

**UNIVERSIDADE DO ESTADO DE SANTA CATARINA – UDESC
CENTRO DE CIÊNCIAS TECNOLÓGICAS – CCT
ENGENHARIA ELÉTRICA**

RAFAEL SZPAK

**ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA DE UMA USINA DE MICROGERAÇÃO
FOTOVOLTAICA EM CONDOMÍNIO RESIDENCIAL.**

JOINVILLE/SC

2016

RAFAEL SZPAK

**ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA DE UMA USINA DE MICROGERAÇÃO
FOTOVOLTAICA EM CONDOMÍNIO RESIDENCIAL.**

Trabalho de Conclusão
apresentado ao Curso de Bacharelado
em Engenharia Elétrica do Centro de
Ciências Tecnológicas, da
Universidade do Estado de Santa
Catarina, como requisito final para a
obtenção do grau de Bacharel em
Engenharia Elétrica.

Orientador: Fernando Buzzulini Prioste

JOINVILLE/SC

2016

RAFAEL SZPAK

**ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA DE UMA USINA DE MICROGERAÇÃO
FOTOVOLTAICA EM CONDOMÍNIO RESIDENCIAL.**

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao curso de Engenharia Elétrica do Centro de Ciências Tecnológicas da Universidade do Estado de Santa Catarina como requisito para obtenção de grau de Bacharel em engenharia Elétrica.

Banca Examinadora:

Orientado: _____

Prof. Dr. Eng. Eletricista Fernando Buzzullini Prioste
Universidade do Estado de Santa Catarina – UDESC

Membro: _____

Prof. Dr. Eng. Eletricista Antônio Flávio Licarião Nogueira
Universidade do Estado de Santa Catarina – UDESC

Membro: _____

Prof. Eng. Eletricista Laís Hauck de Oliveira
Universidade do Estado de Santa Catarina – UDESC

Joinville, 29/06/2016

RESUMO

SZPAK, Rafael. **ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA DE UMA USINA DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM CONDOMÍNIO RESIDENCIAL.** Trabalho de conclusão de curso apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica da Universidade do Estado de Santa Catarina para obtenção de grau de Bacharel em Engenharia Elétrica. Área: Energia Fotovoltaica – Universidade do Estado de Santa Catarina, Joinville, 2016.

A geração de energia através de painéis fotovoltaicas é um assunto de grande interesse de pesquisadores da área, e utiliza-la em gerações distribuídas a fim de reduzir os gastos com energia elétrica pode ser de grande interesse da comunidade. Este trabalho tem por objetivo fazer a análise econômica do investimento em um sistema fotovoltaico para alimentar a área comum de um condomínio residencial. O estudo inclui: (i) análise do local onde o sistema será instalado; (ii) especificação dos equipamentos; (iii) cálculo dos custos de importação. Em seguida, serão utilizados métodos de análise de investimentos para verificar a viabilidade de projeto do ponto de vista do consumidor. Foi concluído que atual situação econômica do país, não é viável o investimento.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
2	SISTEMAS DE GERAÇÃO CONECTADOS À REDE	3
2.1	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	3
3	ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	5
3.1	EFEITO FOTOELÉTRICO	5
3.2	EFEITO FOTOELÉTRICO NA MECÂNICA QUÂNTICA.....	6
3.3	IRRADIAÇÃO SOLAR E COEFICIENTE MASSA-AR	7
4	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	9
4.1	MODELAGEM DO MÓDULO FOTOVOLTAICO.....	9
4.2	ORIENTAÇÃO DO PAINEL FOTOVOLTAICO	11
4.3	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE (SFCR).....	13
4.4	DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR DE FREQUÊNCIA.....	14
5	RADIASOL2.....	17
6	OPENDSS.....	19
6.1	ESTRUTURA DO OPENDSS	19
6.2	CONCEITOS BÁSICOS.....	20
6.2.1	Terminal	20
6.2.2	Barra	21
6.2.3	Elementos Passivos	22
6.2.4	Elementos Ativos	22
6.2.5	Equivalente de Thévenin	24
6.2.6	Gerador	24
6.2.7	Linha	25
6.2.8	Carga.....	26
6.2.9	Capacitor	28

6.3	FLUXO DE POTÊNCIA.....	28
6.4	SISTEMA FOTOVOLTAICO	29
7	CONCEITOS ECONÔMICOS	31
7.1	VALOR PRESENTE (PV) E VALOR FUTURO (FV)	31
7.2	FLUXO DE CAIXA (FC)	31
7.3	JUROS.....	32
	7.3.1 Juros Simples	32
	7.3.2 Juros Compostos	32
7.4	TAXA MÍNIMA DE ATRATIVIDADE.....	33
7.5	VALOR PRESENTE LÍQUIDO.....	33
7.6	TAXA INTERNA DE RETORNO (TIR).....	34
	7.6.1 MÉTODO DE NEWTON-RAPHSON	35
7.7	COMPARAÇÃO ENTRE MÉTODOS VPL E TIR	37
8	ESTUDO DE CASO	39
8.1	A ESCOLHA DO SISTEMA	39
8.2	OBTENÇÃO DE DADOS METEOROLÓGICOS.....	40
8.3	CUSTOS DE EQUIPAMENTOS E IMPORTAÇÃO.....	44
8.4	ANÁLISE DO SISTEMA FOTOVOLTAICO NO OPENDSS.....	47
8.5	ANÁLISE ECONÔMICA.....	49
	8.5.1 Resultados na taxa Selic e com variação do dólar	50
	8.5.2 Resultados na taxa de 7% e com variação do dólar	51
	8.5.3 Resultados com a taxa de juros variável	52
9	CONCLUSÃO	57
	REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA	59
	APÊNDICE A.....	63

1 INTRODUÇÃO

O desenvolvimento econômico do país, o bem estar pessoal e da comunidade têm um requisito em comum, a energia elétrica. Hoje, indústrias investem milhares de dólares em busca de equipamentos de maior eficiência energética, em buscar pontos de desperdícios de energia no sistema elétrico da instalação, com a finalidade de reduzir gastos com energia elétrica, visto a importância vital da mesma para o crescimento econômico.

Atender os centros urbanos com a geração centralizada é uma tarefa que os sistemas de distribuição conseguem atender, porém o mesmo não acontece com locais mais remotos. Com o crescente aumento da necessidade de energia do consumidor, juntamente com os gastos com distribuição e transmissão, a geração distribuída (GD) representa uma opção bastante interessante ao consumidor, especialmente àquele que utiliza a energia em pontos geograficamente distantes de centros de geração e/ou para aqueles que demandam uma quantidade muito grande de energia elétrica.

Entre as tecnologias usadas nas GDs, a utilização de placas solares fotovoltaicas tem sido objeto de bastante estudo. Entretanto, sabe-se que o investimento inicial de um sistema fotovoltaico (FV) é bastante alto, portanto requer um estudo quanto à viabilidade econômica da instalação dessa geração.

O software Radisol2, desenvolvido pela UFRGS, no laboratório de Energia Solar, será utilizado para cálculos e análises de viabilidade da instalação desse tipo de tecnologia em geração descentralizada. As simulações de energia gerada serão feitas através do OpenDSS, e então será utilizado métodos de análise de investimentos para verificar se, no ponto de vista do investidor, é atrativo realizar projeto.

2 SISTEMAS DE GERAÇÃO CONECTADOS À REDE

Sistemas de geração elétrica conectados à rede podem ser de duas formas: as grandes centrais (grande porte) ou a geração descentralizada, ou distribuída (pequeno porte)

2.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Pode-se dizer que a primeira central de distribuição de energia já possuía a essência da geração distribuída. A estação projetada em Nova Iorque por Thomas Edison era pequena, e tinha a capacidade de alimentar apenas cargas próximas (ACKERMANN, 1999; GAS RESEARCH INSTITUTE, 1999).

Com o desenvolvimento da corrente alternada, foi possível a alimentação de cargas distantes das centrais de geração, e após o desenvolvimento de linhas de transmissão de altas tensões foi se tornando cada vez maior o raio que uma grande central de geração conseguia atender.

De acordo com Walter *et al.*(2000), com as tecnologias já conhecidas em transmissão e distribuição, foi natural o interesse inicial de se desenvolver as grandes centrais de geração.

Com o desenvolvimento de outras formas de geração de energia, em especial as com fontes limpas, e a necessidade de aumentar a oferta de energia, tem-se introduzido gerações de pequeno e médio porte, próximo às cargas, onde o investimento é feito pelo próprio consumidor, dessa forma reduzindo seus gastos com a compra de energia da concessionária.

A literatura apresenta algumas definições:

Geração Distribuída é o termo que se usa para a geração elétrica junto ou próxima do(s) consumidor(es), com potências normalmente iguais ou inferiores a 30 MW. A GD inclui: cogeneradores, geradores de emergência, geradores para operação no horário de ponta, módulos fotovoltaicos e Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH's (Instituto Nacional de Eficiência Energética – INEE,2001).

GD indica um sistema isolado ou um sistema integrado de geração de eletricidade em plantas modulares pequenas – na faixa de poucos kW até 100MW – seja de concessionárias, consumidores ou terceiros”(PRESTON & RASTLER, 1996 apud ACKERMANN et al., 1999)

GD é definida como o uso integrado ou isolado de recursos modulares de pequeno porte por concessionárias, consumidores e terceiros em aplicações

que beneficiam o sistema elétrica e/ou consumidores específicos. O termo tem sinonímia com outras expressões normalmente usadas como: auto-geração, geração in situ, cogeração e geração exclusiva (EPRI, 1997 apud TURKSON & WOHLGEMUTH, 2001).

Observa-se que a literatura não possui uma definição clara do que é uma GD, mas pode-se dizer que o uso de geradores próximos aos pontos de consumo é o que caracteriza a geração distribuída, ou seja, a instalação de cogeneradores, painéis FV, pequenas centrais hidrelétricas (PCH), além de equipamentos de medida, controle e comando para gerenciar a operação de controle de cargas.

Isso possibilita a construção de pequenos parques de geração, conectados ao sistema elétrica, em zonas urbanas densamente povoadas e regiões agrícolas mais distantes. Assim essas pequenas gerações locais fornecem energia para o consumo local, e ainda contribuem para o sistema de todo o país. Em alguns países, inclusive, essas micro gerações podem vender energia para outros consumidores em períodos em que a geração de energia é maior que o consumo.

A introdução de fontes limpas de energia próximas ao consumidor alivia o sistema de transmissão, distribuição e transformação, uma vez que pode gerar em baixa tensão para utilização.

No Brasil, o consumidor pode gerar sua energia e fornecer para a rede de distribuição desde 17 de abril de 2012, quando entrou em vigor a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, que permite que o consumidor instale pequenos geradores em sua unidade consumidora a fim de reduzir a fatura de energia elétrica.

3 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

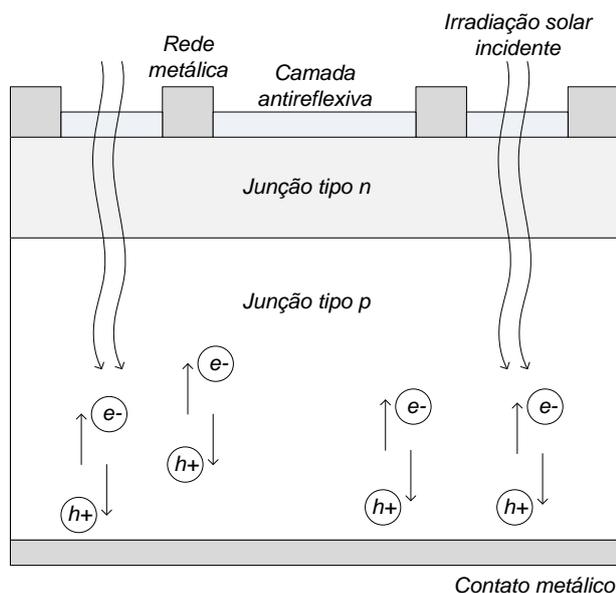
A energia fotovoltaica, tem sido o foco de vários estudos, e por consequência ocorreu principalmente o aumento de rendimento da célula e da diminuição do custo médio do watt gerado. Essa tecnologia é uma das fontes energéticas mais versáteis que se tem conhecimento, podendo ser instalada em plantas solares de centenas de megawatts, fornecendo eletricidade a cidades inteiras, ou em microssistemas residenciais, comerciais e industriais conectados à rede de distribuição, sendo uma fonte auxiliar aliviando a rede de distribuição local. Também pode ser utilizada em lugares remotos, onde é inviável a construção de um sistema de distribuição elétrica ou o transporte de geradores de energia.

3.1 EFEITO FOTOELÉTRICO

Hertz ao estudar a produção de descargas elétricas entre duas superfícies sob uma diferença de potencial observou que uma faísca proveniente de uma superfície gerava uma faísca na outra. Para melhor visualizar este fenômeno, ele construiu uma proteção para evitar a dispersão da luz, porém isso reduziu a faísca gerada. Este foi o primeiro contato com o Efeito Fotoelétrico.

De acordo com Fraas (2002), as células fotovoltaicas tem capacidade de gerar eletricidade a partir de fótons que incidem sobre sua superfície. Na Figura 1 é demonstrado um modelo simplificado de uma célula solar.

Figura 1 - Modelo simplificado de uma célula solar.



Fonte: Frass, 2002

A estrutura de uma célula FV consiste na junção pn e eletrodos para as junções. A junção tipo n é um elemento semiconductor composto por silício dopado de tal forma que o material passa a ser negativamente carregado. Já a junção tipo p positivamente carregada, porém também consiste em silício que passou por um processo de dopagem. Na fronteira entre as duas junções ocorre o deslocamento de cargas, que resulta na criação de um campo elétrico. Essa região recebe o nome de região de depleção. (Sedra, 2010)

Devido ao campo elétrico criado na região de depleção, para que ocorram mais deslocamentos de elétrons é necessário que algum agente externo transfira energia para os elétrons da junção pn. Quando é transmitida energia o bastante as cargas negativas se desprendem de suas ligações com o núcleo dos átomos e geram corrente elétrica. (Tiwari, 2010)

Essa energia mínima para que ocorra a corrente elétrica é chamada de gap de energia (E_G).

3.2 EFEITO FOTOELÉTRICO NA MECÂNICA QUÂNTICA

De acordo com Coelho (2008), quando feita análise da luz como onda, a mesma constitui uma radiação eletromagnética que viaja no vácuo à velocidade constante de

aproximadamente $c = [3 \times 10^8] \text{ m/s}$. Contudo, sob o ponto de vista corpuscular, a luz é constituída de pacotes de energia, denominados fótons, cuja energia pode ser escrita conforme a Equação (1)

$$E = h \cdot \nu \quad (1)$$

em que $h = [4,138 \times 10^{-15}] \text{ eV}$ representa a constante de Planck e ν a frequência de vibração.

A energia de gap, como já apresentado, é a energia mínima para que haja deslocamento dos elétrons, portanto a Equação (2) é verdadeira.

$$E = h \cdot \nu > E_G \quad (2)$$

Assim, conforme Coelho (2008) apresenta, para o átomo de silício $E_G = 1,12 \text{ eV}$, logo a frequência de vibração mínima da onda incidente é apresentada na Equação (3).

$$\nu > \frac{1,12}{4,138 \times 10^{-15}} = 270,66 \times 10^{12} = 2,71 \times 10^{14} \text{ Hz} \quad (3)$$

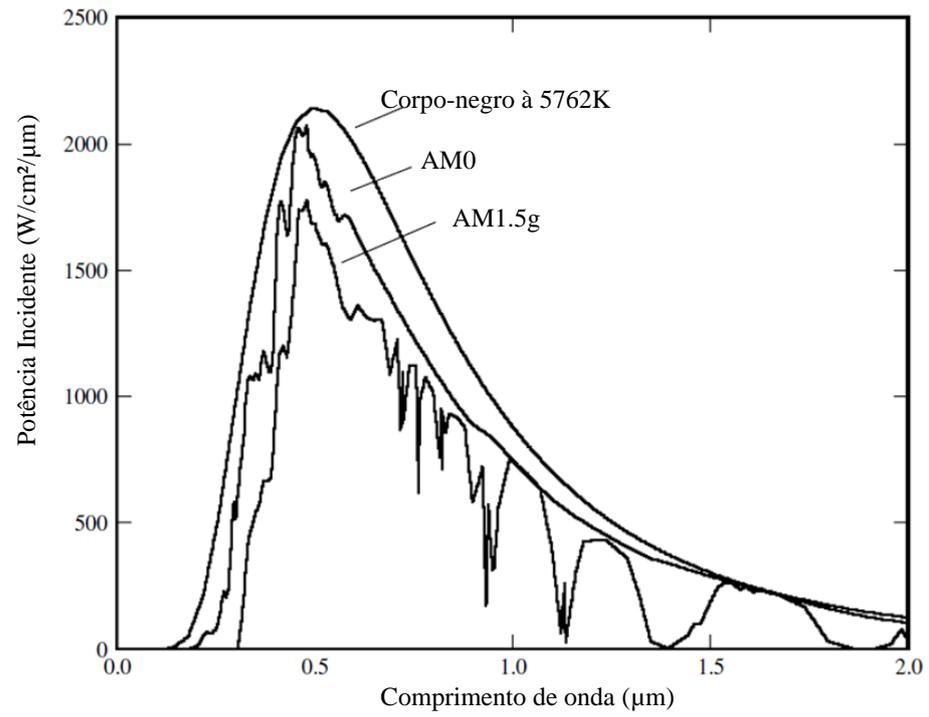
3.3 IRRADIAÇÃO SOLAR E COEFICIENTE MASSA-AR

Para Luque (2003) o espectro de irradiação do sol pode ser comparado ao de um corpo-negro a 6000 K. Por definição, um corpo-negro é um corpo físico idealizado que absorve e emite irradiação em todas as direções.

O coeficiente Massa-Ar é valor que nos permite estimar a parte da irradiação solar que é dispersada e absorvida pela atmosfera terrestre antes de atingir o solo.

Confome Luque (2003) apresenta na Figura 2, acima da atmosfera terrestre, a intensidade de irradiação é de cerca 1.353 kW/m^2 . Essa distribuição espectral é referenciada como AM00 coeficiente padrão de testes de painéis elétricos é o AM1.5, que corresponde à uma irradiação de 1.000 kW/m^2 . Esse coeficiente pode ser referenciado por AM1.5g.

Figura 2 - Espectros de irradiação de um corpo-negro, na entrada da atmosfera e superfície da terra.



Fonte: Luque, 2003

4 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Em termos construtivos, as células fotovoltaicas são os elementos básicos na construção dos módulos e estes, por sua vez, na construção dos arranjos fotovoltaicos.

Tradicionalmente, uma célula fotovoltaica mede entre 100 cm² e 200 cm², sendo capaz de gerar aproximadamente 0,6 V de tensão para potências de 1 W e 3 W. Como as células fotovoltaicas apresentam tensão e corrente de baixo nível, elas são conectadas em série e/ou paralelo formando um módulo fotovoltaico.

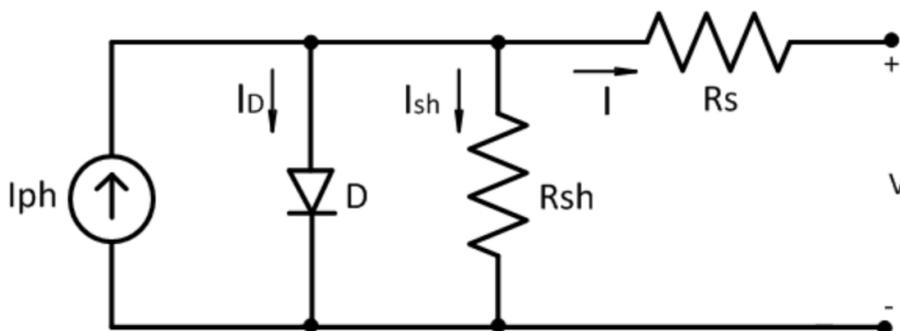
Os substratos tipo n e p representam o silício dopado (junção pn), estando ligados a um contato metálico para a conexão das cargas e circulação da corrente elétrica. A parte posterior da célula é protegida por um suporte rígido, geralmente constituído de fibra, enquanto a parte frontal recebe um adesivo anti-reflexivo, além de um adesivo transparente e um revestimento de vidro, ambos para proteção.

4.1 MODELAGEM DO MÓDULO FOTOVOLTAICO

Neste capítulo será apresentada a análise de um circuito equivalente de um sistema fotovoltaico.

Na Figura 3 é mostrado o modelo matemático da célula fotovoltaica. Uma célula fotovoltaica pode ser representada como uma fonte de corrente em paralelo com um diodo, e uma resistência em série (R_s) e outra em paralelo (R_{sh}). As resistências são incorporadas no modelo a fim de representar as perdas internas da célula (ZILLES et al., 2012).

Figura 3 – Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica.



Fonte: Produzido pelo autor

A análise do circuito elétrico equivalente, através de uma abordagem matemática, permite que sejam determinadas equações que descrevem o comportamento de uma célula fotovoltaica. Para análise do circuito, será utilizado a Lei de Kirchhoff do somatório de correntes.

$$I = I_{ph} - I_D - I_{sh} \quad (4)$$

Onde:

I : Corrente no resistor R_S ;

I_{ph} : corrente da fonte de corrente que representa a célula FV;

I_D : corrente no diodo

I_{sh} : corrente no resistor R_{Sh}

Para calcular a corrente do diodo I_D e a corrente de perdas em série I_{sh} apresentada pela resistência R_{sh} será utilizado as Equações (5) e (6) apresentadas na referência (ZILLES et al., 2012; CASARO; MARTINS, 2008).

$$I_D = I_0 \cdot [e^{\frac{qV}{nkT}}] \quad (5)$$

$$I_{sh} = \frac{V + (I \cdot R_S)}{R_{sh}} \quad (6)$$

Onde:

I_0 : corrente de saturação reversa da célula;

q : carga do elétron ($1,6 \times 10^{-19}C$);

n : fator de qualidade da junção p-n;

k : constante de Boltzmann ($1,35 \times 10^{-23}$);

T : temperatura de trabalho da célula.

Substituindo as Equações (5) e (6) em (4) é possível obter a corrente I em função da tensão V da célula.

$$I = I_{ph} - I_0 \cdot [e^{\frac{qV}{nkT}}] - \frac{V + (I \cdot R_S)}{R_{sh}} \quad (7)$$

Usando as equações dadas por Cavalcanti (2007), pode-se então calcular a corrente na célula FV I_{ph} e I_0 .

$$I_{ph} = [I_{sc} + \alpha(T - T_r)] \cdot \frac{P}{1000} \quad (8)$$

$$I_0 = I_{0r} \left(\frac{T}{T_r}\right)^3 \cdot E_G e^{\frac{q \cdot (\frac{1}{T_r} - \frac{1}{T})}{nk}} \quad (9)$$

Onde:

I_{sc} : corrente de curto circuito;

α : coeficiente de temperatura da corrente de curto circuito;

T_r : temperatura de referência da célula (298 K);

P: irradiância em W/m²;

I_{0r} : corrente de saturação reversa de referência;

E_G : energia de banda proibida (1,1 eV);

Para resolver a Equação (7) será utilizado o método de Newton-Raphson, explicado posteriormente na seção 7.6.1. Para isso a Equação será descrita da seguinte forma:

$$f(I) = I_{ph} - I - I_0 \cdot [e^{\frac{qV}{nkT}}] - \frac{V + (I \cdot R_S)}{R_{sh}} \quad (10)$$

E sua derivada:

$$f'(I) = -1 - I_0 \cdot e^{\frac{q(V+IR_S)}{nkT}} \cdot \frac{qR_S}{nkT} - \frac{R_S}{R_{sh}} \quad (11)$$

Ambas as Equações (10) e (11) serão utilizadas no método de Newton-Raphson futuramente.

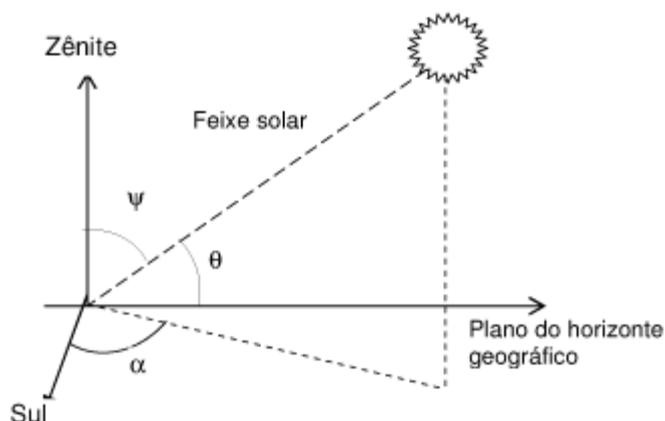
4.2 ORIENTAÇÃO DO PAINEL FOTOVOLTAICO

De acordo com Villalva (2012), para ser feita a escolha da posição que os módulos FV devem ficar, é necessário ser feito um estudo a respeito dos raios solares. Devido à distância do Sol até a Terra podemos considera-los linhas retas paralelas, porém ao entrar na atmosfera terrestre parte dos raios incidentes sofrem difusão, e são

desviados para todas as direções, mas ainda a maior parte continua no sentido original, dito radiação direta.

A direção que os raios solares atingem a superfície da Terra dependem da posição do Sol no céu. Para ser escolhido a orientação da placa FV, é necessário conhecer três variáveis: ângulo azimutal (α) e zenital (ψ) e altura solar (θ), conforme Figura 4.

Figura 4: Ângulos para direcionamentos do módulo FV



Fonte: Silva, 2006

Ângulo azimutal usa como referência, para o hemisfério sul, o norte geográfico do planeta em relação à posição do Sol no plano horizontal. Para o hemisfério norte, a referência está no sul geográfico [9]. O ângulo de inclinação da trajetória do Sol com o plano horizontal recebe o nome de ângulo de altura solar. O ângulo zenital é dado pelo complemento do ângulo de altura solar.

De acordo com Villalva (2012), para que a captação seja ótima, é necessário que a incidência dos raios solares sobre a placa FV seja perpendicular, e portanto seja ajustada diariamente, uma vez que a altura solar varia diariamente. Como a maioria das aplicações possui um ângulo fixo para o módulo, deve-se escolher um ângulo tal que a captação média seja a maior possível. A tabela 1 abaixo apresenta a inclinação indicada de acordo com a posição geográfica em que se pretende instalar a célula FV.

Tabela 1 – Escolha do ângulo de inclinação do módulo

Latitude geográfica do local	Ângulo de inclinação recomendado(α)
0° a 10°	$\alpha = 10^\circ$
11° a 20°	$\alpha = \text{latitude}$
21° a 30°	$\alpha = \text{latitude} + 5^\circ$
31° a 40°	$\alpha = \text{latitude} + 10^\circ$
41° ou mais	$\alpha = \text{latitude} + 15^\circ$

Fonte: "Installation and Safety Manual of the Bosch Solar Modules"

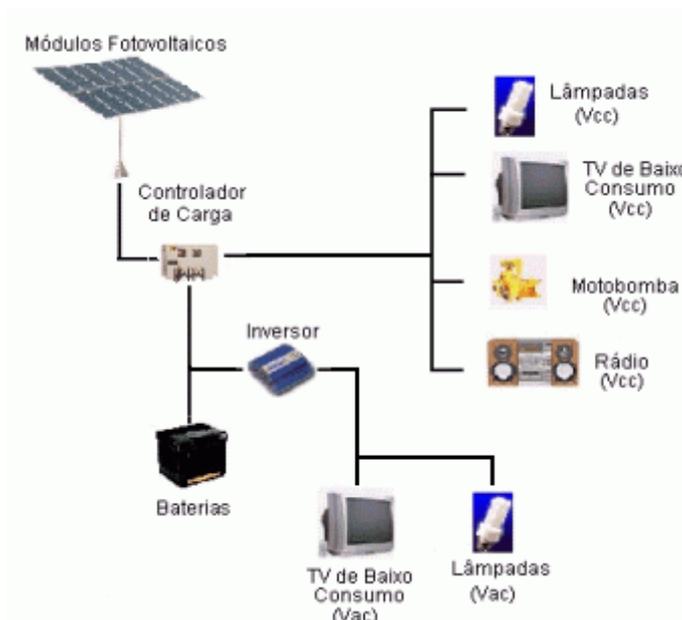
4.3 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE (SFCR)

A tecnologia das células fotovoltaicas têm se mostrado uma ótima opção para situações onde existe uma grande dificuldade de levar energia elétrica, a partir de gerações centralizadas, devido aos custos de transmissão em relação à quantidade de demanda. Como esta forma de geração possui a possibilidade de uso em pequena escala para um abastecimento local, ela se torna a solução para atender pequenas propriedades e comunidades isoladas (SCALAMBRINI, 2001). No Brasil os sistemas fotovoltaicos vêm se estabelecendo no mercado, especialmente para aplicações em regiões isoladas. Na última década já existia cerca de 15MWp de potência instalada de sistemas FV abastecendo casas, escolas, e bombas de água, segundo a ANEEL.

O sistema fotovoltaico conectado à rede é a aplicação onde os módulos FV estão conectados ao sistema elétrico participando como fonte complementar. Existem dois tipos de SFCR, a grande central de geração FV centralizada, e edificações solares conectadas à rede (EFCR), que representa a pequena geração distribuída.

Na EFCR, segundo Oliveira e Zilles(1998), as placas são instaladas na fachada, ou no teto da construção, gerando energia em tensão contínua, logo o sistema requer um inversor CC/CA para que converta a tensão alternada (geralmente para 127 ou 220V), sendo assim possível ser conectada à rede elétrica e alimentar equipamentos. A figura 5 mostra um esquema de como funciona a EFCR.

Figura 5 - Esquema dos componentes da EFCR



Fonte: Solenerg Engenharia

4.4 DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR DE FREQUÊNCIA

No estudo de qual inversor de frequência deve-se utilizar num arranjo fotovoltaico, é preciso considerar alguns pontos:

- Os valores de potência nominal fornecido pelo fabricante são dados com base em testes feitos em condição de teste padrão (STC), sendo num temperatura de 25°C e irradiância de 1000 W/m²;
- o sistema fotovoltaico gera energia em função da irradiação solar, e ela não é constante, podendo ter dias com mais nuvens no céu, que interfere diretamente nos raios que incidem sobre os módulos;
- os módulos não entregam a potência nominal numa situação real onde não são submetidos ao STC;
- a temperatura nas placas muitas vezes superam os 25°C.

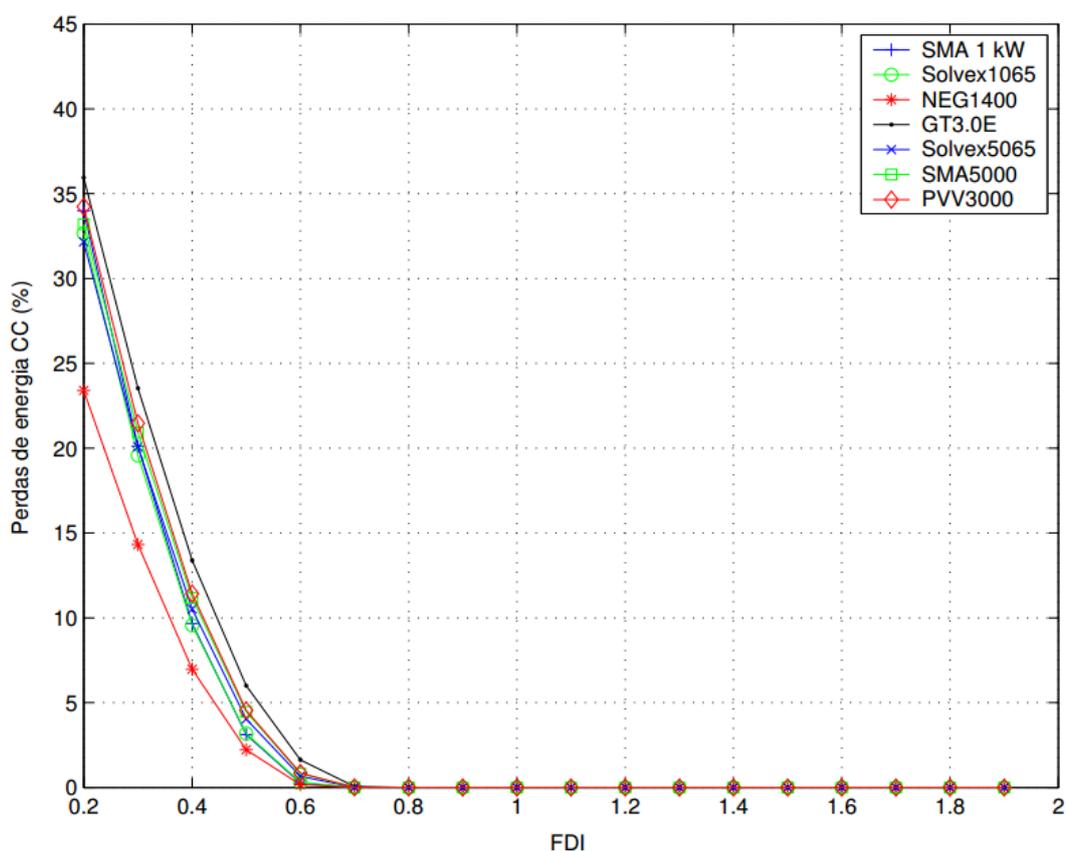
Observando os pontos acima é fácil perceber que o sistema fotovoltaico opera na maior parte do tempo em condições inferiores às condições do STC resultando em uma potência de saída inferior ao esperado. Logo, investir num inversor com potência igual à

potência nominal do arranjo fotovoltaico seria um sobredimensionamento desnecessário.

De acordo com Macedo (2006), nos anos 90 foi identificado que o subdimensionamento seria uma forma de reduzir os custos de investimento sem impactar na energia gerada, resultando assim numa energia mais barata.

Como o arranjo FV fornece uma potência inferior à nominal Macedo (2006) verificou que com uma potência do inversor de 70% da potência máxima do arranjo fotovoltaico, ou seja, fator de dimensionamento de inversores (FDI) igual à 0,7, o inversor não compromete a geração de energia do sistema. Em seu estudo, Macedo verificou que para um FDI de 0,5, o sistema apresentava perdas inferiores a 10%, e FDI de 0,6, perdas inferiores a 3%, como mostra a Figura 6 para diversos modelos de inversores..

Figura 6 - Perdas de energia por limitação do inversor



Fonte: Macedo, 2016

5 RADIASOL2

Com o crescente aumento de estudo relacionados à geração de energia através da radiação solar, o Laboratório de Energia Solar (LABSOL) da Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS) desenvolveu o *software* RADIASOL2, que visa gerar dados de irradiação solar ao longo do tempo para superfícies em qualquer orientação.

De acordo com Krezinger (2010) o programa utiliza os dados da irradiação solar média mensal para estimar a irradiação de um único dia, que quando comparados com a irradiação solar acima da atmosfera terrestre do mesmo dia poderia fornecer o índice de limpidez (K_t) dado pela Equação (12),

$$K_t = \frac{H}{H_0} \quad (12)$$

Onde H_0 representa a irradiação solar diária extraterrestre em um plano paralelo obtido pela Equação (13) e H a irradiação solar diária em um plano horizontal.

$$H_0 = \frac{24}{\pi} 3600 I_{sc} E_0 [\omega_s (\sin \delta \sin \varphi) + (\cos \delta \cos \varphi \sin \omega_s)] \quad (13)$$

Sendo, E_0 a correção da excentricidade da órbita da Terra, I_{sc} a constante solar de 1367 W/m², δ a declinação solar, φ a latitude e ω_s o ângulo horário do pôr do sol que pode ser obtido pela Equação (14). (Krezinger, 2010)

$$\omega_s = \cos^{-1}(-\tan \delta \tan \varphi) \quad (14)$$

Collares-Pereira e Rabl (1979) propôs da equação (15) para determinar a relação entre irradiação solar diária difusa H_d e irradiação solar diária total H , ou fração difusa de irradiação diária.

$$\frac{H_d}{H} = 1,188 - 2,272Kt + 9,473Kt^2 - 21,856Kt^3 + 14,648Kt^4 \quad (15)$$

A Equação (15) foi definida para os valores de Kt entre 0,17 e 0,75. Para Kt entre 0,75 e 0,8 a fração difusa seria (0,632-0,54 Kt), para valores superiores a 0,8 seria 0,2 e para Kt menor que 0,17, $H_d/H = 0,99$.

As equações (12), (13), (14) e (15) demonstram que com um valor de Kt , da latitude do local e do dia do ano (declinação solar) é possível estimar os valores de

irradiação diária total H e a irradiação diária difusa H_d , e logo a irradiação direta dada pela diferença entre a irradiação total e a difusa.

Conforme Krezinger com os dados obtidos com as equações supracitadas, e utilizando a equação (10) obtêm-se a radiação solar horizontal horária I_h , em função do ângulo horário (ω).

$$I_h = H \frac{\pi[a + b \cdot \cos(\omega)][\cos(\omega) - \cos(\omega_s)]}{24[\sin(\omega_s) - \omega_s \cos(\omega_s)]} \quad (16)$$

onde,

$$a = 0,409 + 0,5016 \cdot \sin\left(\omega_s - \frac{60\pi}{180}\right) \quad (17)$$

$$b = 0,6609 - 0,4767 \cdot \sin\left(\omega_s - \frac{60\pi}{180}\right) \quad (18)$$

$$\omega = \frac{12(HS - 12)}{\pi} \quad (19)$$

sendo HS a hora solar.

Ainda com os dados já obtidos anteriormente, determina-se com a equação (20) a irradiação horária difusa.

$$I_d = H_d \frac{\pi[\cos(\omega) - \cos(\omega_s)]}{24[\sin(\omega_s) - \omega_s \cos(\omega_s)]} \quad (20)$$

Ainda, determina-se para o a irradiação horária direta I_{bT} conhecendo o ângulo do plano inclinado com a equação (21).

$$I_{bT} = I_b \frac{\cos(\theta_s)}{\cos(\theta_z)} \quad (21)$$

Onde θ_s é o ângulo de incidência e θ_z o ângulo zênite.

6 OPENDSS

Para análise de sistema distribuído de geração de energia elétrica será usado o *OpenDSS*. O *OpenDSS (The Distribution System Simulator)*, desenvolvido pela EPRI, *Electric Power Research Institute*) é um *software* desenvolvido para a análise de circuitos de distribuição de energia elétrica, modelagem de subestações, análises de harmônicos entre outras funções. Como é um programa *open-source* qualquer usuário pode modificar o mesmo.

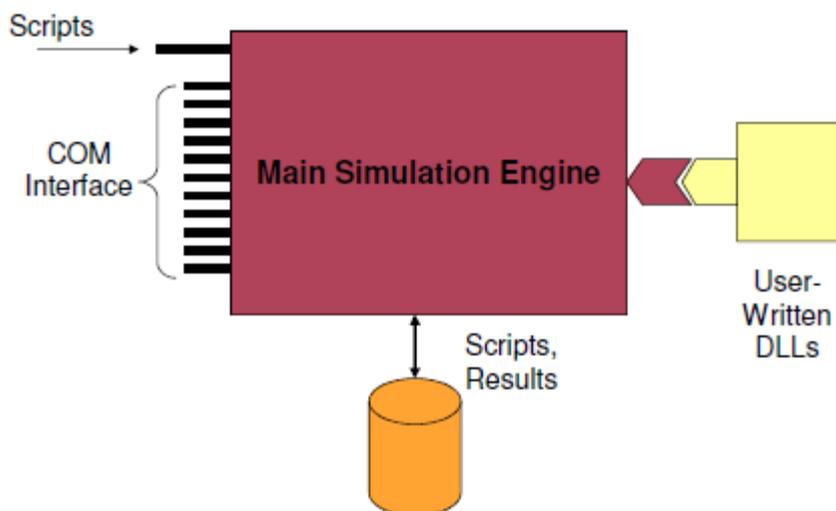
O sistema suporta todo tipo de análise em regime permanente (no domínio da frequência, não limitado a 60 Hz) utilizados em sistemas de distribuição de energia elétrica. Adicionalmente, suporta vários tipos de análises desenvolvidas para necessidades futuras na formação de sistemas de distribuição em todo mundo. Dentre suas funcionalidades esta a inserção de geração distribuída, a análise de harmônicos, voltada à qualidade de energia e estudo de faltas do sistema. O *OpenDSS* foi desenvolvido para ser indefinidamente expansível, dessa forma pode ser facilmente adaptado para necessidades futuras. (CUNHA, L. S., 2010)

6.1 ESTRUTURA DO OPENDSS

Os circuitos no *software* são definidos por meio de linhas de comando, que podem ser escritas pelo usuário propriamente ou por algum outro programa. O código no *OpenDSS* pode ser escrito num executável somente, ou ter partes importadas de arquivos de código, tornando mais fácil fazer análises iguais em diferentes circuitos, por exemplo.

O *software* também nos possibilita controlá-lo por meio de outros *softwares* como MATLAB, VBA, e outras ferramentas do MS *Office*, pois possui interface COM (*Component Object Model*). E também como dito anteriormente, é um programa *open source* possibilitando que o usuário desenvolva suas próprias DLLs caso seja se seu interesse. A Figura 7 abaixo mostra um esquemático da estrutura do *software*.

Figura 7 – Esquema da estrutura do OpenDSS



Fonte: OpenDSS Training Workshop

6.2 CONCEITOS BÁSICOS

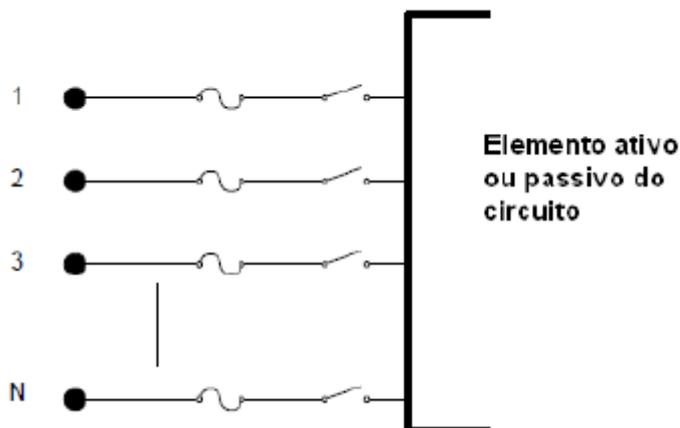
Serão apresentados nas próximas seções os elementos básicos para declaração de circuitos elétricos.

6.2.1 Terminal

Todo elemento declarado, seja ativo ou passivo, tem um ou mais terminais, e cada terminal pode ter um ou mais condutores. Se o elemento possui diversos condutores, o programa considera automaticamente que os primeiros serão as fases. Cada terminal só pode ser conectado à uma barra. O segundo terminal das cargas são nativamente aterrados, dessa forma só necessita que sejam especificados os primeiros terminais.

Na Figura 8 é mostrado uma interpretação visual dos terminais.

Figura 8 – Elemento ativo do OpenDSS



Fonte: OpenDSS New User Primer

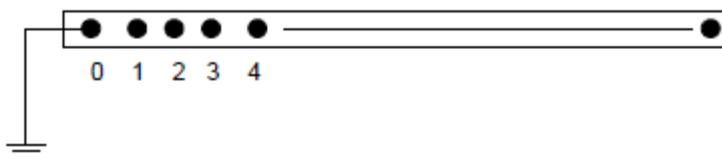
6.2.2 Barra

Uma barra ou barramento é um ponto de interconexão de condutores vindos de diferentes partes dos circuitos. A barra pode se conectar a um ou mais nós, de acordo com a necessidade de condutores a serem conectados. Pode também ser usada com a finalidade de apresentar tensões no circuito em referência a um nó base (nó 0) que possui tensão zero.

Outra característica dos barramento no OpenDSS é que ele não existe até que seja declarado um elemento que requisite uma barra, ou seja, primeiro são declarados os elementos, e depois são definidas as barras. Caso o usuário deseje criar um barra, basta definir um elemento conectado à ela.

Na figura 9 é apresentada uma representação de um barramento.

Figura 9 – Representação de um barramento do OpenDSS



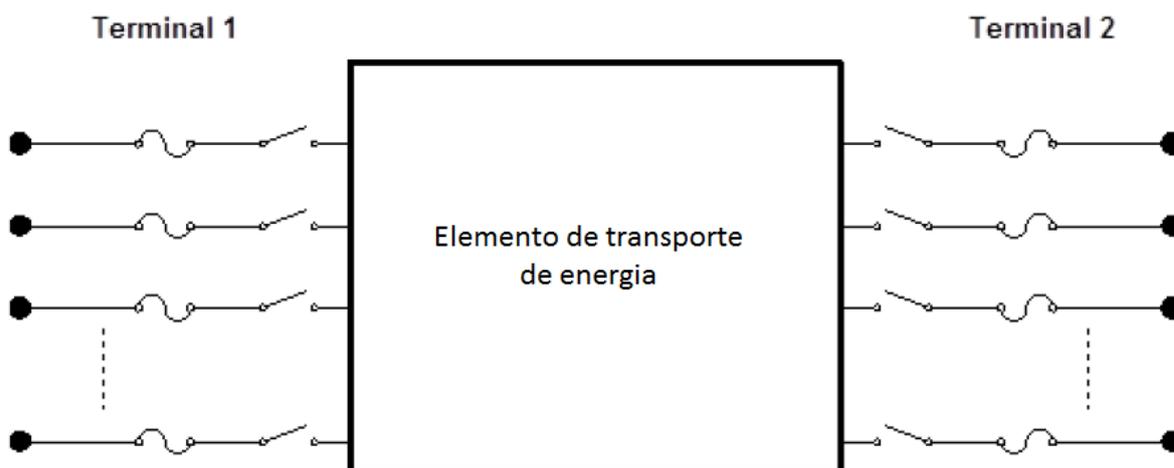
Fonte: OpenDSS New User Primer

6.2.3 Elementos Passivos

Elementos passivos, ou elementos de transporte de energia, possuem de modo geral 2 ou mais terminais, conforme Figura 10.

Definidos, normalmente pelas suas impedâncias, são representados pela matriz de impedância.

Figura 10 – Representação de um elemento de transporte do OpenDSS

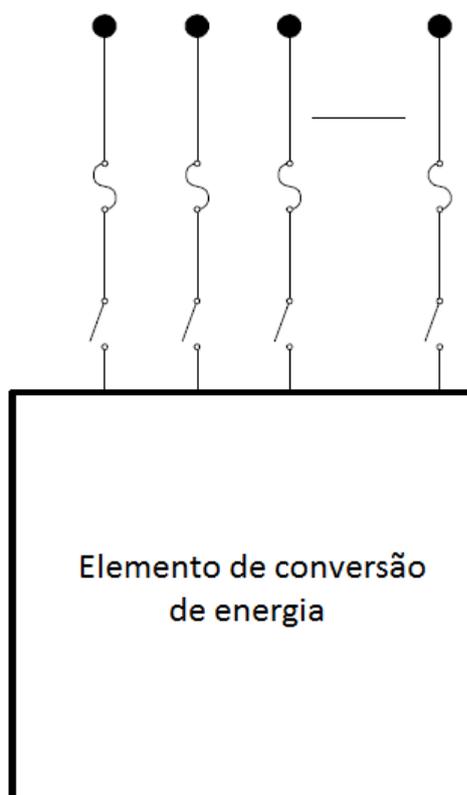


Fonte: OpenDSS New User Primer

6.2.4 Elementos Ativos

Elementos ativos, ou elementos de conversão de energia, são geradores, cargas, equivalentes de Thévenin, entre outros. Esses elementos apresentam apenas um terminal, como mostra a Figura 11.

Figura 11 – Representação de um elemento de conversão de energia no OpenDSS



Fonte: OpenDSS New User Primer

Para definir os elementos ativos é utilizado a matriz admitância constante, e se necessário, uma corrente de compensação que corresponde à parcela não-linear do elemento. Na tabela 2 são apresentadas as sete formas de definir um elemento ativo.

Tabela 2 – Modelos de definição de elementos ativos

Modelo	Código	Descrição
1	model=1	Padrão constante P+jQ
2	model=2	Carga de impedância constante
3	model=3	P constante e Q quadrático (motor)
4	model=4	P nominal linear e Q quadrático
5	model=5	Módulo constante de corrente
6	model=6	P constante e Q fixo
7	model=7	P constante, Q e impedância fixos

Fonte: Produzido pelo próprio autor

6.2.5 Equivalente de Thévenin

O equivalente de Thévenin tanto pode ser usado para representar um gerador visto pela transmissão, como para representar a transmissão vista pelo gerador.

Define-se pelo comando *Circuit*, que é um elemento com apenas um terminal, ou seja, um elemento ativo. Na tabela 3 é apresentado os argumentos necessários para especificar o elemento.

Tabela 3 – Argumentos para definição de um circuito.

Argumento	Descrição
basekV	Tensão nominal de linha em kV
bus1	Nome da barra em que o terminal é conectado
R1	Resistência de sequência positiva da fonte em ohms
X1	Reatância de sequência positiva da fonte em ohms
mvasc3	Potência de curto-circuito trifásico em MVA
mvasc1	Potência de curto-circuito monofásico em MVA
pu	Valor por unidade da tensão na barra

Fonte: Produzido pelo próprio autor

Há duas formas de definir o *Circuit*, como mostradas abaixo.

New Circuit.CircuitoA bus1=BarraA basekv=13.8 pu=1.000

~mvasc3= 5000 mvasc1=5000

Neste caso são definidos as potências de curto circuito monofásico e trifásico. O outro modo é definir a resistência e reatância, como mostrado a seguir.

New Circuit.CircuitoA bus1=BarraA basekv=13.8 pu=1.000

~r1=0 x1=0.001

6.2.6 Gerador

O gerador, obviamente um conversor de energia, se caracteriza como um elemento ativo. Para se definir um gerador em linhas de comando é necessário saber sua potência nominal, sua tensão, seu fator de potência, e o modelo que será utilizado, que será apresentado a seguir na tabela 4.

Tabela 4 – Modelos para definição de um gerador

Modelo	Descrição
1	Potência ativa e potência reativa constantes.
2	Impedância constante
3	Modelo de gerador como barra PV
4	Potência ativa constante seguindo curva de despacho e potência reativa fixa
5	Modelo descrito pelo usuário

Fonte: Produzido pelo próprio autor

6.2.7 Linha

Linhas são elementos passivos, com dois terminais, definidos pelo modelo π com capacitores *shunt*. Pode-se definir através no comando *LineCode*, ou definindo através do parâmetros de resistência, reatância.

Utilizar o comando *LineCode* pode facilitar com o intuito de simplificar e polir o código, em casos em que são usados diversas linhas com as mesmas características. Os parâmetros principais para caracterizar uma linha estão listados na tabela 5.

Tabela 5 – Argumentos para definição de parâmetros de linha.

Parâmetro	Descrição
Nphases	Número de fases
baseFreq	Frequência base das reatâncias
R1	Resistência de sequência positiva em ohms por unidade de distância
C1	Capacitância de sequência positiva em nF por unidade de distância
X1	Reatância de sequência positiva em ohms por unidade de distância
Rmatrix	Matriz de resistências da linha por unidade de distância
Xmatrix	Matriz de reatâncias da linha por unidade de distância
Units	Unidade de distância considerada
Normamps	Corrente nominal da linha

Fonte: Produzido pelo próprio autor

Com as características da linha em mãos falta apenas informar as barras de conexão e comprimento. Esses atributos serão definidos pelo comando *Line*.

Os parâmetros de *Line* estão apresentados na tabela 6.

Tabela 6 – Argumentos para definição de uma linha.

Parâmetro	Descrição
Phases	Número de fases
Bus1	Barra ligada no terminal 1
Bus2	Barra ligada no terminal 2
LineCode	LineCode com as características definidas
Length	Comprimento da linha

Fonte: Produzido pelo próprio autor

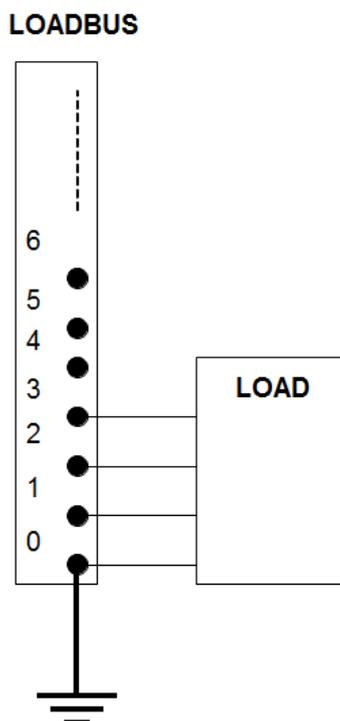
Caso o usuário não deseje utilizar o comando *LineCode*, ele pode inserir as características da linha dentro do comando *Line*, no lugar no *LineCode*.

6.2.8 Carga

Carga é um elemento ativo com um terminal, como mostra a figura 12. Para definir uma carga na linha de comando é necessário apresentar o triângulo de potência para o *software* através de um dos pares abaixo:

- Potência ativa + Fator de potência;
- Potência ativa + Potência reativa;
- Potência aparente + Fator de potência.

Figura 12 – Representação de uma carga no OpenDSS



Fonte: OpenDSS New User Primer

No momento de definir a carga é necessário informar ao programa qual o modelo que será usado pelo usuário. Os modelos estão descritos na tabela 7. Os principais parâmetros necessários para definir uma carga estão apresentados na tabela 8.

Tabela 7 – Modelos para definição de uma carga.

Modelo	Descrição
1	Potência ativa e reativa constantes
2	Impedância constante
3	Potência ativa constante e reativa quadrática
4	Potência ativa não linear e reativa quadrática
5	Corrente constante

Fonte: Produzido pelo próprio autor

Tabela 8 – Parâmetros para definição de uma carga

Parâmetro	Descrição
Phases	Número de fases
Bus1	Nome da barra em que a carga esta conectada
kV	Tensão nominal
kVA	Potência aparente
kW	Potência ativa
Kvar	Potência reativa
FP	Fator de potência
Daily	Curva diária para análise ao longo do tempo
yearly	Curva anual para análise ao longo do tempo

Fonte: Produzido pelo próprio autor

Em análise de fluxo de potência, ainda é importante a utilização de curva de cargas, ou *LoadShape*. Para representar a curva de carga é necessário informar o número de pontos da curva (npts), o intervalo entre os pontos em horas (interval), e os valores em pu em forma de vetor (mult).

6.2.9 Capacitor

Capacitor é um elemento ativo, que no OpenDSS, pode apresentar um ou dois terminais, dependendo a forma de ligação. Para defini-lo é preciso informar na linha de código o número de fases (Phases), os barramento que esta conectado (Bus1, Bus2), a tensão nominal (kV) e potência reativa (kvar), como mostrado no exemplo abaixo:

```
New Capacitor.Cap1 Bus1=BarraA Bus2=BarraB
~Phases=3 kvar=5000 kV=13.8
```

6.3 FLUXO DE POTÊNCIA

O OpenDSS realiza a análise de fluxo de potência de alguns modos, de acordo com o que o usuário quer analisar. O primeiro modo, modo padrão, realiza o cálculo de fluxo para uma situação única, onde não é considerada uma curva de carga por exemplo.

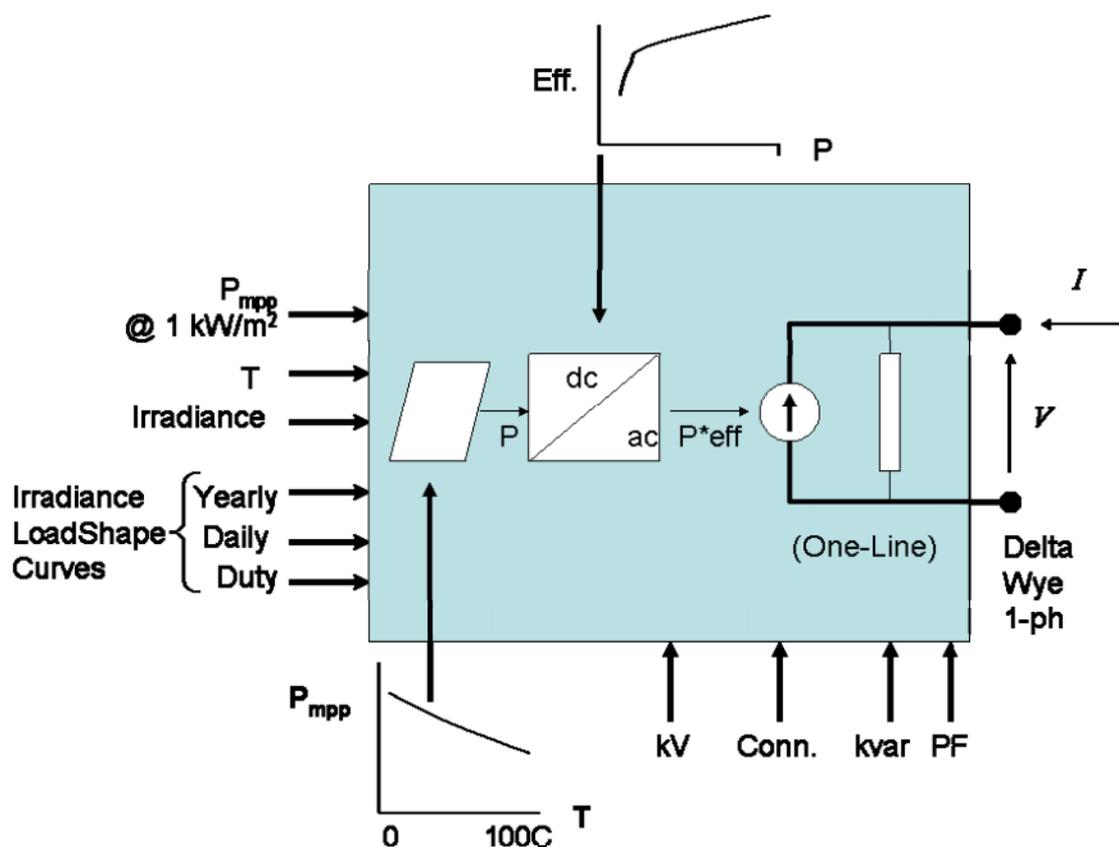
Outra forma de análise é a com variações diárias ou anuais. Nesse caso o *software* realiza o cálculo para cada ponto discretizado, ou seja, caso o usuário queria fazer o estudo dentro de um dia, ele pode realizar 24 cálculos, 1 para cada hora do dia, ou até

mesmo 86400 cálculos, 1 para cada segundo. E no caso da análise anual, faz-se o cálculo 8760 vezes.

6.4 SISTEMA FOTOVOLTAICO

A figura 13 apresenta um diagrama com o modelo de um sistema fotovoltaico (*pvsystem*) usado pelo OpenDSS. O modelo considera o gerador fotovoltaico e inversor de frequência. Esse modelo funciona para simulações de até no mínimo 1 segundo. Ele também considera que o inversor é capaz de encontrar o ponto de máxima potência rapidamente, simplificando o modelo.

Figura 13 – Modelo do sistema fotovoltaico no OpenDSS



Fonte: OpenDSS New User Primer

Simplificando, pode-se dizer que o *pvsystem* funciona como um gerador, porém a potência que ele entrega ao ponto de conexão é uma função que depende das

características do sistema, como irradiância, temperatura, eficiência do conversor, tensão, e potencial do painel.

É possível especificar curvas de temperatura, e irradiância ao longo do tempo. Para isso existem os códigos *Loadshape* e *Tshape*, onde o usuário informa a curva diretamente na linha de comando, ou pode importar de uma planilha do *Excel*.

Com as curvas de irradiâncias e temperaturas definidas, falta a eficiência do conversor, e a curva “Potência x Temperatura” ser apresentada ao programa, pois essas não são fixas, para isso é usado a função *XYCurve*. Com essa função pode-se definir uma curva XY qualquer. Abaixo segue um exemplo de como pode ser codificado um sistema fotovoltaico no *OpenDSS*.

```
//curva Potencia versus Temperatura
```

```
New XYCurve.PvsT npts=4 xarray=[0 25 50 75] yarray=[1.1 1.0 0.9 0.8]
```

```
//curva Eficiencia do Inversor versus Potência, EffCurve
```

```
New XYCurve.Eficiencia npts=4 xarray=[.1 .2 .4 1.0] yarray=[.86 .9 .93 .97]
```

```
// niveis de irradiancia ao longo de uma semana
```

```
New Loadshape.Irradiancia
```

```
~ mult=[0 0 0 0 0 0 .1 .2 .3 .5 .8 .9 1.0 1.0 .99 .9 .7 .4 .1 0 0 0 0 0]
```

```
New Loadshape.Temperatura
```

```
~ mult=[25, 25, 25, 25, 25, 25, 25, 25, 25, 35, 40, 45, 50 60 60 55 40 35 30 25  
25 25 25 25 25]
```

```
// pv definition
```

```
New PVSystem.PV phases=3 bus1=B10 kV=12.47 kVA=1200 irradi=1.0 Pmpp=1000
```

```
~ temperature=25 PF=1.0 effcurve=Eficiencia P-TCurve=PvsT
```

```
~ yearly=Irradiancia tdaily=Temperatura
```

7 CONCEITOS ECONÔMICOS

Neste capítulo serão abordados os conceitos econômicos que serão base para a análise do investimento do sistema de geração deste trabalho.

7.1 VALOR PRESENTE (PV) E VALOR FUTURO (FV)

O dinheiro aplicado em algum investimento de baixo risco cresce com o tempo devido às taxas de juros. Ou seja, cem reais hoje não é a mesma coisa que cem reais daqui um mês, pois se esses cem reais estivessem investidos em alguma aplicação de baixo risco, em um mês este valor teria crescido de acordo com a taxa de juros. Por isso existe os conceitos de valor presente e valor futuro, onde o PV é o capital inicial, ou seja, o capital no ponto zero da escala de tempo, e o FV o montante acumulado ao final de n períodos de capitalização com taxas de juros i (Cassaroto Filho, 2000).

A relação entre PV e FV pode ser escrito conforme as Equações (22) e (23).

$$FV = PV(1 + I)^n \quad (22)$$

$$PV = FV \cdot \frac{1}{(1 + I)^n} \quad (23)$$

7.2 FLUXO DE CAIXA (FC)

Para Zdanowciz (1998), o fluxo de caixa é uma forma de representar todas as entradas e saídas de recursos financeiros para um período determinado. É um instrumento de fácil elaboração utilizado para o controle financeiro de uma empresa e tomada de decisões.

Para fazer a projeção do fluxo de caixa de um projeto, deve ser estudado as entradas de recursos (*inflow*) e as saídas, ou despesas do projeto (*outflow*).

No desenvolvimento do projeção de fluxo de caixa é utilizado um algoritmo que apresenta os passos que devem ser tomadas para a elaboração do FC.

1º Passo: Escolher um período de tempo para o estudo;

2º Passo: Obter os valores de entradas de todo o período escolhido no passo anterior;

3º Passo: Obter os valores de gastos de todo o período escolhido no passo 1;

4º Passo: Somar os valores positivos (*inflow*) e negativos (*outflow*) para cada período e dispô-los numa linha de tempo.

7.3 JUROS

Cassaroto Filho (2000) define juros como o valor pago pelas instituições sobre o capital aplicado sobre a mesma, porém essa não é única definição. No estudo financeiro é adotado dois tipos de juros: juros simples e juros compostos.

7.3.1 Juros Simples

De acordo com Puccini (2009), juros simples é o regime de capitalização comumente utilizado para operações de curto prazo, onde somente o capital inicial rende juros. É utilizado também o termo capitalização simples quando se refere a um crescimento em regime de juros simples.

Nos juros simples a cada período(n) é aplicado sobre o PV o valor da taxa de juros (i), dessa forma o juros todos os períodos são sempre iguais, portanto

$$FV = PV \cdot i \cdot n \quad (24)$$

A taxa de juros (i), também chamada de taxa de rentabilidade pode ser obtida através da Equação (25)

$$i = \frac{FV}{PV} - 1 \quad (25)$$

7.3.2 Juros Compostos

A capitalização composta consiste em somar ao capital inicial o valor no juro não pago ao final do período, dessa forma há um crescimento exponencial do montante. Assim a equação para cálculo do montante em regime de juros compostos pode ser descrita na Equação (26)

$$FV = PV(1 + I)^n \quad (26)$$

7.4 TAXA MÍNIMA DE ATRATIVIDADE

De acordo com Cassaroto Filho (2000), uma proposta atrativa deve apresentar uma rentabilidade no mínimo igual às aplicações de baixo risco, ou seja, o investimento deve ser comparado em três vertentes com outras possibilidades, custo de oportunidade risco, e liquidez do negócio.

Primeiramente, o custo de oportunidade que representa, segundo Pilão (2002), a remuneração que seria obtida caso o capital não fosse investido em nenhuma ação de mais alto risco, e fosse aplicada em uma caderneta de poupança, ou no caso de uma empresa, ao invés de aplicar num novo produto, fosse usado numa linha de produção já consolidada. Portanto esse ponto de comparação é analisado a expectativa mínima do montante que seria recebido se aplicado num fundo de baixíssimo risco. Segundo Hirschfeld (2011), custo de oportunidade é a diferença de valores entre duas taxas de juros provindas de alternativas de diferentes investimentos.

No estudo do risco do investimento é a máxima da administração costuma ser lembrada, “quanto maior o risco, maior a remuneração”, ou seja, a remuneração deve ser proporcional ao risco que o investidor está assumindo para que a ação seja atrativa. Investir num mercado que se conhece, apresenta um menor risco que investir numa área em que não se tem experiência por exemplo. (Pilão, 2002)

Por fim como existe o risco já estudado existe então a possibilidade de falha, e por isso a importância da análise da liquidez do negócio. A liquidez consiste na facilidade e velocidade que pode mudar de posição do mercado para outra. Por exemplo num caso que seja necessário a retomada da posição inicial, como numa ação que falhou. (Pilão, 2002)

Como nenhuma das vertentes a serem analisadas no estudo da TMA são constantes para todos investidores, nem para todos os investimentos, é dito que a TMA é pessoal e intransferível para qualquer situação.

7.5 VALOR PRESENTE LÍQUIDO

O valor presente líquido (VPL), ou método do valor atual é uma forma de determinar o valor atual de pagamentos futuros. Esse método permite uma análise simplória de um investimento para saber se é vantajoso ou não considerando o efeito do tempo sobre o dinheiro. Este método é também usado para calcular o valor de uma

empresa para uma situação de venda ou fusão, por exemplo. O VPL considera o investimento, no ponto zero na linha do tempo, e os valores recebidos no futuro a partir do ponto zero corrigidos por uma taxa mínima de atratividade (TMA), e se o VPL resultar num valor positivo significa que o investimento é lucrativo e se o VPL for negativo representa um prejuízo, pois de acordo com a TMA, o investimento em uma aplicação menos arriscada ofereceria um retorno melhor ao investidor. (PUCCINI, 2009)

Para o cálculo do VPL em fluxos de caixa uniforme, a fórmula pode ser simplificada para um somatório apresentado na equação (27), e em situações onde o fluxo não é uniforme deve se usar a equação (28). (HIRSCHFELD, 2011)

$$VPL = \sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} \quad (27)$$

$$VPL = \sum_{t=0}^n \frac{R_t}{(1+i)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{|C_t|}{(1+i)^t} \quad (28)$$

7.6 TAXA INTERNA DE RETORNO (TIR)

A taxa interna de retorno é uma taxa de juros que tem a função de aplicar o fator de juros sobre um valor presente ou descontar um valor futuro para trazer ou levar cada valor de fluxo de caixa para uma data de comparação, geralmente é adotado o início do investimento para a comparação (NETO, 2006). A soma das saídas deve ser igual à soma das entradas em valor da data usada de referência para se anularem (HOJI, 2006)

Para Puccini (2009) a TIR é a taxa de desconto que faz um fluxo de caixa ter um VPL igual à zero.

A TIR é usada para análise de investimentos, usando a em comparação com a TMA. Quando a TIR for maior que a TMA pode-se dizer que o investimento é atrativo do ponto de vista econômico.

Para calcular a TIR de um investimento, deve se buscar o valor de i na equação (28) para que o VPL seja nulo. Como a equação do VPL consiste num somatório de entradas e saídas de recursos de diversos meses, o cálculo manual do TIR é um processo trabalhoso, portanto o método mais comumente utilizado para o cálculo dessa taxa é o método de Newton-Raphson, embora haja formas de tentativa e erros para este cálculo. (GITMAN,2002)

7.6.1 MÉTODO DE NEWTON-RAPHSON

O Método de Newton-Raphson, como dito por Salas (1995), é um método de recorrência, ou método de iteração, ou seja, o cálculo é feito de forma iterativa utilizando o resultado do cálculo anterior como argumento para o próximo cálculo, e chegando cada vez mais próximo do resultado desejado.

Primeiramente é necessário saber a equação geral da função de interação para uma equação $f(x)=0$.

De acordo com Ruggiero (1996) uma função de iteração é dada pela Equação (29)

$$\varphi(x) = x + A(x) \cdot f(x) \quad (29)$$

com a condição que em ξ , o ponto fixo de $\varphi(x)$, se tenha $A(\xi) \neq 0$.

Partindo então da Equação (23) e tendo a função $f(x)=0$, queremos obter a função $A(x)$ tal que $\varphi'(\xi) = 0$

$$\varphi'(x) = 1 + A'(x) \cdot f(x) + A(x) \cdot f'(x) \quad (30)$$

$$\varphi'(\xi) = 1 + A'(\xi) \cdot f(\xi) + A(\xi) \cdot f'(\xi) \quad (31)$$

$$\varphi'(\xi) = 1 + A(\xi) \cdot f'(\xi) \quad (32)$$

Considerando $\varphi'(\xi) = 0$, temos

$$1 + A(\xi) \cdot f'(\xi) = 0 \quad (33)$$

$$A(\xi) = -\frac{1}{f'(\xi)} \quad (34)$$

$$A(x) = -\frac{1}{f'(x)} \quad (35)$$

Tomamos então a equação (35), e substituímos na equação (29), obtendo então (36)

$$\varphi(x) = x - \frac{1}{f'(x)} \cdot f(x) \quad (36)$$

Como $f(\xi)=0$, e $\varphi'(\xi)=0$ temos então,

$$\phi'(x) = \frac{[f'(x)]^2 - f(x)f''(x)}{[f'(x)]^2} = f(x) \frac{f''(x)}{[f'(x)]^2} \quad (37)$$

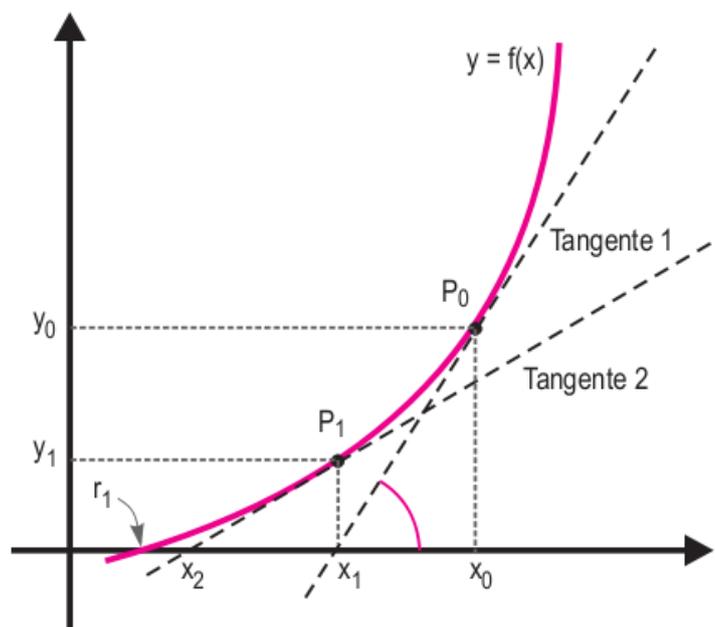
Temos então a equação (16) de recorrência do método de Newton Raphson para $k=0,1,2,\dots$.

$$x_{k+1} = x_k - \frac{f(x_k)}{f'(x_k)} \quad (38)$$

Graficamente, este método, também é conhecido como método das tangentes, segundo Cláudio (2000).

Newton Raphson também tem este nome pois na análise geométrica é tomado o gráfico $f(x)$, e escolhido um x_0 aleatório. É traçado então uma tangente ao ponto $f(x_0)$, e do ponto onde a tangente toca o eixo x toma-se o ponto x_1 e desse ponto parte-se para um método recursivo obtendo um novo ponto $f(x_1)$ e uma nova tangente, obtendo um valor de x cada vez mais próximo da raiz da equação, como pode ser visto na figura 14.

Figura 14 – Método das tangentes



Fonte: Condiçãoinicial.com

Ainda na figura 13 observa-se facilmente um triângulo retângulo entre $f(x_1)$, x_1 e x_0 (Cláudio, 2000). Isto é,

$$\operatorname{tg}\alpha = \frac{f(x_k)}{x_k - x_{k+1}} = f'(x_k)$$

onde $k=0$, numa primeira iteração.

Encontra-se então novamente a equação (31), isolando x_{k+1}

7.7 COMPARAÇÃO ENTRE MÉTODOS VPL E TIR

O VPL parte do pressuposto que as entradas líquidas de caixa intermediárias são reinvestidas ao custo de capital da empresa, enquanto a TIR supõe que as entradas líquidas são reinvestidas à própria TIR (ROSS, 1998).

Com base nos autores Casarotto Filho (2000) e Ross (1994), está indicado com a tabela 9 as vantagens e desvantagens de cada método.

Tabela 9 – Comparação entre os métodos TIR e VPL

Método VPL	
Vantagens	Desvantagens
<ul style="list-style-type: none"> - Todos os capitais do fluxo de caixa são incluídos ao cálculo; - Considera o risco das estimativas futuras do fluxo de caixa; - Pode ser aplicado em investimentos com mais de uma mudança de sinal - Pode ser aplicado quando o fluxo de caixa é de um período maior que um ano; - Informa se o investimento aumentará o valor da empresa; - Pode-se somar os VPLs de investimentos individuais. 	<ul style="list-style-type: none"> - É preciso conhecer o TMA; - Retorna um valor monetário e não um taxa de retorno, tornando difícil fazer comparações.
Método TIR	
Vantagens	Desvantagens
<ul style="list-style-type: none"> - Retorna uma taxa de juros. 	<ul style="list-style-type: none"> - Em investimento em que houver mais de uma mudança de sinal, retornará dois pontos onde VPL é igual à zero; - Investimentos de valores diferentes não poderão ser comparados.

Fonte: Produzido pelo autor.

O método VPL é o método mais utilizado nas grandes empresas para análise de investimentos (COPELAND, 2001), e é também o melhor método com base na sua teoria. A suposição de que as entradas de caixa serão reinvestidas ao custo capital da empresa torna sua teoria superior à TIR em casos de conflitos na escolha de um investimento.

8 ESTUDO DE CASO

Neste capítulo será apresentado o sistema específico estudado neste trabalho, o local da instalação, o sistema escolhido, os custos dos equipamentos, custos de importação, e os dados meteorológicos.

8.1 A ESCOLHA DO SISTEMA

O local escolhido para ser feito as análises do sistema foi no condomínio residencial Solarium, no bairro Jurerê, na cidade de Florianópolis. O condomínio é composto por uma torre, com 3 andares, sendo cada andar com 2 apartamentos, conforme Figura 15. O sistema fotovoltaico seria instalado para alimentar os sistemas da área comum do residencial, entretanto, o terraço, onde seria instalado o sistema, possui uma área de 20m². Com o intuito de deixar um espaço para instalação da base do sistema, serviços de manutenção e limpeza, foi decidido deixar um espaço de aproximadamente 10% da área da total livre. Logo foi necessário ocupar o sistema num espaço aproximado de 18m².

Figura 15 – Condomínio onde será implantado o sistema fotovoltaico



Fonte: Google Maps

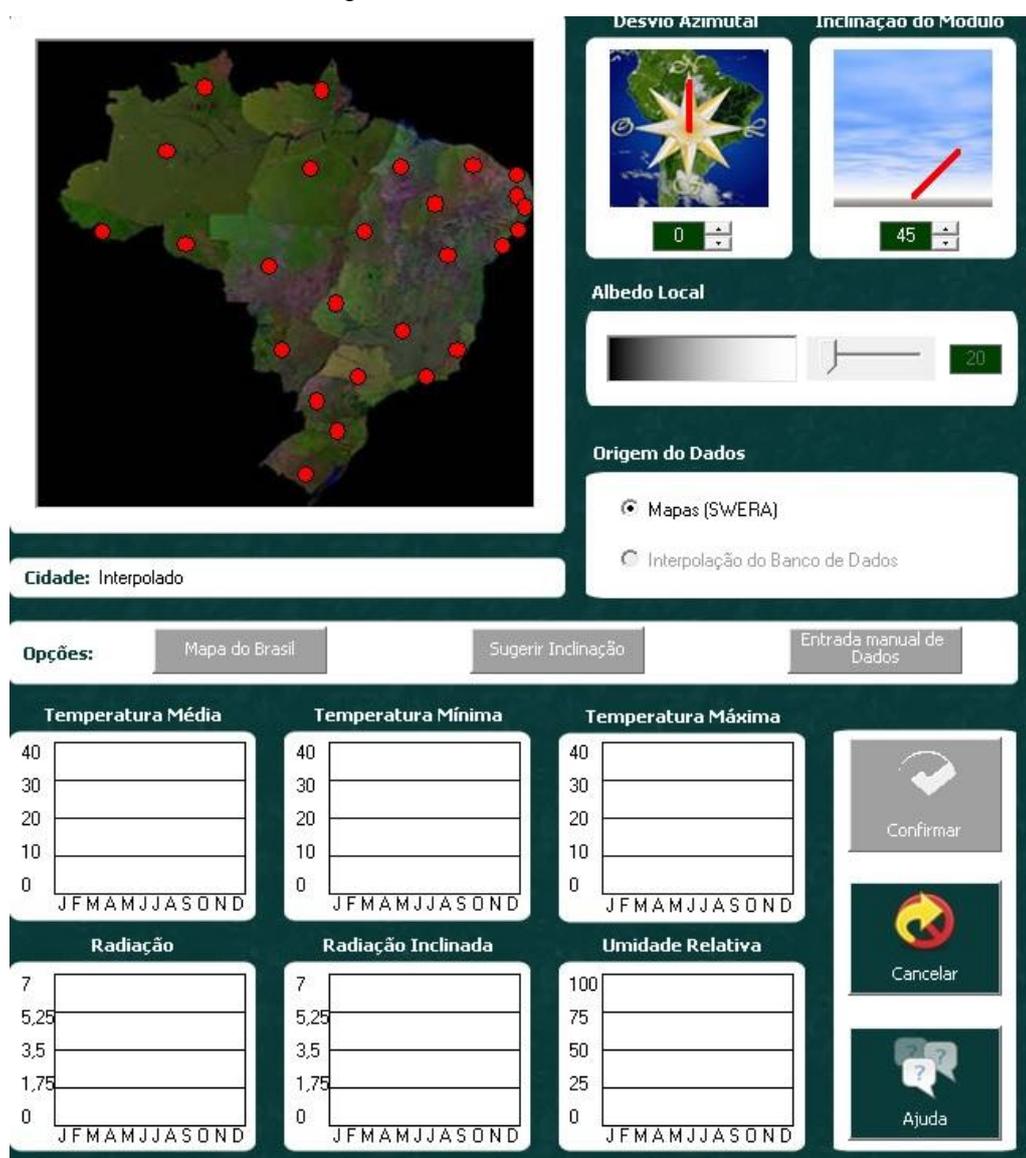
A placa solar escolhida para o sistema foi a CSUN255-60P que possui as medidas de 1,64 x 0,99m. Com essa placa, o sistema possível possui 11 placas, resultando numa área total de 18,04m². e uma potência instalada de 2,8kWp.

Conforme apresentado na seção 4.4 o inversor foi dimensionado com um FDI de 0,7, logo foi escolhido o modelo SMA Sunny Boy 2000HF-30, que é um inversor *on grid*, que atua interligado à rede elétrica, de 2000W.

8.2 OBTENÇÃO DE DADOS METEOROLÓGICOS

O *software* Radiasol2 possui uma interface de fácil utilização, que solicita ao usuário apenas informações de desvio azimutal, inclinação do módulo fotovoltaico e albedo local, como mostra a Figura 16. Neste trabalho será utilizado os dados da cidade de Florianópolis, em Santa Catarina.

Figura 16 – Interface do software RADIASOL2



Fonte: RADIASOL2

Conforme apresentado na seção 4.2, o ângulo de inclinação de um módulo instalado em um local de latitude 27° deve ser 32° para um melhor aproveitamento da irradiação solar.

O albedo depende das construções ao redor do ponto de instalação do arranjo fotovoltaico, pois a energia gerada é resultado da radiação direta e da radiação que incide na placa após refletir de outros objetos ao redor. Ou seja, albedo é a razão entre radiação refletida e radiação incidente na superfície da Terra. A tabela 10 apresenta alguns valores típicos de albedo para algumas superfícies (Munier, 2004).

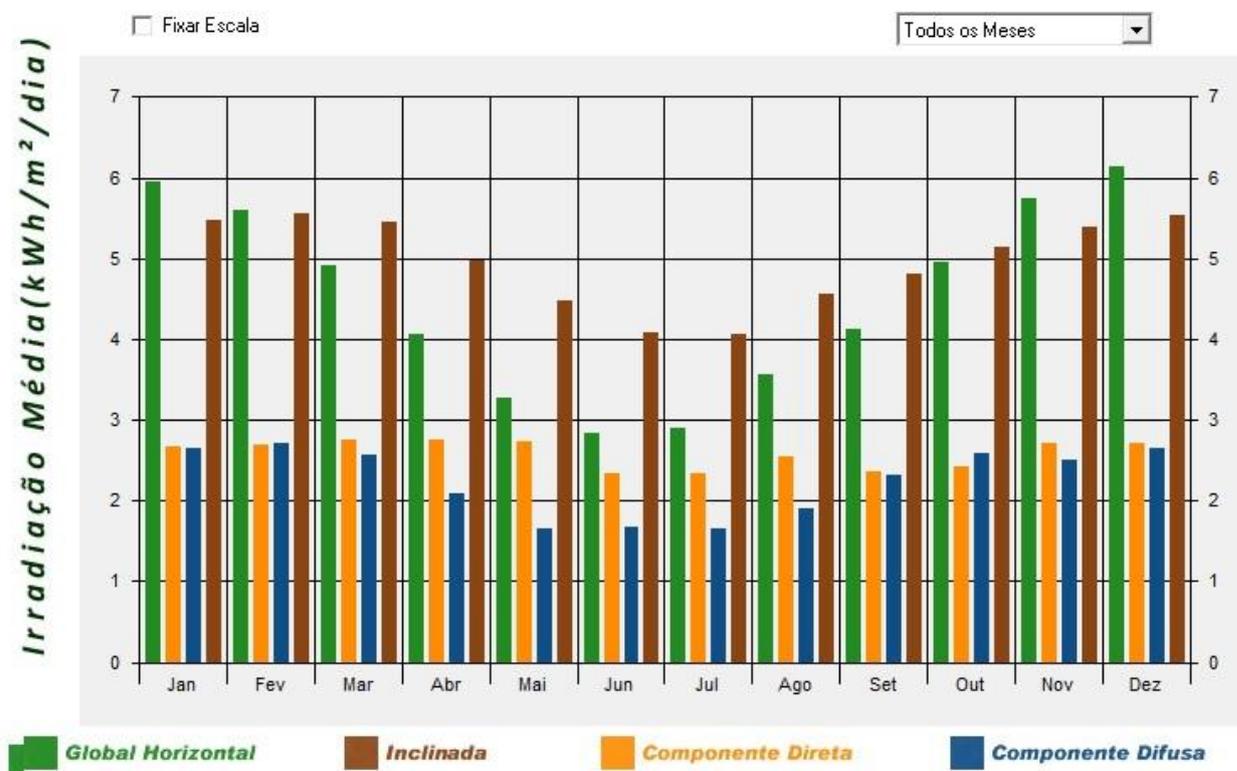
Tabela 10 – Valores de albedo

Superfície	Albedo
Solo comum – terra marrom seca	25-30
Terra preta seca	14
Terra preta úmida	8
Neve fresca	75-95
Pedra	12-15
Areia branca	34-40
Areia molhada	43
Gramado denso	18-20
Tijolo vermelho	27
Pintura clara	60

Fonte: Munner, 2004

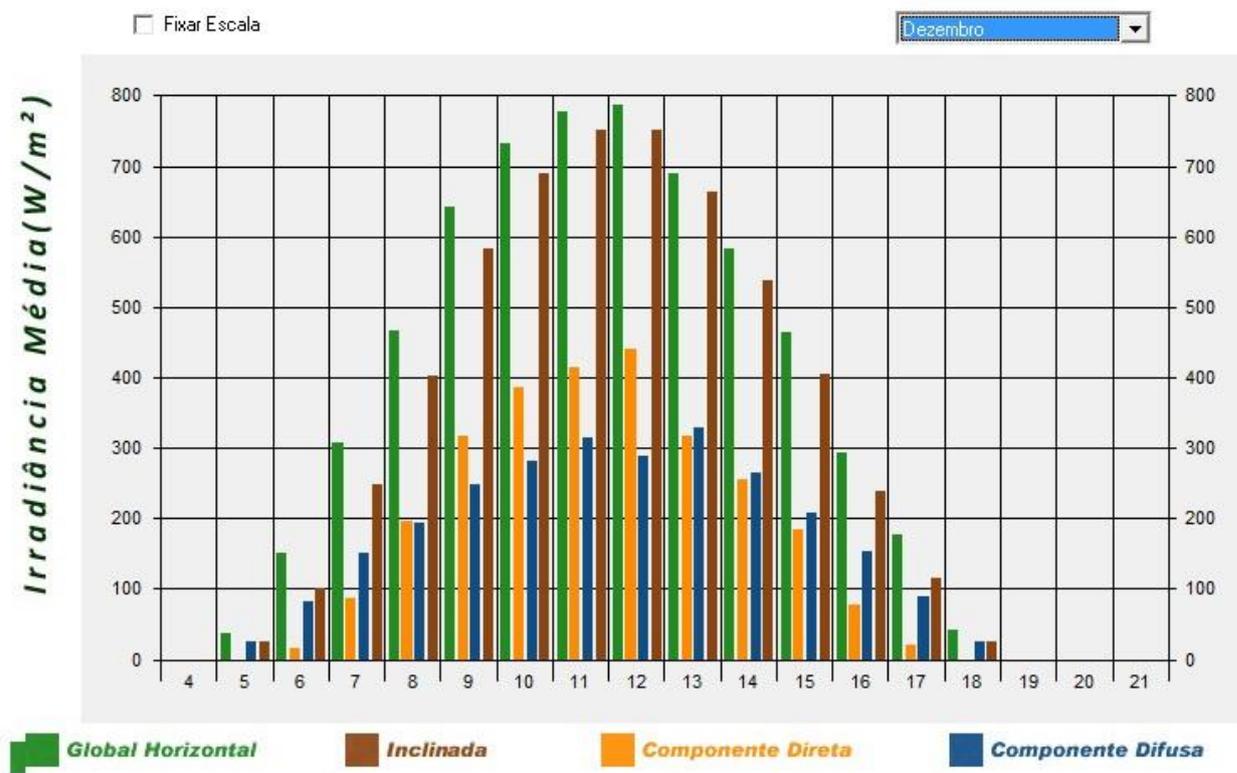
Como o sistema será instalado no terraço de um prédio, foi considerado o albedo de 60 para a obtenção dos dados meteorológicos. As figuras 17, 18 e 19 apresentam, respectivamente, os gráficos de irradiação média anual, irradiação média em um mês de alta intensidade solar, e irradiação média em um mês de baixa intensidade solar, fornecido pelo Radiasol2.

Figura 17 – Irradiação Média Anual



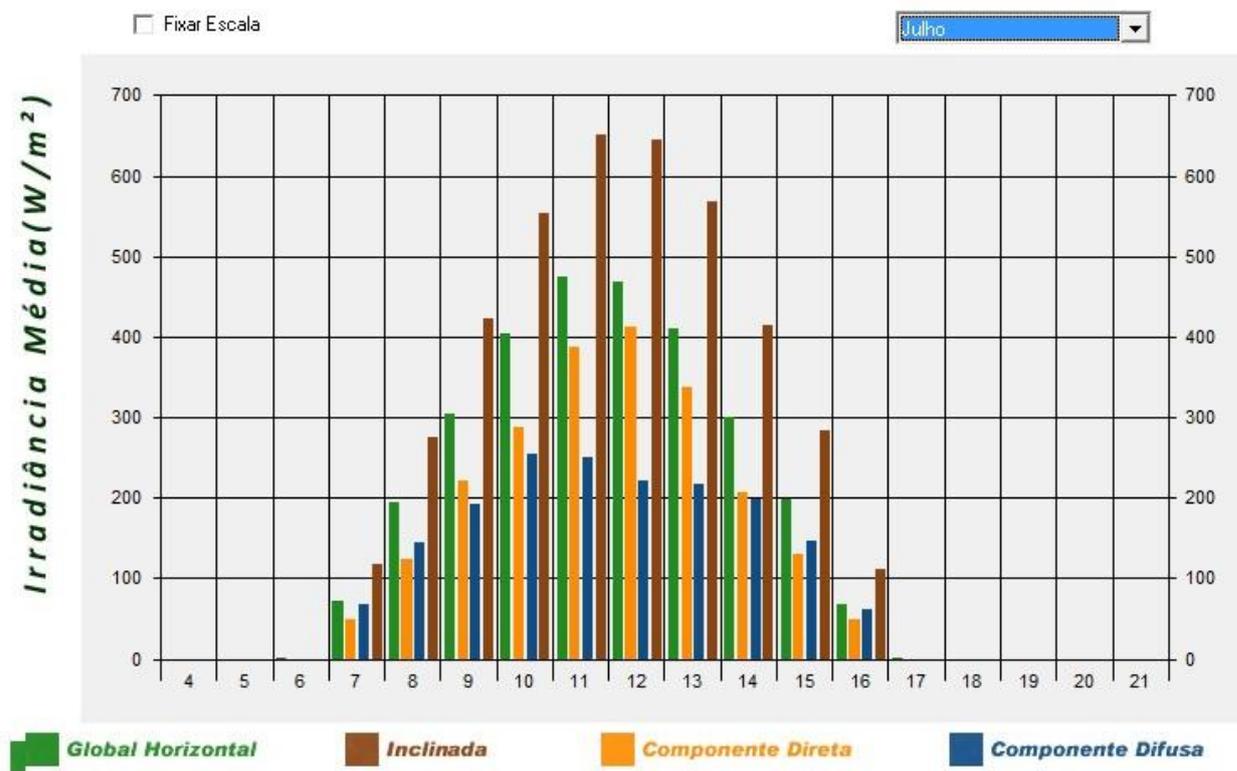
Fonte: software Radiasol2

Figura 18 – Irradiância Média no mês de Dezembro



Fonte: software Radiasol2

Figura 19 – Irradiância Média no mês de Julho



Fonte: software Radiasol2

Além desses meses, o Radiasol2 fornece dados de todo o ano. Os dados de irradiância foram exportados para uma planilha afim de usá-los no OpenDSS.

8.3 CUSTOS DE EQUIPAMENTOS E IMPORTAÇÃO

Hoje no Brasil já existem diversas empresas de revenda e projeto de sistemas fotovoltaicos o que torna o processo de compra e instalação muito mais simplificado para o usuário, entretanto o lucro de revenda somada à alta carga tributária torna a opção de compra dentro do país inviável economicamente. Portanto nesse trabalho foi feita a análise de custos de importação de todo o sistema.

Para o estudo dos custos de importação, além do custo dos equipamentos, é necessário levar em conta o custo do frete, uma vez que os impostos no Brasil incidem também sobre o frete. O frete foi estimado através do site *worldfreightrates.com* na modalidade de frete marítimo resultou numa valor de US\$233 de todo o sistema, e US\$100 para apenas o inversor, que será trocado após 10 anos de funcionamento.

Com os valores dos equipamentos e frete, é necessário verificar no site da Receita Federal o NCM dos equipamentos para se saber os impostos aplicados.

De acordo com o Convênio ICMS 101 de 12/12/1997 e Convênio ICMS 75 de 14/07/2011, os módulos fotovoltaicos (NCM 8541.40.32) não recolhem ICMS em nenhum estado do Brasil. Entretanto para o inversor de frequência (NCM 8504.40.30) o mesmo não acontece.

Na tabela 11 são listados os impostos incidentes sobre os equipamentos do sistema de geração solar.

Tabela 11 – Impostos envolvidos na importação

Imposto	Finalidade	Competência
II	Regular e proteger o produto interno em relação às mercadorias importadas.	Federal
IPI	Visa equalizar os custos de produtos industrializados importados aos nacionais, além disso, visa atender a política industrial.	Federal
ICMS	Incide sobre movimentação de produtos no território nacional.	Estadual
PIS-COFINS	Contribuições sociais para financiamento da seguridade social.	Federal
AFRMM	Adicional ao frete para renovação da Marinha Mercante. Visa desenvolvimento da indústria naval brasileira.	Federal
SISCOMEX	Taxa cobrada no registro da Declaração de Importação.	Federal

Fonte: Adaptado de receitafederal.com.br

No site da Receita Federal é possível ter acesso aos impostos sabendo o NCM do material. As tabelas 12 e 13 apresentam os valores dos impostos sobre os módulos fotovoltaicos e inversores de frequência, respectivamente.

Tabela 12 – Impostos incididos sobre os módulos fotovoltaicos

Módulos Fotovoltaicos – NCM 8541.40.32	
Imposto	Valor
II	12%
IPI	Isento
PIS	2,10%
COFINS	10,65%
ICMS	Isento
AFRMM	25% sobre o frete

Fonte: Adaptado de receitafederal.com.br

Tabela 13 – Impostos incididos sobre o Inversor de Frequência

Inversor de Frequência	
Imposto	Valor
II	14%
IPI	15%
PIS	2,10%
COFINS	10,65%
ICMS	17%
AFRMM	25% sobre o frete

Fonte: Adaptado de receitafederal.com.br

Ainda existe a taxa do SISCOMEX, devido ao Registro da Declaração de Importação (DI) no valor de R\$ 185,00 por DI mais R\$ 29,50 (até a segunda adição) para cada adição de mercadoria. Ou seja, na importação inicial será cobrado um valor de R\$ 244,00, e na importação do inversor para substituição será cobrado R\$ 214,50.

Nas próximas análises será considerada a cotação de US\$ 1,00 = R\$ 3,50 que aproximadamente a cotação na data da realização deste trabalho.

A tabela 14 apresenta o valor final do módulo fotovoltaico após os impostos incidentes.

Tabela 14 – Valor dos módulos fotovoltaicos nacionalizados

Módulos Fotovoltaicos			
		Dólares	Reais
Valor		\$ 1672,00	R\$ 5852,00
Frete		\$ 133,00	R\$ 465,50
Valor aduaneiro		\$ 1805,00	R\$ 6317,50
Impostos			
		Base	Valor do imposto
II	12.00%	\$ 6317,50	R\$ 758,10
IPI	0.00%	\$ -	R\$ -
PIS	2.10%	\$ 7075,60	R\$ 148,59
COFINS	10.65%	\$ 7075,60	R\$ 753,55
ICMS	isento	\$ -	R\$ -
AFRMM	25%	\$ 465,50	R\$ 116,38
Total			R\$ 8094,11

Fonte: produzido pelo autor

Na tabela 15 é apresentado valor final do inversor de frequência.

Tabela 15 – Valor do inversor de frequência nacionalizado.

Inversor de Frequência			
		Dólares	Reais
Valor		\$ 1157,65	R\$ 4051,78
Frete		\$ 100,00	R\$ 350,00
Valor aduaneiro		\$ 1257,65	R\$ 4401,78
Impostos			
		Base	Valor do imposto
II	14.00%	\$ 4401,78	R\$ 616,25
IPI	15.00%	\$ 5018,02	R\$ 752,70
PIS	2.10%	\$ 5018,02	R\$ 105,38
COFINS	10.65%	\$ 5018,02	R\$ 534,42
ICMS	17%	\$ 6410,53	R\$ 1089,79
AFRMM	25%	\$ 350,00	R\$ 87,50
Total			R\$ 7587,81

Fonte: produzido pelo autor

Os equipamentos também foram orçados em lojas brasileiras como mostra a tabela 16, e comparando-a às tabelas 14 e 15 verifica-se que importar os itens é economicamente mais viável, o que é de se esperar uma vez que dessa forma retira-se o lucro de revenda. No Brasil, foi cotado as marcas Globo Brasil, modelo GBR-260P, que é um painel fabricado no Brasil, e o inversor Fronius Falvo 2.0-1

Tabela 16 – Valor do sistema fotovoltaico no Brasil.

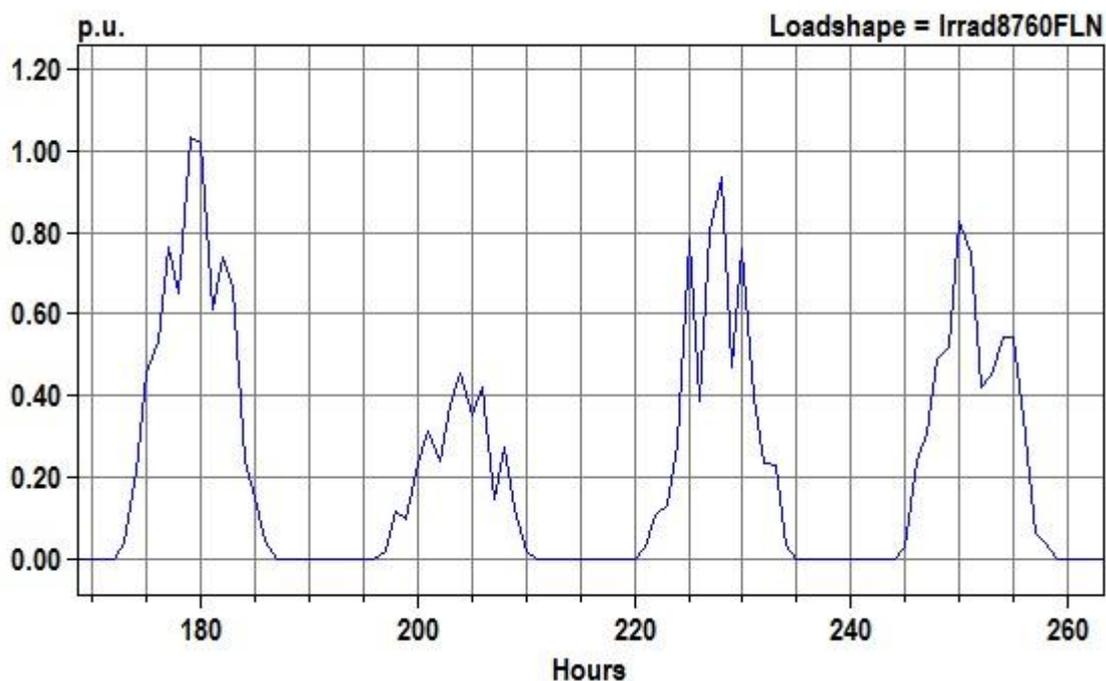
Quantidade	Equipamento	Preço Unitário	Preço total
11	Módulo fotovoltaico	R\$ 1109,00	R\$ 12199,00
1	Inversor de frequência	R\$ 9890,00	R\$ 9890,00

Fonte: produzido pelo autor

8.4 ANÁLISE DO SISTEMA FOTOVOLTAICO NO OPENDSS

Foi definido no OpenDSS um sistema de duas barras apenas, uma vez que o intuito era verificar a capacidade de geração do sistema no ambiente proposto. Os valores extraídos no Radasol2 foram usados na entrada de dados da linha de código (Figura 20).

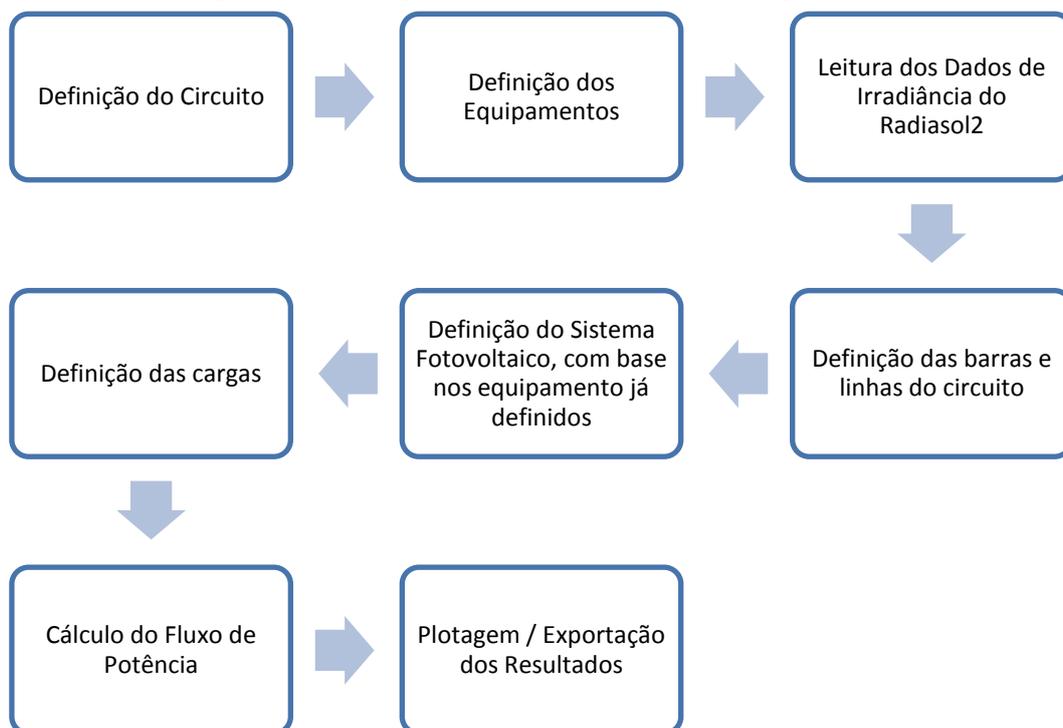
Figura 20 – Dados de irradiância no OpenDSS



Fonte: Produzido pelo próprio autor

A figura 21 apresenta em forma de fluxograma o funcionamento do programa. No Apêndice A o programa esta descrito na íntegra.

Figura 21 – Fluxograma do funcionamento do programa.



Fonte: Produzido pelo próprio autor

A simulação resultou em 3203 kWh de energia no final de 8760 horas, ou seja 1 ano. Com a RN 482/12 da ANEEL, que estabelece o sistema de “compensação de energia” que permite que a energia gerada excedente seja “trocada” por créditos que podem ser consumidos quando a geração for inferior ao consumo. Esses créditos tem a validade de 60 meses, dessa forma a energia gerada no verão, quando o índice de irradiação é mais alto, pode ser consumida no inverno, ou em dias de maior presença de nuvens que resultam numa menor capacidade de geração pelo sistema fotovoltaico.

8.5 ANÁLISE ECONÔMICA

Será considerado que toda a energia gerada vai ser consumida, seja no momento da geração, seja futuramente em forma de créditos. Dessa forma foi considerado a tarifa de R\$ 0,648075 para cada kWh gerado, mesma tarifa cobrada do Condomínio Solarium pela Celesc na data deste trabalho, uma vez que a receita anual do nosso de fluxo será o dinheiro deixado de gastar nas contas de energia elétrica mensais. A entrada no caixa decorrente da geração será R\$ 2075,78 por ano.

Nas próximas seções será feito as análises de Valor Presente Líquido (VPL) para se verificar se o investimento em geração fotovoltaica distribuída é viável ou não.

Nos cálculos de VPL será considerado além das receitas anuais, o investimento inicial, constituído pelos módulos e inversor de frequência importados, ou seja, o frete e todos os impostos. Ainda será contabilizado a troca do inversor de frequência aos 10 anos de funcionamento do sistema, uma vez que 10 anos é a vida útil de um equipamento deste indicada pelo fabricante, enquanto a vida útil dos painéis é de 20 anos.

O objetivo das próximas seções é verificar se o investimento se paga dentro dos 20 anos de funcionamento. Afim de não limitar o estudo à atual situação econômica do país, uma vez que os equipamentos são importados, será estudado a viabilidade em um cenário econômico onde o dólar americano seja mais alto e mais baixo, bem como será verificado diferentes taxas de juro para possibilitar a comparação com outros projetos.

Também será feitas análises quanto à queda na eficiência dos módulos com o tempo de uso. Os módulos, de forma geral, apresentam uma eficiência de 90% do nominal nos 10 primeiros anos, e 80% nos 10 anos seguintes. O fabricante das placas que esta sendo estudado promete uma curva linear de queda de eficiência superior à

eficiência geral do mercado como mostra o anexo I, porém será considerado o padrão oferecido pelo mercado.

8.5.1 Resultados na taxa Selic e com variação do dólar

Na data deste trabalho a taxa Selic é de 14,15%, com essa taxa, conforme mostra a tabela 17, investir no sistema fotovoltaico, mesmo desconsiderando a queda de eficiência dos módulos, não é atrativo a não ser que a cotação do dólar esteja abaixo de R\$ 2,50.

Já na tabela 18, onde é considerado a queda de eficiência das placas, reduzindo a receita anual do fluxo de caixa, verifica-se logicamente uma menor atratividade ainda, resultando em um VPL de R\$ 552,52 em uma cotação de US\$ 1,00 = R\$ 2,20.

Tabela 17 – VPL x Cotação do dólar desconsiderando queda de eficiência do sistema

Taxa de Juros: 14,15%	
Cotação do Dólar	VPL
R\$ 2,20	R\$ 2202,11
R\$ 2,50	R\$ 684,80
R\$ 2,80	-R\$ 832,52
R\$ 3,00	-R\$ 1844,06
R\$ 3,20	-R\$ 2855,60
R\$ 3,50	-R\$ 4372,91
R\$ 3,70	-R\$ 5384,45
R\$ 4,00	-R\$ 6901,76
R\$ 4,20	-R\$ 7913,30

Fonte: Produzido pelo próprio autor

Tabela 18 – VPL x Cotação do dólar considerando queda de eficiência do sistema

Taxa de Juros: 14,15%			
Cotação do Dólar		VPL	
R\$	2,20	R\$	552,52
R\$	2,50	-R\$	964,79
R\$	2,80	-R\$	2482,10
R\$	3,00	-R\$	3493,64
R\$	3,20	-R\$	4505,18
R\$	3,50	-R\$	6022,49
R\$	3,70	-R\$	7034,03
R\$	4,00	-R\$	8551,34
R\$	4,20	-R\$	9562,88

Fonte: Produzido pelo próprio autor

Com base nos dados das tabelas 17 e 18, realizar um investimento em geração fotovoltaica não será vantajoso na atual situação econômica do país, com a alta do dólar e uma alta taxa Selic e inflação. Ainda através das tabelas supracitadas é visto a influência da queda de eficiência dos módulos, que resultou numa diferença de R\$ 1649,59 no VPL da situação com a cotação mais favorável.

8.5.2 Resultados na taxa de 7% e com variação do dólar

Foi feita o estudo com uma taxa de juros de 7%, que representa uma extrapolação do histórico da taxa de juros da poupança, de acordo com o Banco Central do Brasil. Através dessa análise visa-se verificar se é mais rentável investir na geração fotovoltaica, ou se aplicar o capital inicial na poupança é vantajoso.

As tabelas 19 e 20 apresentam os VPL do sistema na taxa de 7% ao ano, desconsiderando a queda de eficiência e com redução da eficiência, respectivamente.

Tabela 19 – VPL x Cotação do dólar desconsiderando queda de eficiência do sistema

Taxa de Juros: 7,00%	
Cotação do Dólar	VPL
R\$ 2,20	R\$ 9356,07
R\$ 2,50	R\$ 7681,28
R\$ 2,80	R\$ 6006,50
R\$ 3,00	R\$ 4889,97
R\$ 3,20	R\$ 3773,45
R\$ 3,50	R\$ 2098,66
R\$ 3,70	R\$ 982,13
R\$ 4,00	-R\$ 692,65
R\$ 4,20	-R\$ 1809,18

Fonte: Produzido pelo próprio autor

Tabela 20 – VPL x Cotação do dólar considerando queda de eficiência do sistema

Taxa de Juros: 7,00%	
Cotação do Dólar	VPL
R\$ 2,20	R\$ 6415,84
R\$ 2,50	R\$ 4741,05
R\$ 2,80	R\$ 3066,26
R\$ 3,00	R\$ 1949,74
R\$ 3,20	R\$ 833,21
R\$ 3,50	-R\$ 841,58
R\$ 3,70	-R\$ 1958,10
R\$ 4,00	-R\$ 3632,89
R\$ 4,20	-R\$ 4749,41

Fonte: Produzido pelo próprio autor

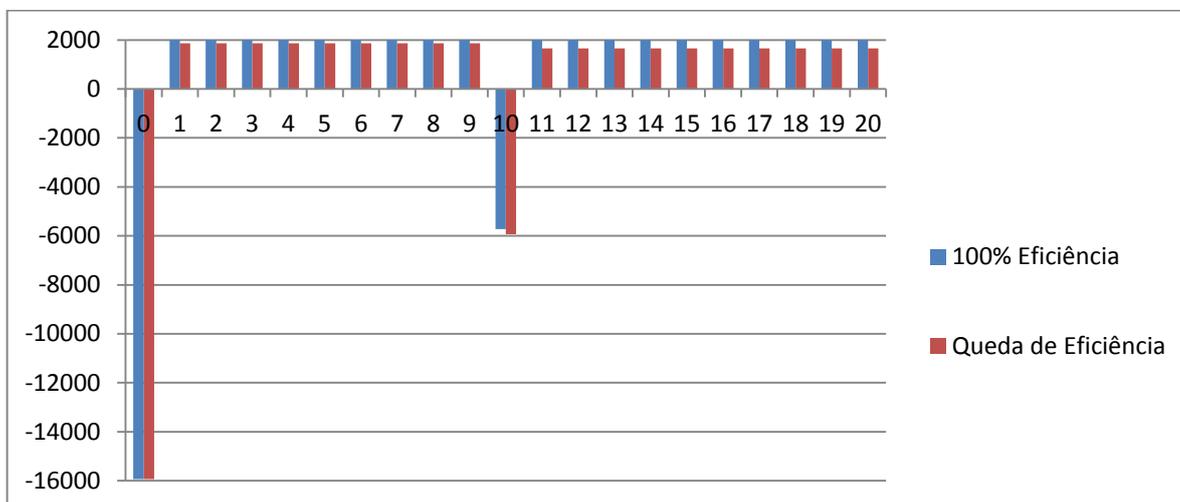
O resultado do VPL com um taxa de juros da poupança se mostrou mais vantajoso na maior parte das situações. Mesmo considerando a situação real, com queda de eficiência, o investimento começou a se mostrar atrativo com uma cotação de R\$ 3,20.

8.5.3 Resultados com a taxa de juros variável

Para se ter um aprofundamento da viabilidade do investimento na situação econômico do Brasil na data do trabalho, foi fixado a cotação de R\$ 3,50 e feito o estudo com várias taxas de juro a partir da taxa de juros da caderneta de poupança. A figura 22

apresenta o fluxo de caixa na cotação de R\$ 3,50 para ambos casos com queda de eficiência do sistema, e com o sistema com total eficiência. É possível ver a diferença nas barras do gráfico da receita anual devido à queda de eficiência.

Figura 22 – Fluxo de caixa do sistema fotovoltaico



Fonte: Produzido pelo próprio autor

As tabelas 21 e 22 apresentam o VPL do sistema em função da variação da taxa de juros, sendo a tabela 21 sem queda de eficiência dos módulos e a tabela 22 com a queda de eficiência.

Tabela 21 – VPL x Taxa de juros desconsiderando queda de eficiência do sistema

Cotação: R\$ 3,50	
Taxa de Juros	VPL
7,00%	R\$ 2098,66
8,00%	R\$ 840,45
9,00%	-R\$ 272,82
10,00%	-R\$ 1261,74
11,00%	-R\$ 2143,63
12,00%	-R\$ 2933,11
13,00%	-R\$ 3642,53
14,00%	-R\$ 4282,36
15,00%	-R\$ 4861,52

Fonte: Produzido pelo próprio autor

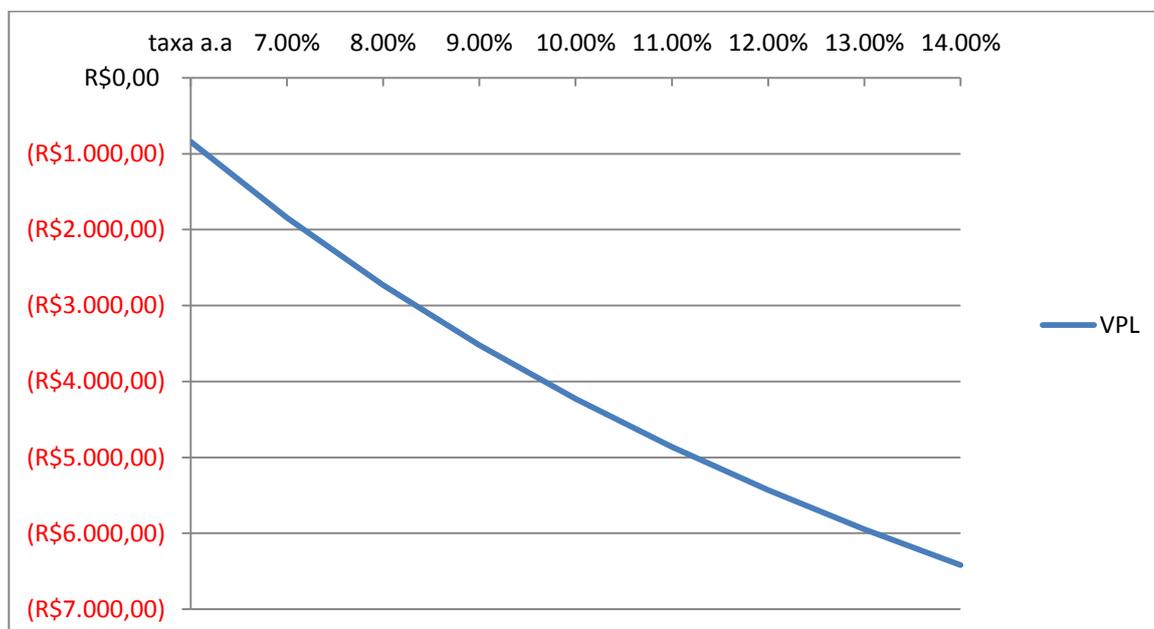
Tabela 22 – VPL x Taxa de juros considerando queda de eficiência do sistema

Cotação: R\$ 3,50	
Taxa de Juros	VPL
7,00%	-R\$ 841,58
8,00%	-R\$ 1842,76
9,00%	-R\$ 2730,43
10,00%	-R\$ 3520,72
11,00%	-R\$ 4227,18
12,00%	-R\$ 4861,24
13,00%	-R\$ 5432,53
14,00%	-R\$ 5949,25
15,00%	-R\$ 6418,34

Fonte: Produzido pelo próprio autor

Como o sistema é importado, a alta cotação do dólar torna o investimento não atrativo, mesmo em relação à taxa mínima de atratividade da poupança. A Figura 23 apresenta uma análise de sensibilidade do VPL em relação à taxa de juros mostrando que o investimento tem uma taxa interna de retorno (TIR) menor que a taxa da caderneta de poupança.

Figura 23 – Análise de sensibilidade do VPL em relação à TMA



Fonte: Produzido pelo próprio autor

Calculando a TIR desse projeto foi encontrada a taxa de aproximadamente 6,2459% para o projeto na situação onde há queda de eficiência do sistema com o

tempo. Nessa situação a aplicação do capital em uma caderneta de poupança se mostra mais viável.

9 CONCLUSÃO

Este trabalho verificou se é atrativo, do ponto de vista do investidor, a instalação de um sistema fotovoltaico para geração distribuída em um condomínio residencial.

Os capítulos iniciais apresentaram os conceitos de geração distribuída, efeito foto elétrico e energia fotovoltaica a fim de elucidar os conceitos básicos do tema do trabalho.

No capítulo 4 foi abordado algumas informações técnicas dos arranjos fotovoltaicos, bem como apresentado o modelo matemático do sistema. Também abordou o posicionamento do arranjo de forma que obtivesse a maior incidência de raios, e gerar a maior quantidade de energia possível para o local de instalação. O painel deve estar voltado para o norte, e a inclinação muda de acordo com a latitude do local, uma vez que sobre a linha imaginário do Equador a incidência de raios é totalmente vertical, e quando mais próximo dos pólos maior é o ângulo que os raios solares atingem o solo em relação à vertical. Ainda no mesmo capítulo foi exposto o método de dimensionamento do inversor de frequência do sistema, método o qual é subdimensionado o inversor em relação à potência do arranjo, já que as placas nunca geram sua potência nominal em virtude às condições meteorológicas naturais.

Os dados meteorológicos foram extraídos do *software* Radiasol2, apresentado no capítulo 5, e no capítulo seguinte o OpenDSS, que foi usado para simular o sistema. Nesses capítulos foram apresentados conceitos e métodos de funcionamento de ambos os programas.

Como o trabalho tem como objetivo a análise econômica, no capítulo 7 foram apresentados conceitos econômicos, e formas de análises, afim de verificar o melhor método de estudo e comparação de investimento e assim poder verificar qual investimento é mais vantajoso, e se a geração fotovoltaica é uma boa de investimento.

O local de instalação do sistema a ser estudado foi apresentado no capítulo 8. Também foi mostrado o motivo da escolha do sistema de 2,8kWp, e o modelamento do inversor de frequência. Foi explicado como obter os dados de irradiância do Radiasol2 para ser usado como dados para o OpenDSS.

Com o sistema modelado, foi feita a análise de importação, calculado custos de todos os impostos aplicados sobre os equipamentos do sistema, e comparado com o preço dos equipamentos dentro do país, e verificado que mesmo com a alta cotação do dólar, ainda é viável fazer a importação.

Foi então feita a simulação no OpenDSS, com base nos dados obtidos do Radiasol2 e as características do sistema definido anteriormente, e então obtido a energia gerado em um ano. Com o resultado da simulação foi calculado o que seria a receita anual por meio do uso da energia e créditos gerados por meio dela, e consequente redução da conta mensal de energia do condomínio. Foi feita a análise de fluxo de caixa, e valor presente final para análise de investimentos, e verificado que na situação atual, de alta taxa Selic, inflação e cotação do dólar é inviável o investimento. Só seria atrativo em um cenário onde o dólar fosse mais baixo, reduzindo significativamente o valor dos equipamentos e frete. Mesmo em uma comparação com a taxa de juros da poupança, o investimento se mostrou não rentável com a atual alta do dólar por possuir uma TIR muito baixa, não sendo capaz de pagar o investimento ao final do projeto.

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

- [1] ACKERMANN, T. **DISTRIBUTION POWER GENERATION IN A DEREGULATED MARKET ENVIRONMENT PART 1: ELECTRICITY MARKET REGULATIONS AND THEIR IMPACT ON DISTRIBUTED POWER GENERATION.** Working Paper, 1999
- [2] WALTER, A. C. S., BAJAY, S. V. & FERREIRA, A. L. **RELATÓRIO TÉCNICO DA FASE 6: PROPOSIÇÃO DE ELIMINAÇÃO DE BARREIRAS E FORMULAÇÃO DE POLÍTICAS DE FOMENTO, COM INSTRUMENTOS REGULATÓRIOS ASSOCIADOS, À GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL, SOBRETUDO COM FONTES RENOVÁVEIS E PLANTAS DE COGERAÇÃO.** NIPE, UNICAMP, 2000, 55p.
- [3] INEE – Instituto Nacional de Eficiência Energética. **O QUE É GERAÇÃO DISTRIBUÍDA?** Disponível na internet via http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp?Cat=forum (consultado em 2015)
- [4] PRESTON & RASTLER, 1996 apud ACKERMANN et al., 1999
- [5] EPRI, 1997 apud TURKSON & WOHLGEMUTH, 2001
- [6] FRAAS, L. PARTAIN, L. **SOLAR CELLS AND THEIR APPLICATION.** Segunda Edição, Editora Winley, Londres, 2002
- [7] SEDRA, A. S. SMITH, K. **MICROELETRÔNICA.** Prentice Hall, 5ª Edição. São Paulo.
- [8] TIWARI, G, N. DUBEY, S. **FUNDAMENTALS OF PHOTOVOLTAIC MODULES AND THEIR APPLICATION.** RSC Publishing, Cambridge, 2010
- [9] COELHO, R. F. **ESTUDO DOS CONVERSORES BUCK E BOOST APLICADOS AO RASTREAMENTO DE MÁXIMA POTÊNCIA DE SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS.** 2008
- [10] LUQUE, A. HEGEDUS, S. **HANDBOOK OF PHOTOVOLTAIC SCIENCE AND ENGINEERING.** Editora Winley, Londres, 2003

- [11] ZILLES, R. et al. **SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE ELÉTRICA**. Editora Oficina de Textos. São Paulo, 2012.
- [12] VILLALVA, M. G, GAZOLI, J. R. **ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA: CONCEITOS E APLICAÇÕES. SISTEMAS ISOLADOS E CONECTADOS À REDE. 1ª edição**. Editora Érica. p.49-59.
- [13] SILVA, R. G. **PREDIÇÃO DA CONFIGURAÇÃO DE SOMBRAS DE ÁRVORES EM PASTAGENS PARA BOVINOS**. 2006
- [14] BOSCH SOLAR ENERGY AG. **INSTALLATION AND SAFETY MANUAL OF THE BOSCH SOLAR MODULES C-SI M 60-225-16, C-SI M 60-230-16, C-SI M 60-235-16, C-SI M 60-240-16**.
- [15] SCHALAMBRINI, H. **A QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA FORNECIDA PELOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DOMESTICOS EM ÁREAS RURAIS**. XVIII Conferência Latinoamericana de Electrificación Rural, 2011.
- [16] GOLDEMBERG, J. **THE BRAZILIAN ENERGY INITIATIVE**. World Summit on Sustainable Development, Johannesburg, South Africa, 2002.
- [17] OLIVEIRA, S. H. F., ZILLES, R. **GRID-CONNECTED PHOTOVOLTAIC SYSTEMS: THE BRAZILIAN EXPERIENCE AND THE PERFORMANCE OF AN INSTALLATION**. Progress in Photovoltaics: Research and Applications 9 (2001)
- [18] Solenerg Engenharia. **CONCEITOS BÁSICOS DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO**. Disponível na internet via <http://www.solenerg.com.br/blog/sistemas-fotovoltaicos-conceitos-basicos/> (consultado em 2016)
- [19] MACÊDO, W. N., **ANÁLISE DO FATOR DE DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR APLICADO A SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE**. Tese de Doutorado, Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006.

- [20] KRENZINGER, A., BUGS, R. C. **RDIASOL2 SOFTWARE PARA SINTETIZAR DADOS DE RADIAÇÃO SOLAR.** XVII Simpósio Peruano de Energia Solar, Cuzco, 2010
- [21] CUNHA, L. S. **ESTUDO DO COMPORTAMENTO DE UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NA PRESENÇA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA VIA OPENDSS.** UFSCAR, 2010
- [22] SEXAUER, J., **NEW USER PRIMER THE OPEN DISTRIBUTION SYSTEM SIMULATOR.** 2012
- [23] CASAROTTO FILHO, N., KOPITKE, B. H. **ANÁLISE DE INVESTIMENTOS.** 9ª ed. Editora Atlas, 2000
- [24] ZDANOWICZ, José Eduardo. **FLUXO DE CAIXA: UMA DECISÃO DE PLANEJAMENTO E CONTROLE FINANCEIROS.** 7 ed. Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 1998. p. 26.
- [25] PUCCINI, A. L., **MATEMÁTICA FINANCEIRA,** 8ª ed. Editora Saraiva, 2009
- [26] PILÃO, N. E., HUMMEL, P. R. V. **MATEMÁTICA FINANCEIRA E ENGENHARIA ECONÔMICA.** 1ª ed. Editora Thomson. 2002. p.88-93
- [27] HIRSCHFELD, H. **ENGENHARIA ECONÔMICA E ANÁLISE DE CUSTOS.** 7ª ed. Editora Atlas, 2011. p.
- [28] NETO, Alexandre Assaf. **MATEMÁTICA FINANCEIRA E SUAS APLICAÇÕES.** 9ª ed. São Paulo: ATLAS, 2006. 448p.
- [29] HOJI, Masakazu. **ADMINISTRAÇÃO FINANCEIRA: UMA ABORDAGEM PRÁTICA.** 5ª ed. São Paulo: ATLAS, 2006. 525.
- [30] GITMAN, Lawrence J. **PRINCÍPIOS DE ADMINISTRAÇÃO FINANCEIRA.** 7ª ed. São Paulo: HARBRA, 2002. 841 p.
- [31] SALAS, S. **SALAS AND HILLE'S CALCULUS: ONE VARIABLE.** 7th ed. New York: John Wiley, 1995.
- [32] RUGGIERO, M. A. G., LOPES, V. L. R. **CÁLCULO NUMÉRICO.** 2ª edição. Editora Pearson. 1996. p.66-70.
- [33] CLÁUDIO, D. M., Marins, J. M. **CÁLCULO NUMÉRICO COMPUTACIONAL.** 3ª ed. Editora Atlas. 2000. p.160-169
- [34] Condição Inicial. **RAÍZES DE FUNÇÕES: NEWTON-RAPHSON.**

Disponível na internet via <http://www.condicao inicial.com/2010/04/raizes-de-funcoes-2-newton-raphson.html> (consultado em 24/06/2015)

[35] ROSS, Stephen A.; WESTERFIELD, Randolph W. E JORDAN, Bradford D. – **PRINCÍPIOS DE ADMINISTRAÇÃO FIANÇEIRA**. Editora Atlas, 1998.

[36] COPELAND, T. E.; ANTIKAROV, V. **OPÇÕES REAIS: UM NOVO PARADIGMA PARA REINVENTAR A AVALIAÇÃO DE INVESTIMENTOS**. Editora Campus, 2001.

[37] MUNNER, T., GUEYMARD, C., KAMBEZIDIS, H., **SOLAR RADIATION AND DAYLIGHT MODELS**. 2012

APÊNDICE A – PROGRAMA EM OPENDSS USADO PARA SIMULAÇÃO DA GERAÇÃO DE ENERGIA

Clear

// Power flow from FLN

New Circuit.FLNSoPV8760

bus1=1 Basekv=(0.380 3 sqrt /) pu=1.0 phases=3 mvasc3=10000 10000

//curva Potencia versus Temperatura, P-T, para uma irradiancia igual a 1000W/m²

New XYCurve.PvsT npts=4 xarray=[0 25 50 75] yarray=[1.1 1.0 0.9 0.8]

//curva Eficiencia do Inversor versus Potência, EffCurve

New XYCurve.Eff npts=4 xarray=[.1 .2 .4 1.0] yarray=[.86 .9 .93 .97]

// niveis de irradiancia ao longo de uma semana

New Loadshape.Irrad8760FLN 8760 1.0

~ mult=[file='Irrad8760FLN.csv']

plot loadshape object=Irrad8760FLN

New Loadshape.carga 168 1.0

~ mult=[file='carga.csv']

plot loadshape object=carga

set cktmodel=pos

! Lines in ohms @ 380 V

New Line.1-10 phases=3 Bus1=1 Bus2=10 R1=0.01911 X1=0.00333 c1=0

Length=10

//definir o SFCR

// pv definition

New PVSystem.PV phases=3 bus1=10 kV=0.38 kVA=2.5 irrad=1.0 Pmpp=2.5

~ temperature=25 PF=1.0 effcurve=Eff P-TCurve=PvsT

~ yearly=Irrad8760FLN

*New load.Bus10a phases=1 bus1=10.1 kV=(0.380 3 sqrt /) kW=(10.000) kvar=(4.08)
vmin=0.9 yearly=carga*

*New load.Bus10b phases=1 bus1=10.2 kV=(0.380 3 sqrt /) kW=(12.000) kvar=(4.18)
vmin=0.9 yearly=carga*

*New load.Bus10c phases=1 bus1=10.3 kV=(0.380 3 sqrt /) kW=(14.000) kvar=(4.28)
vmin=0.9 yearly=carga*

*Set voltagebases=[(0.380 3 sqrt /)]
calc*

solve mode=yearly

New Energymeter.Bus10 element=line.1-10 terminal=2

new monitor.tensao_fase_A element=load.Bus10a terminal=1 mode=32

new monitor.tensao_fase_B element=load.Bus10b terminal=1 mode=32

new monitor.tensao_fase_C element=load.Bus10c terminal=1 mode=32

new monitor.potenciaPV element=PVSystem.PV mode=1 PPolar=NO terminal=1

*!set voltagebases=[(0.380 3 sqrt /)]
solve mode=yearly*

*show mon tensao_fase_A
show mon tensao_fase_B
show mon tensao_fase_C*

show mon potenciaPV

export monitors tensao_fase_A

Plot monitor object=tensao_fase_A channels=(1) bases=[127]

export monitors tensao_fase_B

Plot monitor object=tensao_fase_B channels=(1) bases=[127]

export monitors tensao_fase_C

Plot monitor object=tensao_fase_C channels=(1) bases=[127]

export monitors potenciaPV

Plot monitor object=potenciaPV channels=(1)

Plot monitor object=potenciaPV channels=(2)

export meters