifa da Celesc.



Fonte: Autor (2017).

Constata-se que o retorno do investimento acontece em 10 anos. A Figura 18 demonstra a análise de *payback* realizada para a usina II.

Figura 18 – Análise de *payback* para usina II em função da tarifa da Celesc.

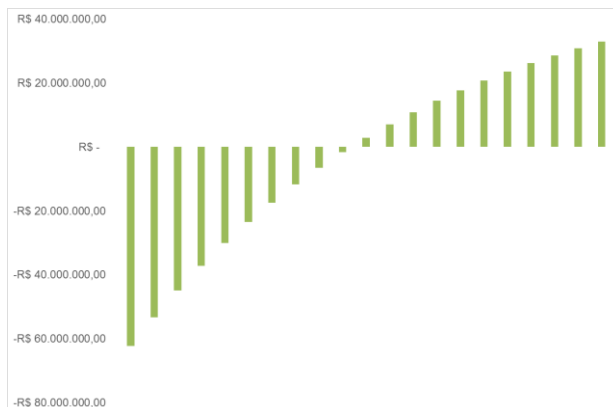


Fonte: Autor (2017).

Como os referenciais bibliográficos trazem funções de custo lineares, em função da potência instalada, observa-se um retorno do investimento similar ao da usina I, sendo esse em 10 anos.

A análise de *payback* realizada para a usina III está exposta na Figura 19.

Figura 19 – Análise de *payback* para usina III em função da tarifa da Celesc.



Fonte: Autor (2017).

Conforme observado, devido ao comportamento linear das funções de custo, o retorno no investimento é similar para todas as usinas, acontecendo em 10 anos. Da mesma forma, a TIR para os projetos é idêntica em função dessa linearidade.

Logo, a Tabela 10 concatena o *payback* e a TIR para cada uma das usinas projetadas, em função das tarifas analisadas.

Tabela 10 – *Payback* e TIR das usinas em função das tarifas.

Usina III: São Roque		
Tarifa	Payback	TIR
CELESC	10 anos	14,56 % a.a.
COOPERA	Não ocorre	5,02 % a.a.
Leilão de Energia (ANEEL, 2015)	18 anos	8,21 % a.a.

Fonte: Autor (2017).

Considerando a análise do capital no tempo para uma TMA de 8% a.a., observa-se que o retorno no investimento acontece para a venda de energia baseada nas tarifas da Celesc e do leilão de energia. O *payback* das usinas acontece em 10 anos, com uma TIR de 14,56% a.a. para a tarifa da Celesc; e em 18 anos, com uma TIR de 8,21% a.a. para a tarifa do leilão de energia.

Apesar de apresentar um retorno de capital positivo dentro da vida útil do projeto, com uma TIR de 5,02% a.a. para a tarifa da COOPERA, essa análise foi considerada como inviável economicamente por apresentar uma TIR menor que a TMA.

6 CONCLUSÕES

O estudo realizado apresenta dados acerca da implantação de usinas fotovoltaicas em áreas degradadas pelo carvão. A metodologia aplicada se embasou em softwares e em formulações matemáticas para análise da viabilidade técnico-econômica dos projetos, a fim de servir de base para a tomada de decisões.

A partir dos resultados prévios obtidos, as três usinas consideradas compreendem uma área total de 129 hectares, que resultam em uma potência instalada de 30,41 MWp. Com base nos sistemas com rastreamento em um eixo, a energia gerada anualmente para os projetos concatenados foi estimada em 56,95 GWh.

Embora a irradiação solar observada no sul do país seja menor em comparação a outras regiões do Brasil, os estudos realizados mostram que os projetos destacados apresentam viabilidade econômica com retorno do investimento em 10 anos para a tarifa local da Celesc, e em 18 anos para a tarifa do leilão de energia. Essas análises apresentam um retorno anual do investimento de, respectivamente, 14,56% e 8,21% durante os 20 anos de vida útil considerados para as usinas.

Conclui-se que a inserção de usinas fotovoltaicas nas três áreas degradadas pelo carvão se mostrou uma alternativa interessante do ponto de vista técnico-econômico e ambiental, possibilitando uma aplicação desses terrenos em uma atividade rentável com retorno social e mitigação dos impactos de degradação gerados pela exploração do carvão.

7 REFERÊNCIAS

MMA. **Lei 6.938/1981**. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L6938.htm>. Acesso em: 10 de janeiro de 2017.

NETO, L. N. **Atributos Físicos Do Solo Em Área De Mineração De Carvão Influenciados Pela Correção Da Acidez, Adubação Orgânica E Revegetação**. Lages: UDESC, 2007. Disponível em:

<<http://www.scielo.br/pdf/rbcs/v32n4/a02v32n4.pdf>>. Acesso em: 03 de abril de 2016.

ABCM. **Carvão, Reservas, Mercado e Produção**. Curso promovido pela SATC, em Criciúma/SC. Nov. 2015.

IEA. **Technology Roadmap: Solar Photovoltaic Energy**. IEA, 2014.

ISE. **Current and Future Cost of Photovoltaics: Long-term Scenarios for Market Development System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems**. Fraunhofer ISE, 2015.

ANEEL. **Expansão da geração: 1º Leilão de energia de reserva de 2015**. Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leil%C3%A3o%20de%20Reserva%20\(2015\)/NT_EPE-DEE-NT-127_2015-r0_completo.pdf](http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leil%C3%A3o%20de%20Reserva%20(2015)/NT_EPE-DEE-NT-127_2015-r0_completo.pdf)>. Acesso em: 20 de setembro de 2016.

GROTH, J. A. **Usina de Geração Fotovoltaica**. Dissertação (Mestrado). Porto Alegre: UFRGS, 2013. Disponível em: <<https://www.lume.ufrgs.br/bitstream/handle/10183/96209/000915411.pdf?sequence=1>>. Acesso em: 10 de janeiro de 2017.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CRESESB, 2014. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf>. Acesso em 02 de junho de 2016.

IDEAL. **América do Sol**. 2011. Disponível em: <<http://americadosol.org/>>. Acesso em: 15 de fevereiro de 2017.

UFF. **Tutorial de célula solar**. Disponível em: <<https://www.telecom.uff.br/pet/petws/downloads/tutoriais/energias/TutPetTeleCelSol.pdf>>. 2008. Acesso em: 18 de outubro de 2016.

BLANK, L.; TARQUIN, A. **Engenharia Econômica**. 6ª ed. McGraw Hill: 2008.

NEOSOLAR. **Painel Solar**. Disponível em: <<https://www.neosolar.com.br/loja/painel-solar-fotovoltaico-canadian-csi-cs6p-255p-255wp.html>>. Acesso em: 25 de fevereiro de 2017.

WEG. **Inversores fotovoltaicos SIW**. Disponível em: <<http://ecatalog.weg.net/files/wegnet/WEG-inversores-solares-siw-50049414-catalogo>>

portugues-br.pdf>. Acesso em: 15 de janeiro de 2017.

CRESESB. **Potencial Energético**. Disponível em:
<<http://www.cresesb.cepel.br/index.php#data>>.
Acesso em: 20 de setembro de 2016.

CLIMATE-DATA. **Clima**: Criciúma. Disponível em:
<<https://pt.climate-data.org/location/3537/>>. Acesso
em: 21 de fevereiro de 2017.

CELESC. **Tarifas**. Disponível em:
<<http://www.celesc.com.br/portal/index.php/duvidas-mais-frequentes/1140-tarifa>>. Acesso em: 21 de março de 2017.

COOPERA. **Tarifas**. Disponível em:
<<http://www.coopera.com.br/tarifas>>. Acesso em: 21 de março de 2017.

GOOGLE. **Google Earth®**. Localização das áreas degradadas. Disponível em:
<<https://www.google.com.br/intl/pt-BR/earth/>>.
Acesso em: 15 de junho de 2016.