

UNIVERSIDADE DO VALE DO RIO DOS SINOS - UNISINOS
UNIDADE ACADÊMICA DE GRADUAÇÃO
CURSO DE ENGENHARIA CIVIL

FRANCISCO PAGNUSSAT MARTINS PINTO

**VIABILIDADE ECONÔMICA DE SISTEMA FOTOVOLTAICO EM UMA
RESIDÊNCIA NA CIDADE DE ARVOREZINHA-RS**

São Leopoldo
2018

FRANCISCO PAGNUSSAT MARTINS PINTO

**VIABILIDADE ECONÔMICA DE SISTEMA FOTOVOLTAICO EM UMA
RESIDÊNCIA NA CIDADE DE ARVOREZINHA-RS**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado como requisito parcial para
obtenção do título de Graduado em
Engenharia Civil, pelo Curso de
Engenharia Civil da Universidade do Vale
do Rio dos Sinos - UNISINOS

Orientadora: Profa. Dra. Maria Fernanda de Oliveira

São Leopoldo

2018

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a minha família por todo o apoio financeiro e pessoal durante a graduação.

A orientadora Professora Dra. Maria Fernanda de Oliveira por disponibilizar seus livros quais foram fundamentais para elaboração do trabalho, também por todo seu tempo e dedicação para o sucesso deste trabalho.

Ao professor engenheiro Rubén Agulló por todo apoio no software de simulação.

A minha namorada por toda paciência e colaboração em toda minha vida acadêmica.

RESUMO

Neste trabalho, foi analisado um terreno de um loteamento que está sendo projetado na Zona Residencial 2, no município Arvorezinha – RS, segundo o Código de Obras da cidade que permite edificações de até 4 pavimentos. Baseado em uma residência de 200 m², com objetivo de obter a máxima eficiência das energias renováveis, foi proposto o uso da energia solar fotovoltaica. Esta avaliação contou com análises de dados meteorológicos da região e estimativas de perdas por orientação, inclinação, sombreamento, sujeira, temperatura e ôhmicas. Para este dimensionamento foi utilizado o software de simulação PVsyst para a obtenção de dados que informam as estimativas de perdas da edificação, o quanto o sistema será eficiente, quais os modelos de módulos e inversores precisam ser instalados. Com o relatório final da simulação do software foi elaborada uma avaliação econômica do sistema para até 25 anos de uso afim de obter dados reais de custos de implantação partindo de orçamentos em dois cenários simulados para dois cenários de financiamento. Onde os resultados apresentam que é viável investir em energia fotovoltaica executando um financiamento qual tem um tempo de retorno de 13,80 e 15,38 anos. Pagando à vista é mais viável chegando a um tempo de retorno de 6,86 e 7,60 anos, assim possibilitando novos investimentos.

Palavras-chave: Energia Fotovoltaica. Simulação. Energia solar.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Latitude e longitude.....	11
Figura 2 - Irradiação solar x Potência de saída de painéis.....	12
Figura 3 – Estações do ano e movimento da terra em torno do sol	13
Figura 4 - Diferentes direções que a irradiação solar que atinge um módulo fotovoltaico	14
Figura 5 - Diagrama de sistema fotovoltaico acoplado a baterias isolado da rede de distribuição	15
Figura 6 - Diagrama de sistema fotovoltaico acoplado rede de distribuição	16
Figura 7 – Corte de uma célula fotovoltaica	18
Figura 8 - Célula fotovoltaica de silício monocristalino.....	19
Figura 9 - Célula fotovoltaica de silício policristalino	19
Figura 10 - Módulo retangular de silício EFG.....	20
Figura 11 - Conector MC4.....	23
Figura 12 - Diagrama de aplicação de sistemas fotovoltaicos em uma edificação conforme sua posição e tipo de elemento de vedação	25
Figura 13 - Fachada ventilada.....	26
Figura 14 - Parede-cortina.....	27
Figura 15 - Parapeito em janela	28
Figura 16 – Brises em posições e formatos diferentes.....	29
Figura 17 – Cobertura e claraboia.....	30
Figura 18 – Gráfico de comparação do investimento com taxa de juros.....	41
Figura 19 – Relatório percentual de perdas do sistema fotovoltaico	44
Figura 20 – Perspectiva 3D da residência em estudo com vista dos painéis.....	44
Figura 21 – 3D da vista superior ilustrando telhados e painéis fotovoltaicos	45
Figura 22 – Produção de energia e respectivas perdas mensais.....	45
Figura 23 – Performance mensal do sistema fotovoltaico	46
Figura 24 – Curva padrão de probabilidade de produção	47
Figura 25 – Porcentagens de geração e perdas	48
Figura 26 – Gráfico do fluxo de caixa dos cenários.....	50

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Eficiência dos diferentes tipos de células fotovoltaicas	20
Tabela 2 - Quadro de cargas da residência em estudo.....	37
Tabela 3 – Consumo por equipamento mensalmente.....	38
Tabela 4 - Orçamentos garantia e dados dos equipamentos	39
Tabela 5 – Distância entre a obra e a empresa.....	39
Tabela 6 – Linhas de Financiamento	40
Tabela 7 – Financiamento 10 anos na Empresa 1	41
Tabela 8 – Financiamento 10 anos na Empresa 3	42
Tabela 9 - Resultados mensais do sistema fotovoltaico.....	47
Tabela 10 - Fluxo de caixa dos cenários.....	49
Tabela 11 – Cenário 1 - Indicadores do sistema financiado.....	51
Tabela 12 – Cenário 2 - Indicadores do sistema com pagamento à vista	51

LISTA DE SIGLAS

%	Porcentagem
(A)	Ampère
(V)	Volt
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BNDS	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CA	Corrente alternada
CC	Corrente continua
EFG	<i>Edged defined film-Fed Grown</i>
FV	Fotovoltaica
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
IP	Proteção a intempéries
KW	Quilo Watt
KWh	Quilo Watt hora
KWh/m ² /ano	Quilo Watt hora por metro quadrado por ano
m	Metro
m/s	Metros por segundo
m ²	Metro quadrado
MW	Mega Watt
NOCT	<i>Normal Operating Cell Temperature</i>
Off-Grid	Isolado da rede
On-Grid	Ligado à rede
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
W	Watt
W/m ²	Watt por metro quadrado
Wh/m ²	Watt hora por metro quadrado
Wp	Watt pico
VPL	Valor Presente Líquido
TIR	Taxa Interna De Retorno
VAUE	Valor Anual Uniforme Equivalente
ROIA	Retorno adicional sobre investimento

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	9
1.1 Objetivos	9
1.1.1 Objetivos específicos.....	9
1.2 Justificativa	10
1.3 Estrutura do trabalho	10
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	11
2.1 Radiação solar e geometria	11
2.2 Capacidade de geração elétrica no Brasil	13
2.3 Componentes da radiação	14
2.4 Funcionamento do módulo fotovoltaico	16
2.5 Efeito fotovoltaico	17
2.6 Eficiência dos tipos de células fotovoltaicas	18
2.7 Composição do sistema fotovoltaico	21
2.7.1 Módulos.....	21
2.7.2 Inversores.....	22
2.7.3 Proteção do sistema.....	22
2.7.4 Cabeamento e conexões.....	22
2.8 Vinculação com a arquitetura	23
2.8.1 Fachadas ventiladas.....	25
2.8.2 Paredes-cortina	26
2.8.3 Sistemas em janelas	27
2.8.4 Brises	28
2.8.5 Coberturas e claraboias	29
2.9 Perdas do sistema fotovoltaico	31
2.9.1 Sujeira	31
2.9.2 Cabos e conexões.....	31
2.9.3 Temperatura.....	32
2.9.4 Sombreamento	32
2.10 Legislação	33
2.11 Financiamento	34
2.12 Principais Indicadores	35
3 METODOLOGIA	36

3.1 Etapas da simulação	36
3.2 Localização da residência em estudo	37
3.3 Elaboração do projeto.....	37
3.4 Orçamentos	38
3.5 Viabilidade econômica.....	40
4 ANÁLISE DOS RESULTADOS	43
5 CONSIDERAÇÕES FINAIS	52
REFERÊNCIAS.....	54
APÊNDICE A – ETAPAS DO PVSYST	56
APÊNDICE B – PLANILHAS DE FLUXO DE CAIXA	68
ANEXO A – FATURA DE ENERGIA	70
ANEXO B – RELATÓRIO PVSYST.....	71
ANEXO C – PROJETO ARQUITETÔNICO E ELÉTRICO.....	76

1 INTRODUÇÃO

Energia fotovoltaica é limpa, renovável e é considerada adequada para o uso nas construções. O sistema de geração elétrica fotovoltaica tem baixa emissão de ruídos. Há vários exemplos de sistemas fotovoltaicos implantados com êxito em muitas edificações em diversos locais da Europa, Ásia e Estados Unidos. (CHIVELET; SOLLA, 2010).

Ainda existem dúvidas em relação à viabilidade econômica desse investimento em edificações, pois surge a desconfiança se é seguro o investimento dos proprietários. Arquitetos e engenheiros por falta de experiência com esse sistema, muitas vezes não conseguem conquistar seu cliente expondo a viabilidade da implantação do sistema fotovoltaico. Essa situação pode ocorrer ainda na fase de projeto, desmotivando o investidor por ser um investimento de longo prazo e alto custo inicial de instalação.

Em vários países o uso de sistemas fotovoltaicos é uma realidade. Na Espanha, por exemplo, o novo *Código Técnico de la Edificación* (CTE) indica que os novos edifícios comerciais tenham um certo potencial de energia fotovoltaica em relação a área construída. Felizmente, hoje é possível através de softwares simular essa potência para que atenda a demanda e fazer estimativas mais precisas na fase de projeto. (CHIVELET; SOLLA, 2010).

1.1 Objetivos

Este trabalho tem por objetivo avaliar a eficiência e o custo de investimento de sistemas fotovoltaicos em residências de um loteamento que está em fase de projeto.

1.1.1 Objetivos específicos

- a) avaliar ferramenta econômica da tomada de decisões.
- b) levantar fornecedores que atendem a região em estudo.
- c) verificar a diferença com diferentes linhas de financiamento.

1.2 Justificativa

A energia fotovoltaica ainda provoca receio em quem quer investir nessa tecnologia.

Atualmente, a tecnologia faz com que se obtenha muito mais geração de energia, visto que a alta eficiência dos módulos gera mais energia em um espaço menor. Dependendo da região, os sistemas de geração de energia limpa e renovável estão competindo com sistemas convencionais de energia, podendo ter uma economia de 30% da energia global de uma edificação. (ROAF; FUENTES; THOMAS, 2009).

Visto que estes resultados poderão ser usados para uma residência de médio alto padrão com área aproximada a 200 m² com consumo médio de 290 kWh mês. Também com a finalidade de informar aos futuros usuários qual o melhor método de investimento do sistema fotovoltaico nesta região antes da aquisição dos imóveis.

1.3 Estrutura do trabalho

Este trabalho se subdivide em etapas que se discute brevemente sobre o funcionamento dos módulos, o que é o efeito fotovoltaico, bem como os diferentes modelos de células fotovoltaicas.

Também é apresentado o sistema completo desde a instalação até a geração de energia e qual a função de cada componente a título de exemplo módulos, inversores, proteção, cabos e conexões.

As possibilidades de integrar um sistema fotovoltaico com a arquitetura, como a simples instalação em coberturas até em fachadas fotovoltaicas, que requerem vários cuidados como estanqueidade para casos em que o painel faz parte da vedação da edificação, as diferentes perdas de eficiência do conjunto. Isso é estudado, avaliado, e defendido neste trabalho de conclusão.

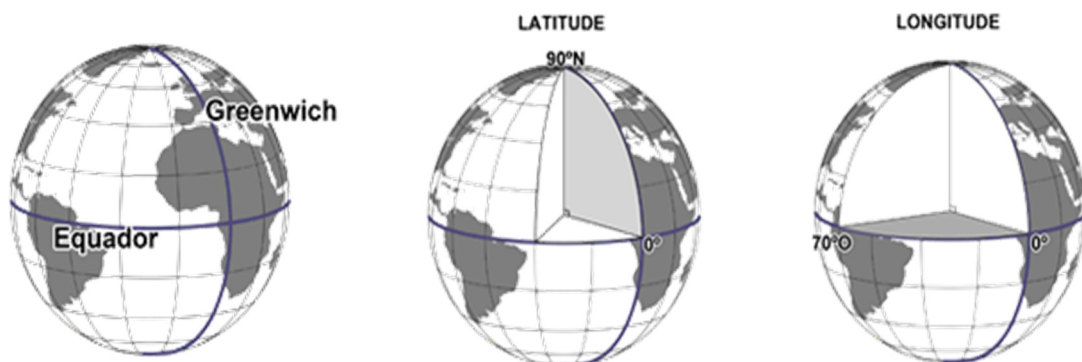
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Radiação solar e geometria

Índices de irradiação e irradiância variam conforme a cidade em estudo, do polo Norte ao polo Sul a rotação do globo terrestre faz com que estes fatores variem com o passar dos dias. Quanto mais próximo a linha do Equador maior será a irradiação pois é a região com mais horas de sol o ano todo. Cada cidade e cada ponto no mundo possui uma latitude e longitude diferente. Assim é possível localizar cada obra e através de bases de dados saber as horas de sol com a irradiação do ano todo que incidirão no objeto em estudo. (AGULLÓ, 2018).

- a) Irradiação: Quantidade de energia solar recebida em um determinado período [Wh/m^2];
 - b) Irradiância: Potência instantânea recebida por uma superfície [W/m^2];
 - c) Latitude: Distância medida em graus entre a linha do equador e um ponto no planeta, medida angular necessária para localizar Norte e Sul da edificação, qual varia entre 0° a 90° ;
 - d) Longitude: Distância medida em graus entre meridiano de Greenwich e um ponto no planeta, medida angular necessária para localizar Leste e Oeste da edificação, qual varia entre 0° a 180° .
- (AGULLÓ, 2018).

Figura 1 - Latitude e longitude



Fonte: Laboratório de cartografia UFSM.

Um módulo é identificado pela sua potência de pico Wp (Watt-pico) para melhor compreensão. Os princípios de geração e potência de uma placa fotovoltaica estão diretamente ligados com a potência das células que compõem os módulos, os níveis de radiação solar em que o sistema será instalado e os fatores de perda e ganho do sistema.

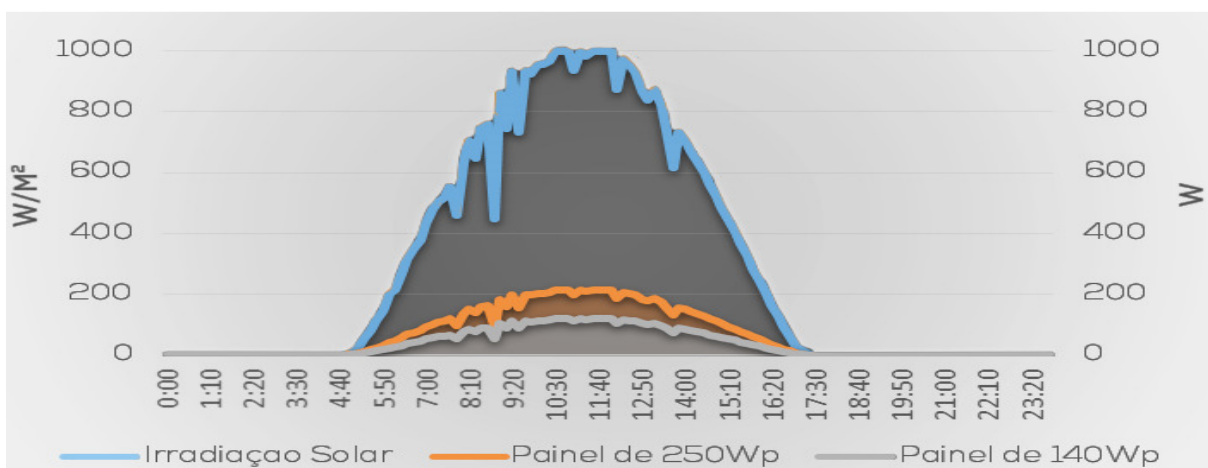
Ao comprar um módulo fotovoltaico na ficha técnica do equipamento consta sua potência de pico, como por exemplo um módulo fotovoltaico com 250 Wp. Isso significa a capacidade máxima de energia que se pode extrair deste módulo.

Segundo Simões (2015), ao submeter o mesmo em uma condição de operação específica denominada **STC** (em inglês Standard Test Conditions - Condições padrão de teste), o equipamento é submetido a uma luz com intensidade de 1000 W/m^2 (nível de luz considerado bastante alto), com temperatura controlada em 25°C e uma atmosfera com coeficiente de massa de 1,5 e ventos de 1 m/s .

Em situações reais, essa forma de como o módulo é testado, dificilmente acontece, porque níveis de irradiação de 1000 W/m^2 só é possível atingir em um dia muito ensolarado, sem nuvens e com o módulo corretamente instalado. Por esta e outras condições difíceis de atender, os módulos acompanham folhas de dados mais ligados a realidade, denominada de **NOCT** (em inglês *Normal Operating Cell Temperature* – Temperatura normal de operação da célula).

A Figura 2 possibilita um melhor entendimento do que foi mencionado anteriormente, a irradiação solar em um dia bastante ensolarado em azul, já em laranja e cinza o máximo que cada painel consegue extrair ao longo de um dia.

Figura 2 - Irradiação solar x Potência de saída de painéis



Fonte: (Simões, 2015, p. 1).

2.2 Capacidade de geração elétrica no Brasil

O território brasileiro, que se localiza próximo a linha do Equador, na sua maior parte tem pouca variação solar, cerca de 30° ao sul. Porto Alegre é a capital com maior variação, com o mínimo de 10 horas e 13 minutos no dia 21 de julho, e 13 horas e 47 minutos no dia 22 de dezembro.

Figura 3 – Estações do ano e movimento da terra em torno do sol



Fonte: (ANEEL 2005. Apud: Magnoli; Scalzaretto 1998).

De acordo com a latitude e o período do ano o equipamento apresentará sua maior ou menor geração. Os painéis devem ser instalados para que tenham melhor aproveitamento da radiação solar. No caso do hemisfério sul, um sistema de captação solar fixo deve ser orientado para o norte e inclinado um ângulo similar a latitude do local (ANEEL).

O potencial de insolação no Brasil é medido pelas 187 estações de monitoramento do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE). Seus dados permitem concluir que a região nordeste tem o maior potencial, com valores médios de 206 W/m². O Brasil, de modo geral, está bem localizado quanto à implantação de painéis fotovoltaicos, pois os valores anuais estão entre 1800 kWh/m²/ano e 1950 kWh/m²/ano. Esses valores são inferiores somente aos encontrados nas regiões

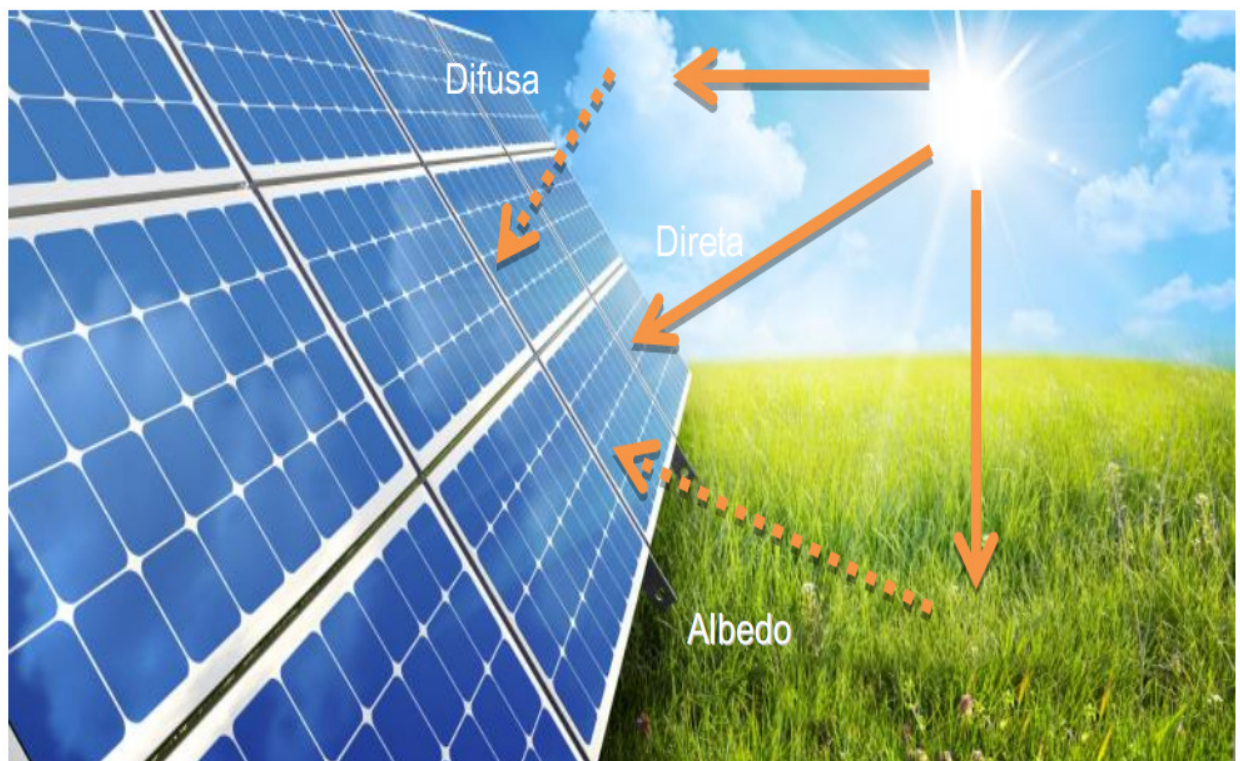
desérticas das Américas do Norte e do Sul, norte da África, Oriente Médio, China e Austrália (VICHI; MANSOR, 2009).

2.3 Componentes da radiação

A irradiação solar que atinge um módulo fotovoltaico é composta por um espectro com diferentes comprimentos de onda. Além dos diferentes espectros, a irradiação atinge cada corpo de maneira diferente, dividida em irradiação direta, difusa e albedo, conforme Figura 4. (PORTOLAN, 2014).

A irradiação direta o sol atinge o corpo diretamente, sem interceptação ou desvio de energia. A irradiação difusa é reflexão da atmosfera. O albedo é a refletância do solo e de seu uso, como os revestimentos dos edifícios. A unidade de medida da irradiação é definida pela energia que atinge uma área em um período, kWh/m²/dia. (PORTOLAN, 2014).

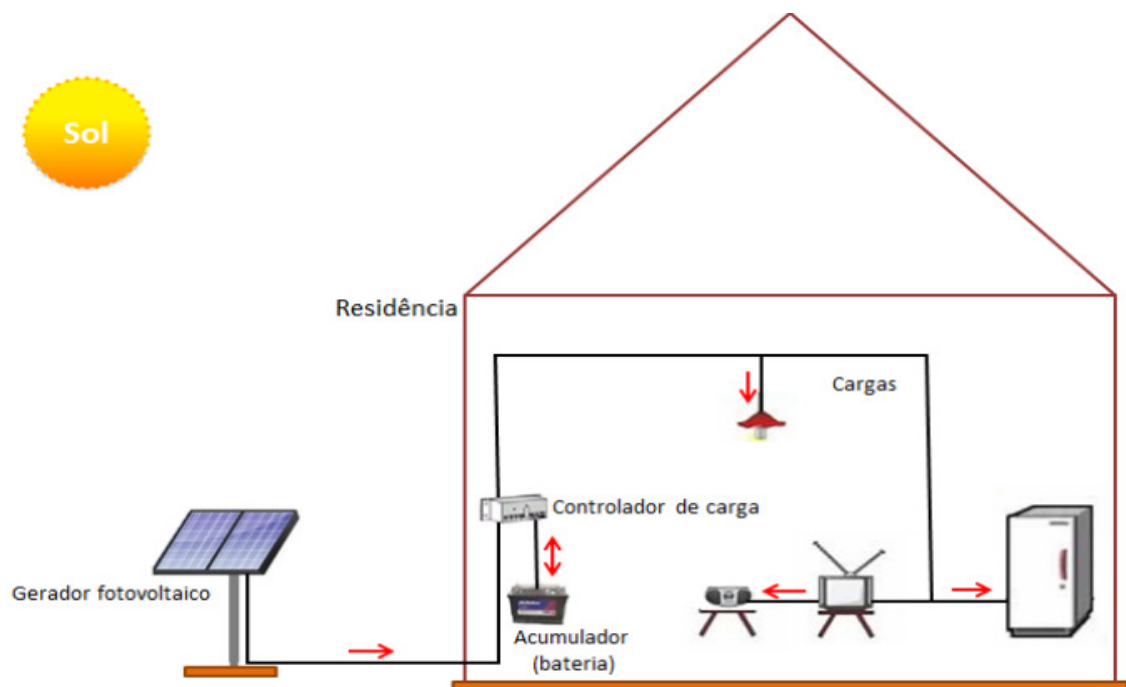
Figura 4 - Diferentes direções que a irradiação solar que atinge um módulo fotovoltaico



Fonte: (Portolan, 2014, p. 57).

Uma grande dificuldade dos sistemas fotovoltaicos, está relacionada com a intermitência com que o sol incide sobre os painéis, por exemplo, à noite não há geração de energia, sendo necessário o uso de baterias, que são carregadas durante o dia e usadas a noite. Em regiões onde não há energia elétrica, como florestas e desertos longe das cidades e estradas é uma solução muito válida. conforme modelo ilustrado na Figura 5, que se denomina sistema Off-Grid. (CÂMARA, 2011).

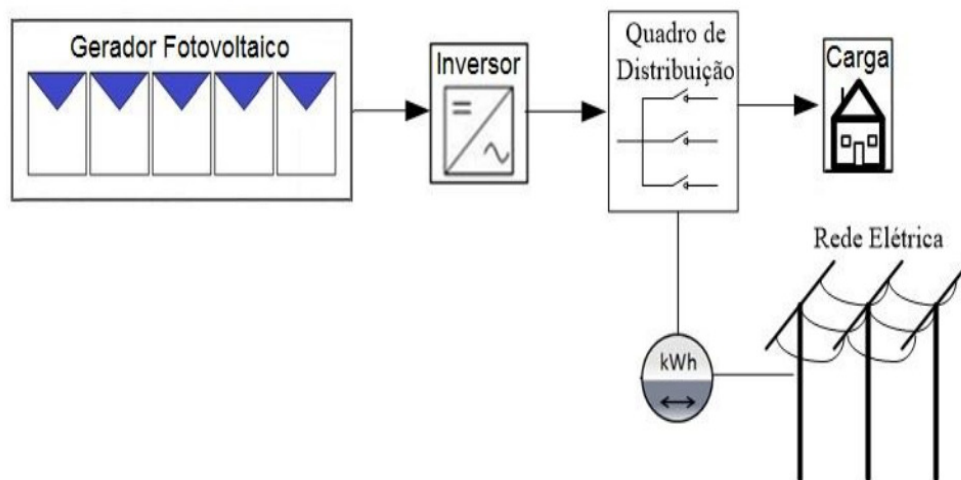
Figura 5 - Diagrama de sistema fotovoltaico acoplado a baterias isolado da rede de distribuição



Fonte: (Pinho; Galdino 2014, P. 259).

Outra solução é ligar o sistema a rede de distribuição, popularmente conhecido como sistema On-Grid, onde o excedente de energia gerada pelos painéis é injetado na rede gerando créditos que podem ser usados quando não há geração, conforme modelo ilustrado na Figura 6. Esta modalidade é prevista em lei e fiscalizada por órgão regulamentador. Um sistema mais confiável que o Off-Grid por ter mais qualidade de energia sem ter preocupações em trocar baterias pois perdem sua capacidade de armazenamento de energia com o tempo. No sistema On-Grid créditos gerados podem ser usados em outras edificações dentro da mesma concessão.

Figura 6 - Diagrama de sistema fotovoltaico acoplado rede de distribuição



Fonte: (Pinho; Galdino 2014, P. 259).

2.4 Funcionamento do módulo fotovoltaico

O principal elemento do sistema fotovoltaico é a célula solar provida de um material semicondutor, o mais usual é o silício. Totalmente fixa e confinada, a célula solar é segura e eficiente se for instalada corretamente, sem degradar e não perdendo eficiência com o passar do tempo.

Células fotovoltaicas são conectadas umas às outras formando um composto no qual se torna o módulo fotovoltaico que, conectado a outro módulo, compõe a parte de painéis de geração de energia do sistema fotovoltaico. As células fotovoltaicas captam a luz do sol e convertem em energia elétrica. Essa transformação consiste em irradiância [W/m^2] potência instantânea recebida por uma superfície, na qual a célula transforma em corrente contínua (CC). Essa CC pode ser consumida diretamente compatibilizando a voltagem e a corrente gerada com a do equipamento que será conectado. Por meio de inversores, pode-se transformar corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA). Essa energia também pode ser armazenada em baterias para uso futuro. (ROAF; FUENTES; THOMAS, 2009)

Um dos benefícios da utilização desse sistema fotovoltaico é que a energia solar é infinita e está disponível em todos os lugares. Isso tornará essa energia fotovoltaica viável a longo prazo e certamente será a maior fonte de energia renovável do mundo.

Outro benefício é que a energia FV é produzida em módulos, a qual pode fornecer energia para um relógio de pulso (exemplo de pouca energia consumida), como também para uma indústria (exemplo de muita energia consumida).

Um fator muito importante é que os sistemas fotovoltaicos são facilmente instalados, pois só dependem de painéis com as células fotovoltaicas e consequentemente não dependem de matéria prima como as usinas hidrelétricas e usinas nucleares. (ROAF; FUENTES; THOMAS, 2009).

2.5 Efeito fotovoltaico

Um semicondutor é um elemento que se comporta como condutor ou como isolante dependendo de diversos fatores, como por exemplo o campo elétrico o magnético, a pressão, a radiação que incide, ou a temperatura do ambiente. (AGULLÓ, 2018).

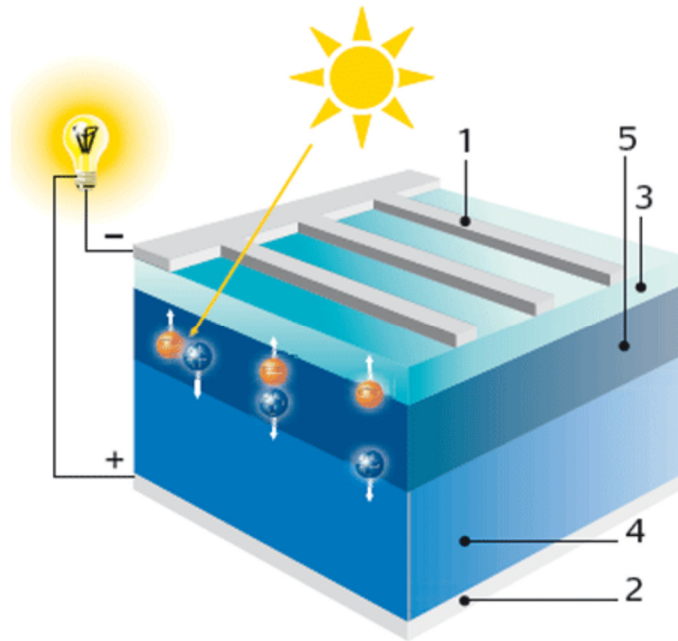
O efeito fotovoltaico consiste no processo mediante o qual uma célula fotovoltaica converte a luz em eletricidade. Movimento de elétrons de um material quando incide sobre ele radiação eletromagnética (luz visível ou ultravioleta, em geral). (AGULLÓ, 2018).

Um semicondutor tipo N se obtém a partir de um processo forçado, adicionando um tipo de átomo ao semicondutor para poder aumentar o número de portadores de carga livres, neste caso negativo ou elétrons, com propósito de produzir abundância de elétrons portadores no material. (ROAF; FUENTES; THOMAS, 2009).

Um semicondutor tipo P se obtém a partir de um processo forçado, adicionando um tipo de átomos ao semicondutor para poder aumentar o número de portadores de carga livres neste caso positivos ou prótons, a finalidade dopar o tipo P é criar abundância de prótons. (ROAF; FUENTES; THOMAS, 2009).

Formam-se íons com os átomos doadores fixos na rede cristalina e aparece um campo elétrico na zona de carga espacial no entorno da união parando o fluxo oposto a corrente de elétrons. Se a voltagem for superior ao campo elétrico da zona de carga espacial, o passo da corrente é permitido, o fluxo de corrente aumenta com a voltagem aplicada, comportando-se como um diodo ideal. (AGULLÓ, 2018).

Figura 7 – Corte de uma célula fotovoltaica



Fonte: (Agulló, 2018, p. 25).

LEGENDA:

1. Grade de metal coletora de corrente
2. Material metálico de fundo
3. Camada antirreflexiva
4. Semicondutor tipo P
5. Semicondutor tipo N

2.6 Eficiência dos tipos de células fotovoltaicas

As células fotovoltaicas são feitas com uma lâmina fina de silício cristalino, e sobre isso, é colocada uma película antirreflexiva, a qual dá a cor azulada à placa e ajuda no rendimento da energia. As células são classificadas quanto ao silício, o qual pode ser: monocristalino ou policristalino.

Células com silício monocristalino tem um azulado mais escuro, por questões de ter uma textura em sua superfície. Com essa textura, a célula aproveita melhor a luz solar e, conseqüentemente, tem maior rendimento (15% a 18%) do que as células com silício policristalino. (VILLALVA, 2015).

Figura 8 - Célula fotovoltaica de silício monocristalino



Fonte: (Villalva, 2015, p. 68).

As células de menor rendimento (policristalinas, 13% a 15%) são fabricadas por um processo mais barato, as quais possuem um aspecto heterogêneo, porque o silício se torna um lingote formado com pequenos cristais com tamanhos e formatos diferentes. Ao contrário das células que possuem maior rendimento (monocristalinas), que são homogêneas. (VILLALVA, 2015).

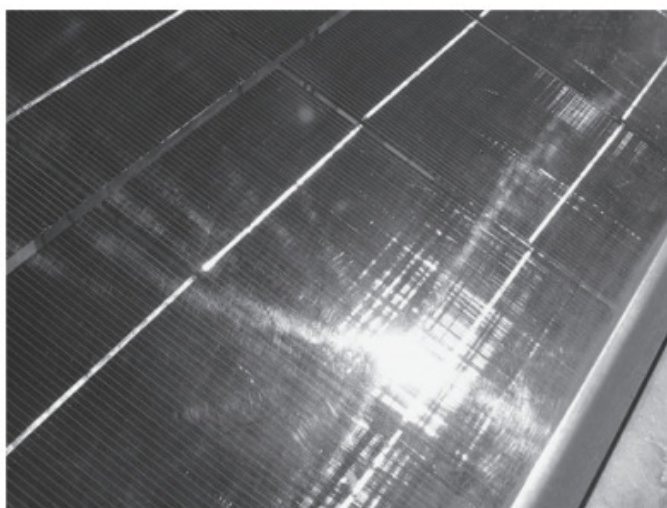
Figura 9 - Célula fotovoltaica de silício policristalino



Fonte: (Villalva, 2015, p. 69).

Porém, recentemente, desenvolveram um terceiro tipo de célula, muito parecida com a policristalinas. São as células “de crescimento em película sustentado pela borda” (Em inglês: EFG - Edged defined film-Fed Grown), as quais podem possuir formatos diferentes de um quadrado, o que não é comum nas outras células. (CHIVELET; SOLLA, 2010).

Figura 10 - Módulo retangular de silício EFG



Fonte: (Chivelet; Solla, 2010, p. 35).

A Tabela 1 compara as tecnologias de todos os tipos de células fotovoltaicas existentes. Neste trabalho o foco principal é nas células mais comercializadas, de silício monocristalino e silício policristalino.

Tabela 1 - Eficiência dos diferentes tipos de células fotovoltaicas

Material da célula fotovoltaica	Eficiência da célula em laboratório	Eficiência da célula comercial	Eficiência dos módulos comerciais
Silício monocristalino	24,7%	18%	14%
Silício policristalino	19,8%	15%	13%
Silício cristalino de filme fino	19,2%	9,5%	7,9%
Silício amorfo	13%	10,5%	7,5%
Silício micromorfo	12%	10,7%	9,1%
Célula solar híbrida	20,1%	17,3%	15,2%
CIS, CIGS	18,8%	14%	10%
Telureto de cádmio	16,4%	10%	9%

Fonte: (Chivelet; Solla, 2010, p. 72).

2.7 Composição do sistema fotovoltaico

Os sistemas fotovoltaicos são compostos por:

- a) Módulos voltaicos, formados por células, as quais absorvem energia do sol;
- b) Inversores, os quais convertem a energia absorvida pelos módulos em CC para CA. Por essa inversão que esses sistemas fotovoltaicos são compatíveis com as redes de distribuição de energia;
- c) Baterias, as quais reservam energia para sistemas isolados, conhecidos também como off-grid;
- d) Cabeamentos e Conexões.

(VILLALVA, 2015).

2.7.1 Módulos

Os módulos são formados por grupos de células fotovoltaicas, as quais absorvem a energia do sol e a converte em energia elétrica para casas e estabelecimentos onde estão implantados esses sistemas. Essas células geralmente têm valores de tensão baixos 3 (A) e 0,7 (V) para células de silício monocristalino, com isso, esse agrupamento de células é feito em série, para se obter maiores correntes elétricas. (VILLALVA, 2015).

A potência máxima que um módulo pode gerar é chamada de potência de pico, a qual depende das condições em que o sistema está instalado, como a eficiência, temperatura, umidade e irradiação do sol. Por isso, existem considerações importantes que devem ser tomadas ao escolher o tipo, o local e a direção em que o painel será instalado. (CHIVELET; SOLLA, 2010).

Os principais fatores de influência são:

- a) Radiação solar: A corrente que o módulo solar fornece é diretamente proporcional à radiação solar incidente sobre ele;
- b) Temperatura: A tensão fornecida pelo módulo solar é inversamente proporcional à temperatura do mesmo.

Após a energia vinda do sol ser absorvida pelo painel, ela sofre uma transformação para CC assim passa para o inversor.

2.7.2 Inversores

Como o próprio nome já diz, invertem a energia absorvida do sol CC em CA, a qual é a corrente padrão na maioria dos sistemas de energia, cidades e aparelhos eletrônicos. É um aparelho pequeno que não gera ruído e sem partes móveis, geralmente é instalado em um local protegido das intempéries pois aumenta sua vida útil, porém se tiver proteção as intempéries (IP) pode ser instalado ao ar livre próximo aos módulos. (VILLALVA, 2015).

2.7.3 Proteção do sistema

Os cabos positivos e negativos das *strings* protegidos por eletrodutos são separados por pólos, e antes de conectar os condutores de corrente contínua ao inversor, eles passam por um quadro de proteção que divide o circuito de alimentação em CC, assim, pode ter a função de qualquer ajuste ou manutenção do inversor.

Nesse quadro de proteção, também podem estar presentes outras estruturas como fusíveis que conectam as *strings*, chave de desconexão, dispositivo de proteção contra surto, barramento de aterramento para estruturas metálicas e carcaças de módulos fotovoltaicos. Com essas estruturas, esse quadro de proteção faz ligação com os inversores e com a rede elétrica.

Esse sistema de proteção segue a norma 5410 (ABNT,2008) o qual é o mesmo usado nas instalações elétricas de baixa tensão. Seus principais componentes são o dispositivo de proteção contra surto, o disjuntor diferencial residual, barramento trifásico ou monofásico e o barramento de terra. (VILLALVA, 2015).

2.7.4 Cabeamento e conexões

O sistema de cabeamento e conexões é muito importante e deve-se manter com muito cuidado, pois estão sujeitas à altas temperaturas em suas ligações. Por isso, os cabos devem ter cuidados especiais que devem servir para limitar ao máximo a queda de tensão, que deve ser unipolar, possuir duplo isolamento, estarem separados por polos em eletrodutos diferentes, possuir boa vedação e isolamento na caixa de passagem dessa fiação. Além disso, devem possuir isolamento que suporte altas temperaturas.

Com isso, foram desenvolvidos os conectores MC4, especiais para sistemas fotovoltaicos, pois há a necessidade da conexão entre painéis em série e paralelo, em ambiente externo.

Com esses cabamentos e essas conexões, o sistema garante menos possibilidades de acontecer curto-circuito. Essas instalações devem seguir a norma NBR 5410 - Instalações elétricas de baixa tensão. (VILLALVA, 2015).

Figura 11 - Conector MC4



Fonte: <https://www.neosolar.com.br>

2.8 Vinculação com a arquitetura

O sistema fotovoltaico era visto como um elemento apenas para gerar energia a partir da irradiância do sol. Os painéis solares não eram pensados para fazer parte

estética da edificação, assim eram instalados nas coberturas sobre algo já existente depois da obra já estar pronta, apenas para cumprir o seu papel de geração de energia.

Somente no início dos anos 90 que arquitetos, engenheiros e fabricantes de módulos fotovoltaicos começaram a integrar o módulo fotovoltaico como um elemento opaco da fachada, com objetivo de gerar eletricidade, com mesmo pensamento de criar uma abertura na fachada para se obter conforto lumínico e de ventilação.

Observando pelo lado construtivo, os elementos fotovoltaicos inseridos para substituir a fachada convencional devem atender os mesmos requisitos de vedação externa, impermeabilização, resistência ao fogo, segurança mecânica, mantendo sua estabilidade com impactos e cargas de vento, segurança elétrica durante uso e operação, manutenção e diferença de custos entre as mesmas.

Além destas exigências mencionadas anteriormente deve-se também atender a melhor orientação solar bem como a inclinação ideal, boa ventilação para evitar o acúmulo de calor nos painéis, também deve-se considerar as sombras.

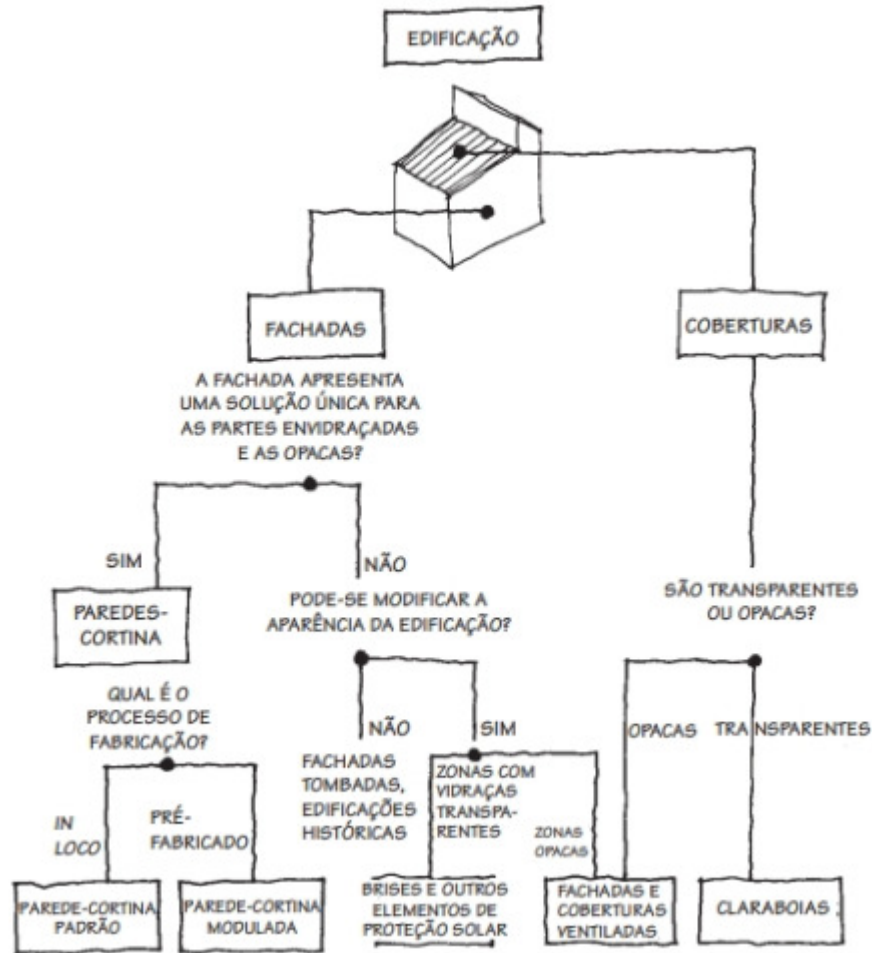
Para atender todas essas exigências técnicas e de geração de energia elétrica, é fundamental que ainda na fase de projeto seja discutido e planejado muito bem detalhado se o sistema fotovoltaico vai ser um elemento discreto da edificação ou vai ser uma parte característica. (CHIVELET; SOLLA, 2010).

A partir do diagrama da Figura 12 são apresentadas as possíveis técnicas e soluções para incluir módulos fotovoltaicos em fachadas e coberturas atendendo os requisitos construtivos anteriormente citados.

Conforme Chivelet e Solla, p. 73 “As janelas são consideradas como um caso especial do sistema de parede-cortina modulada, integrado a uma fachada pesada”.

Também de acordo com Chivelet e Solla, (2010) “Os brises e demais elementos de proteção solar são considerados como aplicações externas, válidas para todas as soluções de fachada transparente, fachada opaca e de cobertura”.

Figura 12 - Diagrama de aplicação de sistemas fotovoltaicos em uma edificação conforme sua posição e tipo de elemento de vedação



Fonte: (Chivelet; Solla, 2010, p. 73).

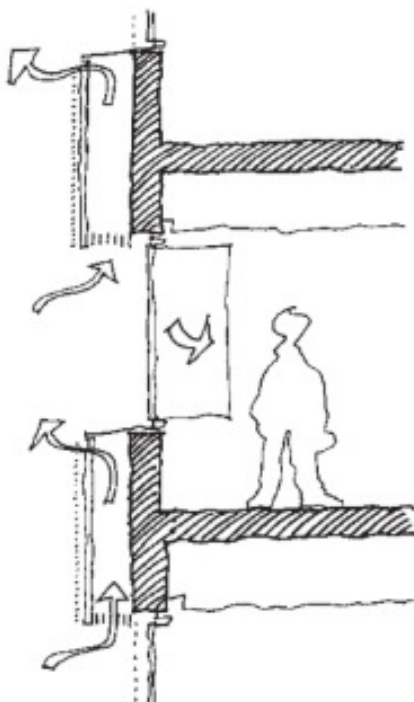
Conforme a figura 12, tem-se como requisitos para fachadas e coberturas.

2.8.1 Fachadas ventiladas

Os sistemas de fachadas ventiladas podem ser, por exemplo, de tijolos, pedras ou painéis metálicos. Esse revestimento é aplicado na parede da edificação e abaixo existe uma estrutura que ajuda na ventilação das duas películas de revestimento, a qual ajuda também na drenagem da água filtrada, além de disponibilizar um espaço para cabos e conexões. Com esse espaço, é possível alterar a temperatura dos revestimentos, os quais ajudam as células voltaicas a obter um melhor resultado em

sua absorção da energia solar. Essa opção é muito bem vista no mercado para a incorporação de um sistema fotovoltaico. (CHIVELET; SOLLA, 2010).

Figura 13 - Fachada ventilada



Fonte: (Chivelet; Solla, 2010, p. 74).

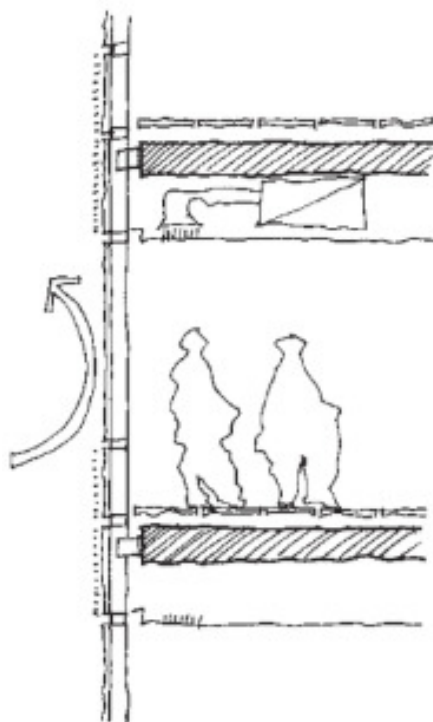
2.8.2 Paredes-cortina

Existem duas formas para projetar-se esse tipo de revestimento. No panorama construtivo, as paredes-cortinas moduladas são melhores, pois as conexões elétricas e as instalações são feitas na indústria, com o cuidado rigoroso de qualidade. Já as paredes-cortinas de montantes e travessas são montadas na obra. Os dois tipos podem integrar painéis fotovoltaicos, sendo feitos com a combinação de peças transparentes e painéis coletores de energia solar, ou somente de módulos fotovoltaicos. Essa opção de vedação externa é conhecida, aceita e econômica no mercado.

Mas existem controvérsias do ponto de vista do rendimento. Uma delas é a falta de ventilação, o que é importante para obter um maior rendimento de energia elétrica. Outro ponto negativo seria a orientação em que o prédio se encontra, podendo alterar,

e muito, na absorção de energia solar, e, conseqüentemente, na obtenção de energia elétrica, por conta das sombras. Um recurso utilizado para resolver isso é as fachadas de pele dupla, mas o custo é mais elevado. (CHIVELET; SOLLA, 2010).

Figura 14 - Parede-cortina

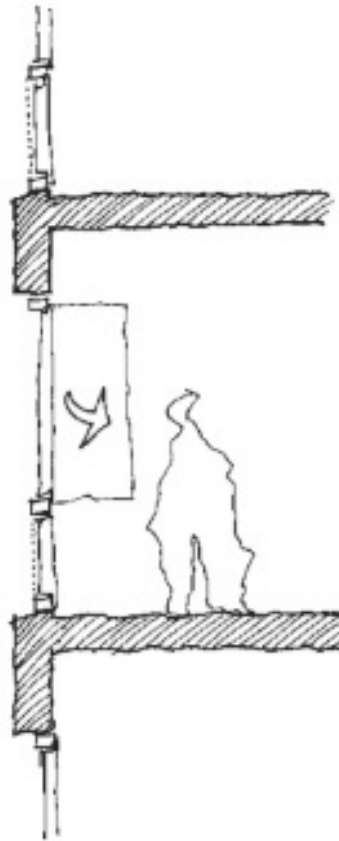


Fonte: (Chivelet; Solla, 2010, p. 74).

2.8.3 Sistemas em janelas

Na maioria das janelas de construções de concreto, tijolo ou outro material opaco, existem as partes fixas, que servem para aumentar a iluminação, e as partes móveis para aumentar a ventilação e a facilidade para limpar. Para colocar um sistema de energia fotovoltaica nessas janelas, instalam-se os painéis nas partes fixas da janela, possibilitando que as partes móveis mantenham a visibilidade direta. Existe outra opção, que cobre toda a superfície da janela, que é a utilização de módulos de película fina, como as de silício amorfo. Esses módulos são transparentes. (CHIVELET; SOLLA, 2010).

Figura 15 - Parapeito em janela



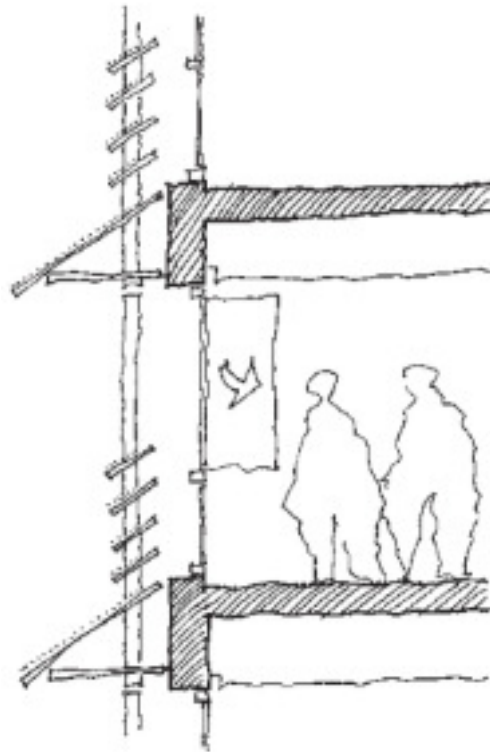
Fonte: (Chivelet; Solla, 2010, p. 74).

2.8.4 Brises

Os brises são aceitos como boa superfície para a implantação de placas fotovoltaicas, pois suas duas faces são ventiladas, o que ajuda na absorção de mais energia solar, e também, devido à sua inclinação voltada para o sol. Um ponto negativo que deve ser cuidado para não afetar o rendimento é sua própria sombra projetada sob certos ângulos solares, feitos de uma lâmina sobre a outra. Mas um ponto positivo é que esses brises podem ser constituídos de metal ou vidro, o que ajuda na ventilação, e devem ser colocados na posição horizontal ou inclinados. Outro ponto, é que eles evitam a radiação solar direta para a janela, pois podem cobrir parte da fachada, sendo colocados na parte fixa ou móvel da janela. Se colocado na parte

móvel, é possível ter mais luminosidade, pois pode-se mover quando o sol não incide diretamente naquele ponto e ângulo. (CHIVELET; SOLLA, 2010).

Figura 16 – Brises em posições e formatos diferentes



Fonte: (Chivelet; Solla, 2010, p. 75).

2.8.5 Coberturas e claraboias

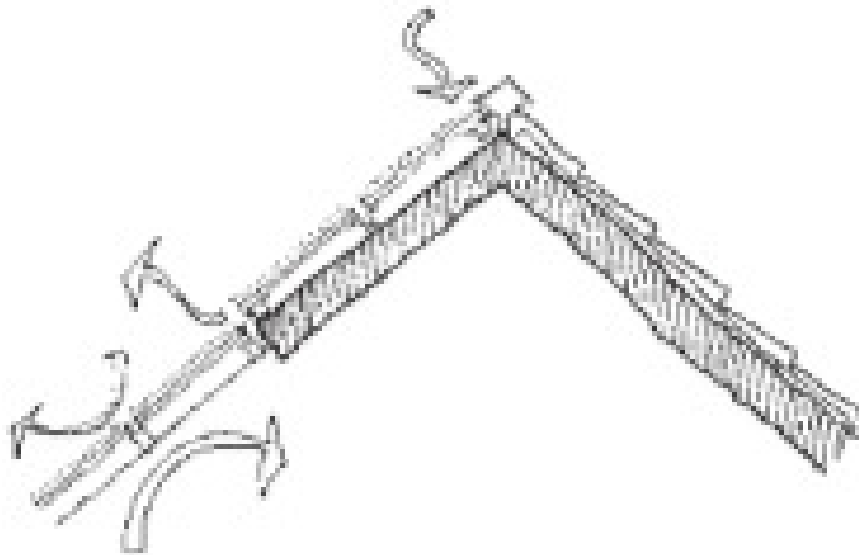
É uma das melhores opções se for pensar em perdas por sombra, ventilação e localização. E se caso, não quiser alterar o lado estético da edificação, essa também é uma excelente opção. As coberturas planas, podem incorporar tantas claraboias translúcidas e minimamente planas como painéis inclinados. E as coberturas inclinadas podem integrar telhas solares ou painéis completos. Uma boa opção é instalar painéis na orientação norte, em pavilhões, ginásios poliesportivos e até mesmo em indústrias, pois assim, a luz natural entra pela orientação sul. (CHIVELET; SOLLA, 2010).

Painéis transparentes são utilizados em pátios, e por serem transparentes, suas implicações são maiores e também serão visíveis pelo lado de dentro da

edificação. O que é muito usado para conseguir o nível de transparência adequado, é uma mescla entre o vidro transparente e células de silício cristalino, assim, conseguirá as sombras adequadas para ter pouca perda.

E, por fim, os painéis com películas e opacos, que são flexíveis, são implantados em edificações com a cobertura que tenha uma curva, e esses painéis serão vedados com uma chapa nervurada de cobertura. (CHIVELET; SOLLA, 2010).

Figura 17 – Cobertura e claraboia



Fonte: (Chivelet; Solla, 2010, p. 75).

2.9 Perdas do sistema fotovoltaico

2.9.1 Sujeira

Um dos motivos de perda, é a sujeira acumulada nos painéis, pois mesmo que possa ser evitada com a lavagem natural da água da chuva, as vezes não é o suficiente e então recomenda se que os módulos sejam colocados em lugares de fácil acesso para uma limpeza manual. A inclinação do módulo é um dos fatores que ajudam na limpeza. Como por exemplo, para ocorrer uma boa lavagem com a água da chuva, é preciso que as placas estejam expostas em ângulos de no mínimo 10 graus conforme a recomendação de fabricantes de módulos fotovoltaicos.

Se o local de implantação desses painéis fotovoltaicos for perto de fábricas, ferrovias ou locais com poluição que acabam soltando partículas, a perda será maior ainda, pois essa sujeira irá se depositar nos módulos, causando uma perda na eficiência do sistema.

O que também pode acontecer, é a obstrução por sombras causadas pelas sujeiras depositadas nas áreas próximas à borda do módulo. (CHIVELET; SOLLA, 2010). Segundo Abinne (2012), o acúmulo de sujeira e poeira nos módulos reduz a capacidade de absorção da irradiação.

2.9.2 Cabos e conexões

As perdas por motivos dos cabos e das conexões, podem ser muito bem evitadas se colocados cabos mais adequados. Outro fator importante é tentar manter a distância adequada entre o sistema de condicionamento de potência e o gerador.

As quedas de tensão aceitáveis em corrente contínua é entre 1,5 e 2 %, e em corrente alternada é entre 0,5 e 1 %. O que é feito para que se tenha uma queda de tensão em valores aceitáveis é o uso de caixas de conexão que impeçam a corrosão dos cabos e conexões, e utilizar bons contatos.

Um exemplo comum, é a instalação do inversor no sótão, quando os módulos fotovoltaicos estão instalados na cobertura. (CHIVELET; SOLLA, 2010).

2.9.3 Temperatura

A perda por temperatura elevada pode ser diminuída se forem usados os módulos de silício amorfo, que perde aproximadamente 2% de potência a cada 10 graus acima do normal. Os módulos de silício cristalino têm uma perda de 4%.

O que ajuda na diminuição dessa perda, é a ventilação. Se tiver ventilação, a temperatura automaticamente diminui, fazendo com que o módulo consiga captar ainda mais a radiação solar. Essa ventilação depende muito de projeto bom dos elementos de vedação. Com um bom projeto, as células irão trabalhar alta. O indicado é uma câmara de ar ventilada de 10 centímetros de espessura.

O que é importante ser lembrado nesse caso, é que se o projeto possuir uma boa ventilação em seus módulos e até mesmo no módulo AC (conjunto módulo + inversor), eles terão uma vida útil bem maior do que se não tiver ventilação, porque a boa funcionalidade dos módulos depende muito da temperatura. (CHIVELET; SOLLA, 2010).

2.9.4 Sombreamento

O motivo de perda por sombreamento nem sempre pode ser evitado. A maioria das vezes, quando já existem edificações prontas ao redor de onde será implantado o sistema fotovoltaico, pode ser evitado ao máximo as sombras causadas pelas edificações vizinha. Mas quando, ainda não existem esses vizinhos, o maior problema é se caso algum dia construírem ao lado, e, conseqüentemente, terá sombra nos módulos.

O que pode se fazer quando já existem alguma sombra, é tentar fazer com que esta sombra não fique apenas em uma fileira, pois perderá seu rendimento. Caso não consiga evitar isso, se apenas uma célula for afetada, o rendimento será muito menor e acarretará em muita perda de radiação. O que aconteceria é o chamado "efeito de ponto quente", que é quando apenas uma célula é afetada e tem sua temperatura elevada. (CHIVELET; SOLLA, 2010).

2.10 Legislação

De acordo com a ANEEL em 17 de abril de 2012, entrou em vigor a resolução normativa nº 482/2012, possibilitando consumidor brasileiro a gerar sua própria energia elétrica com o uso fontes renováveis e fornecer o excedente para a rede de distribuição, atualmente valem as seguintes regras:

Permite-se o uso de qualquer fonte renovável, a central geradora com potência instalada até 75 quilowatts (KW) e mini geração distribuída com potência acima de 75 kW e menor ou igual a 5 MW (sendo 3 MW para a fonte hídrica), conectadas na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

Quando a geração for maior que o consumo em determinado período, o excedente gera créditos, que podem ser abatidos de faturas seguintes. De acordo com as novas regras, a validade destes créditos passou de 36 para 60 meses, podendo ser usado em outras unidades consumidoras desde que seja atendido pela mesma concessionária e o mesmo titular. Esta modalidade de créditos é conhecida como “autoconsumo remoto”.

Também possibilita a geração distribuída, (empreendimento com múltiplas unidades consumidoras) como uma cooperativa ou condomínio, desta forma a energia gerada e distribuída entra aos integrantes com porcentagem definida pelos próprios usuários.

Há ainda a possibilidade de união em cooperativa ou consorcio, instalem uma mini geração distribuída e utilizem a energia para redução de tarifas dos consorciados ou cooperados “geração compartilhada”.

Mesmo que a energia injetada na rede seja maior que consumo, o valor da conta de energia terá um valor mínimo, devido ao custo de disponibilidade valor em dinheiro equivalente a 30 kWh (monofásico), 50 kWh (bifásico) ou 100 kWh (trifásico).

2.11 Financiamento

O Programa Fundo Clima conjuntamente com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) criou mais um incentivo para o cidadão brasileiro que deseja economizar energia de um modo sustentável.

Conforme publicação no site do BNDES do dia 05 de junho de 2018, o subprograma Máquinas e Equipamentos Eficientes, pessoas físicas terão acesso a financiamentos para a instalação de sistemas de aquecimento solar e sistemas de cogeração (placas fotovoltaicas, aerogeradores, geradores a biogás e equipamentos necessários). Recurso que pode ser financiado somente em bancos públicos.

A implantação de um sistema de energia solar possibilita que os usuários reduzam o preço final da sua conta de energia pois parte será abatida pelo sistema fotovoltaico, assim consumindo menos da concessionária, visto que com vários sistemas de micro geração conectados à rede reduz o risco de quedas de energia na mesma. Dependendo da região há possibilidade de criar uma conta corrente de energia vendendo o excedente gerado para a distribuidora.

Cada beneficiado pode financiar 80% do sistema fotovoltaico com o Fundo Clima chegando até R\$ 30 milhões a cada 12 meses. Válido para qualquer pessoa física ou jurídica como prefeituras, empresas, produtores rurais e governos estaduais.

Quem tiver renda de até R\$ 90 milhões por ano, o custo é de 0,1% ao ano, e a remuneração do BNDES é de 0,9% ao ano. Já para quem tiver renda de R\$ 90 milhões por ano, o custo é de 0,1% ao ano, e a remuneração do BNDES é de 1,4% ao ano. Ou seja, 0,5% a mais de remuneração.

O limite de remuneração que os bancos públicos podem receber é 3% ao ano, se a mesma for aplicada, as taxas finais passam a ser 4,03% ao ano para quem tiver renda de até R\$ 90 milhões, para aqueles que tiverem a renda acima deste valor a taxa final é de 4,55% ao ano.

Com carência de 3 a 24 meses, o prazo limite se estende até 144 meses. Visto que este benefício é válido até 28 de dezembro de 2018.

Segundo o Fundo Clima o objetivo é financiar para quem tem um índice muito alto de eficiência energética ou aqueles que ajudem a reduzir a emissão de gases que causam o efeito estufa.

2.12 Principais Indicadores

Para diminuir custos é preciso identificar a composição das despesas em um todo, o que possibilita o cálculo de viabilidade econômica em investimentos que possam diminuir despesas durante um determinado período. Então desta forma a redução de custos deve cobrir o investimento em um período satisfatório, onde a lucratividade do investimento seja maior e o risco menor que os disponíveis no mercado (CARVALHO 2002).

Para Motta, Calôba. (2002) um o método (VLP) valor presente líquido, se mostra com alta eficiência em análise financeiro e consiste em calcular o valor líquido no início, com base em um fluxo de caixa composto de uma série de entradas e saídas de valores. O autor ressalva que a taxa interna de retorno (TIR) não tem bom resultado como critério de avaliação, dos projetos em comparações é possível que projeto de maio TIR tenha menor VPL. No caso VPL é a melhor alternativa de avaliação pois representa uma média de valores (R\$). Mas é uma boa ferramenta de auxílio.

O *Pay-back*, é o ponto onde o as parcelas de retorno se igualam ao investimento, indica a atratividade do investimento. Deve ser considerado apenas como um indicador, inadequado na seleção de investimento” (MOTTA e CALÔBA, 2002,).

Segundo Motta, Calôba. (2002) leva se em conta a teoria da decisão para análise de investimentos, determinar o momento certo para investir em uma alternativa, exige que tomada de decisão seja precisa fundada em um metodológica de análise, um método de gerenciamento, que possibilita indicar o projeto que demonstra o melhor investimento.

3 METODOLOGIA

3.1 Etapas da simulação

O software PVsyst foi utilizado para simular este projeto. No apêndice A estão localizadas as capturas de tela de todas as etapas necessárias para êxito da simulação, conforme esclarecem os parágrafos a seguir.

Obtêm-se os dados meteorológicos do local, tais como radiação, temperatura, vento. Estes dados são obtidos através de bases de dados confiáveis da empresa Meeonorm.

Após a inserção dos dados meteorológicos são inseridos os dados referentes as sombras. Quais definem as rotas e horas de sol do ano inteiro.

Configura-se o horizonte se tem alguma montanha ou edificação distantes que vai provocar sombras sobre o empreendimento.

Em seguida são inseridas as sombras próximas do local como árvores e edificações vizinhas

Assim, é possível visualizar a trajetória solar aparente e onde as sombras irão incidir e então, é disposta a orientação, inclinação e posição dos painéis fotovoltaicos afim de obter a máxima eficiência. A configuração dos painéis é voltada para o norte com inclinação igual da região de modo que a irradiação tenha máximo proveito e o sombreamento das células seja mínimo para que o sistema tenha máxima performance.

Escolhe-se a marca e potência do painel para que supra a necessidade juntamente com o inversor adequado para potência de pico.

Após a inserção dos dados e escolha dos painéis e inversor é possível saber a quantidade de painéis e área necessária para instalação, assim é montado o layout e disposição dos painéis conforme a planta de cobertura da residência em estudo.

Definem-se como padrão os coeficientes que irão gerar as perdas por causa da sujeira, temperatura e ôhmicas.

3.2 Localização da residência em estudo

Localizado no município de Arvorezinha – RS, o lote nº 04 da quadra Q.D possui 495,00 metros quadrados, sendo 16,50 metros de frente com a Rua Leodina Rodrigues Da Silva, conforme prancha A-01 em anexo.

3.3 Elaboração do projeto

Através do escritório de engenharia RIMAPI foi possível obter os projetos em anexo. Também foi possível saber que 4 pessoas habitam nesta casa. Assim, informações importantes como inclinação e área disponível de telhado para instalação dos painéis, com alguns ajustes foi possível desenvolver este trabalho.

A partir dos conhecimentos obtidos na disciplina de Projeto e Execução de Instalações Elétricas para Edificações e os dados extraídos da ABNT NBR-5410: Instalações elétricas de baixa tensão de 2004. Elaborou-se um quadro de cargas conforme a Tabela 2. Como o sistema fotovoltaico tem por objetivo abater todo o consumo de energia foi adotada uma alimentação bifásica a fim de ter uma taxa mínima de disponibilidade de 50 kWh mensal.

Tabela 2 - Quadro de cargas da residência em estudo

Quadro de cargas 220/127V									
CD	Circuito	Iluminação (W)	Tomadas coletivas (W)	Tomadas individual (W)	Total (W)	Condutor (mm ²)	Disjuntor (A)	Disp. DR (A)	FASE
1	1	1520			1520	2x1,5	16		R
	2	1160			1160	2x1,5	16		S
	3		2500		2500	3x2,5	20	2x25	R
	4		3000		3000	3x2,5	20	2x25	S
	5		1400		1400	3x2,5	20	2x25	R
	6		Chuveiro	5000	5000	2x4+1x2,5	32	2x40	R
	7		Ar Split	1500	1500	3x2,5	20	2x25	R
	8		Ar Split	1500	1500	3x2,5	20	2x25	S
	9		Ar Split	1500	1500	3x2,5	20	2x25	S
	10		Ar Split	1500	1500	3x2,5	20	2x25	S
	11		Máquina lavar/secar	2500	2500	3x2,5	20	2x25	R
	12		Máquina lavar louça	2500	2500	3x2,5	20	2x25	S
	13		Portão automático	1500	1500	3x2,5	20	2x25	S
	14		Microondas	1500	1500	3x2,5	20	2x25	S
Total instalado					28,58 KW				
Demanda calculada					20,54 KW				

Fonte: Elaborado pelo autor.

Com o quadro de cargas, os equipamentos utilizados são estes que estão no Tabela 3 abaixo, a potência de cada aparelho é obtida através do site da Eletrobrás e demais é mantida conforme quadro de cargas. É possível através da potência dos mesmos instalados montar a Tabela 3 a seguir estipulando consumos a fim de obter consumo em kWh por mês.

Tabela 3 – Consumo por equipamento mensalmente

Equipamentos	Watts	Quantidade	Horas/dia	Dias/mês	kWh
Equipamentos elétricos					
Aparelho de som	100	1	0,50	4	0,20
Batedeira	120	1	0,25	4	0,12
Carregador de telefone celular	3,5	4	2,00	26	0,73
Ferro elétrico a vapor	1000	1	0,05	4	0,20
Forno micro-ondas	1500	1	0,15	15	3,37
Geladeira 2 portas frost free	100	1	24,00	30	72,0
Lâmpada LED	15	25	3,50	28	36,75
Máquina de lavar louça	2500	1	2,00	4	20,0
Liquidificador	300	1	0,05	10	0,15
Modem de internet	5	1	24,00	30	3,60
Notebook	15	1	4,00	20	1,20
Prancha (chapinha)	500	1	0,05	10	0,25
Secador de cabelo	1000	1	0,05	15	0,75
TV em cores 32" (LED)	25	3	2,00	25	3,75
Chuveiro elétrico	5000	1	0,66	28	92,4
Ar condicionado Split	1500	4	1,00	8	48,0
Máquina de lavar e secar	2500	1	0,50	4	5,0
Portão automático	1500	1	0,02	30	0,90
TOTAL kWh no mês					289,37

Fonte: Elaborado pelo autor

3.4 Orçamentos

Com a simulação executada no software PVsyst mais o relatório final gerado, solicitou-se 6 orçamentos de diferentes empresas de diversas cidades do Rio Grande do Sul conforme a Tabela 5 afim de obter conhecimento dos valores cobrados para instalação completa de um sistema fotovoltaico.

Analisando todos os orçamentos procurando dados mais próximos da simulação executada no PVsyst, visando nas garantias e qualidade dos equipamentos. Todas empresas trabalham com painéis e inversores homologados pelo Inmetro com selo A de eficiência. A distância para instalar o sistema e a disponibilidade do serviço de manutenção foram os fatores decisivos para a triagem destas empresas.

A partir dos orçamentos elaborou-se as Tabela 4 e Tabela 5 qual foi escolhido a Empresa 1 e a Empresa 3 para estudo de viabilidade econômica.

Tabela 4 - Orçamentos garantia e dados dos equipamentos

Orçamento	Valor (R\$)	Dados do Painel				Dados do inversor			
		Garantia (anos)	Quantidade	Marca	Potência (W)	Garantia (anos)	Quantidade	Marca	Potência (kW)
Empresa 1	17.500,00	12	8	Risen	330	6	1	BB Power	3
Empresa 2	15.300,00	10	8	Jinko	330	7	1	Growatt	3
Empresa 3	15.999,00	10	8	Canadian	325	5	1	BB Power	3
Empresa 4	21.199,47	10	8	Canadian	335	5	1	ABB	3.3
Empresa 5	16.333,00	10	7	Canadian	330	5	1	Ecosolys	2.5
Empresa 6	18.390,00	10	8	Canadian	335	5	1	Fronius	3

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 5 – Distância entre a obra e a empresa

Orçamento	Distância da obra até a empresa	
Empresa 1	82 Km	Arroio do meio
Empresa 2	82 Km	Arroio do meio
Empresa 3	115 Km	Passo Fundo
Empresa 4	116 Km	Bento Gonçalves
Empresa 5	82 Km	Arroio do meio
Empresa 6	200 Km	São Leopoldo

Fonte: Elaborado pelo autor.

3.5 Viabilidade econômica

Constituíram a avaliação econômica os fluxos de caixa de dois cenários da empresa 1 e empresa 3.

Cenário 1 avalia a viabilidade de financiar as duas empresas.

Cenário 2 avalia a viabilidade de pagamento à vista das duas empresas.

Os indicadores VPL, *Pay-Back*, VAUE, TIR, ROIA e TER aplicados em cada fluxo de caixa permitem uma análise confiável para a tomada de decisão.

Tabela 6 – Linhas de Financiamento

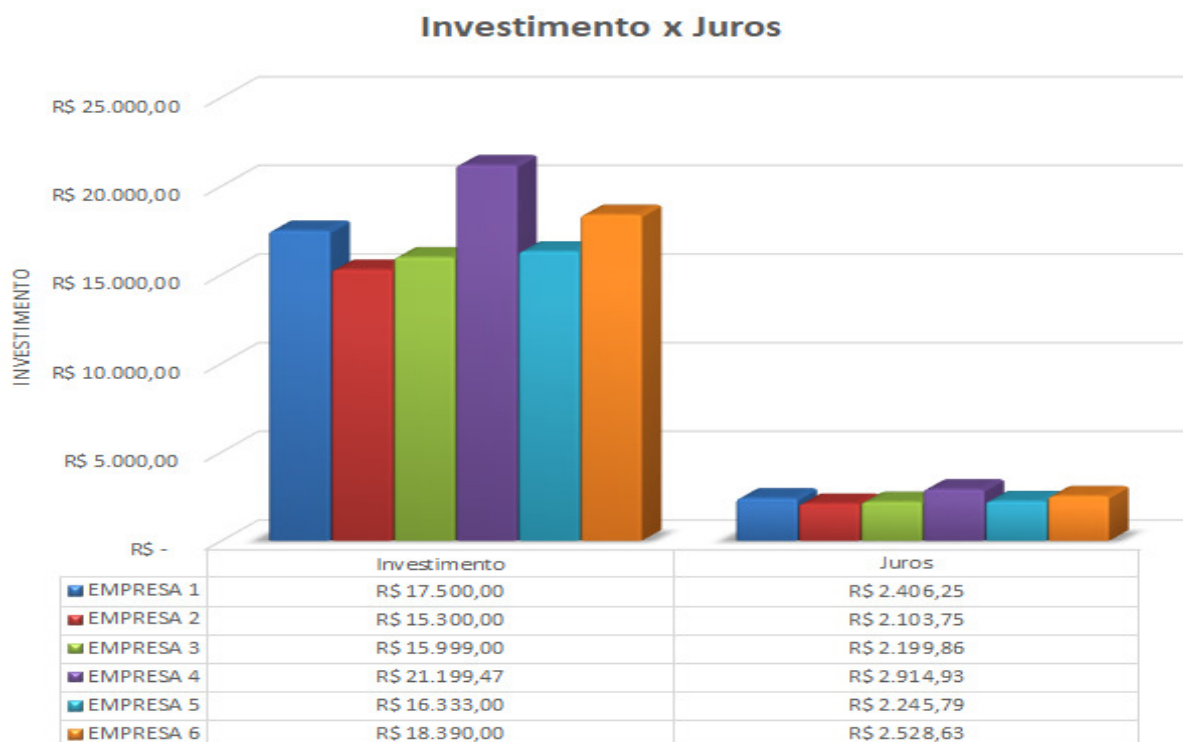
INSTITUIÇÃO	LINHA	TAXA
BANCO DO BRASIL	Pronanp	6% a.a (até 10 anos para pagar)
BANCO DO BRASIL	Inovagro	6% a.a (até 10 anos para pagar)
BANCO DO BRASIL	Pronaf Mais Alimentos	2,5% a.a (até 10 anos para pagar)
BANCO DO BRASIL	Proger Empresa	TLP +5% a.a (até 6 anos)
SICREDI	Pronaf Mais Alimentos	2,5% a.a (até 10 anos para pagar)
SICREDI	Financiamento para energia solar	1% a.mês (até 10 anos para pagar)
SANTANDER	Sustentabilidade	0,99% a.mês (até 3 anos para pagar)
BNDES	Fundo Clima	4,03% a.ano (até 12 anos para pagar)
CRESOL	Financiamento para energia solar	1,2% a.mês (até 5 anos para pagar)

Fonte: Elaborado pelo autor.

A partir da Tabela 4, foi escolhido para financiar as empresas 1 e 3 as linhas Pronaf Mais Alimentos por possuírem a taxa mais baixa de 2,5% a.a com até 10 anos para pagar e por estar disponível no Banco do Brasil e Sicredi. Bancos de elevada adesão.

Com o financiamento gerado no modelo de sistema de amortização constante SAC foi possível gerar planilhas simulando o financiamento de 10 anos em cada empresa e posteriormente o gráfico da Figura 18 com objetivo de comparar a diferença de investimento e juros.

Figura 18 – Gráfico de comparação do investimento com taxa de juros



Fonte: Elaborado pelo autor.

A seguir na Tabela 7 e Tabela 8 pode-se visualizar o financiamento na Empresa 1 e Empresa 3 com pagamento em 10 anos, com suas respectivas prestações, valor amortizado e juros.

Tabela 7 – Financiamento 10 anos na Empresa 1

Ano	Prestação	Amortização	Juros	Saldo Devedor
0				17.500,00
1	2.187,50	1.750,00	437,50	15.750,00
2	2.143,75	1.750,00	393,75	14.000,00
3	2.100,00	1.750,00	350,00	12.250,00
4	2.056,25	1.750,00	306,25	10.500,00
5	2.012,50	1.750,00	262,50	8.750,00
6	1.968,75	1.750,00	218,75	7.000,00
7	1.925,00	1.750,00	175,00	5.250,00
8	1.881,25	1.750,00	131,25	3.500,00
9	1.837,50	1.750,00	87,50	1.750,00
10	1.793,75	1.750,00	43,75	0,00

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 8 – Financiamento 10 anos na Empresa 3

Ano	Prestação	Amortização	Juros	Saldo Devedor
0				15.999,00
1	1.999,88	1.599,90	399,98	14.399,10
2	1.959,88	1.599,90	359,98	12.799,20
3	1.919,88	1.599,90	319,98	11.199,30
4	1.879,88	1.599,90	279,98	9.599,40
5	1.839,89	1.599,90	239,99	7.999,50
6	1.799,89	1.599,90	199,99	6.399,60
7	1.759,89	1.599,90	159,99	4.799,70
8	1.719,89	1.599,90	119,99	3.199,80
9	1.679,90	1.599,90	80,00	1.599,90
10	1.639,90	1.599,90	40,00	0,00

Fonte: Elaborado pelo autor.

Para elaboração do fluxo de caixa, a taxa mínima de atratividade TMA para o cenário 1, foi a mesma da taxa de financiamento 2,5% a.a.

Já para o sistema com pagamento à vista a TMA foi de 4,55% a.a simulando uma aplicação na poupança.

4 ANÁLISE DOS RESULTADOS

Retirados do relatório final do software PVsyst, as informações abaixo representam dados e características da simulação.

Dados do projeto em estudo:

Cidade: Arvorezinha - RS

Latitude: -28,86° S

Longitude: -52,19° W

Altitude: 735m

Albedo: 0,20

Dados meteorológicos da Base de dados Meteonorm 7.1 (2006 a 2012)

Inclinação do telhado: 24°

Azimute: 0°

Modelo de cálculo: Perez

Características dos painéis fotovoltaicos:

8 Módulos fotovoltaicos de silício poli cristalinos

Marca: Canadian Solar

Modelo: CS6U-330P-AG 1500V

Conectados em paralelo formando 1 string

Potência total de 2640Wp

Ocupando uma área de 15,6m²

Características do Inversor:

Marca Fronius USA

Modelo Galvo 2.5-1 / 208

Potência 2.5 kWac

Perdas:

Considerado todas em padrão, os resultados da Figura 19 apresentam em porcentagem um total de 10,25% de perdas, sendo as mais impactantes: sujeira com 3,0%, ôhmicas com 1,5%, degradação com 2,0%, sombreamento com 1,0% e

invalidez do sistema, que seria 7 dias no ano sem funcionar por alguma falha causando uma perda de 2,0%

Figura 19 – Relatório percentual de perdas do sistema fotovoltaico

FATORES DE PERDA NO ARRANJO FOTOVOLTAICO

Perdas por sujeira		Fração de perda	3,00%
Perdas por temperatura	Uc constante 29 W/m ² K	Uv (vento)	0,0 W/m ² K m/s
Perdas ohmicas nos cabos	502 mOhm	Fração de perda	1,50%
Quedas de voltagem	0,7 V	Fração de perda	0,20%
Degradação induzida pela luz		Fração de perda	2,00%
Perda de qualidade do módulo		Fração de perda	-0,40%
Perda por incompatibilidade do módulo		Fração de perda	1,00%
Perda por incompatibilidade das séries		Fração de perda	0,10%
Efeito da incidencia do albedo	IAM= 1-bo (1/cos i -1)	parametro	0,05
indisponibilidade do sistema	7,3 dias em 3 periodos	Fração de tempo	2,00%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Para uma melhor visualização, a perspectiva 3D foi disponibilizada pelo Escritório de Engenharia RIMAPI e assim inserido os 8 painéis voltados para o norte, como apresentado na Figura 20. Também, o projeto completo como planta baixa, cortes e fachada estão disponíveis em anexo para melhor entender a locação dos painéis.

Figura 20 – Perspectiva 3D da residência em estudo com vista dos painéis



Fonte: RIMAPI Escritório de Engenharia. Adaptado pelo autor.

Na Figura 21 apresenta-se uma vista superior aparecendo as águas dos telhados bem como a boa compatibilidade dos painéis com o telhado norte disponível.

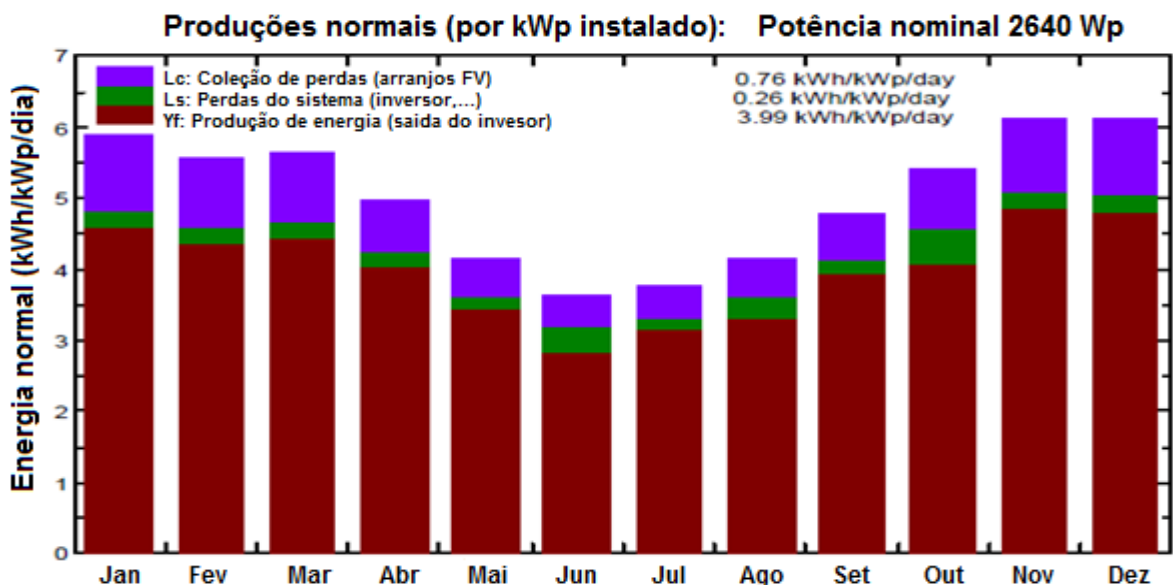
Figura 21 – 3D da vista superior ilustrando telhados e painéis fotovoltaicos



Fonte: RIMAPI Escritório de Engenharia. Adaptado pelo autor.

A figura 22 apresenta em vermelho a capacidade de produção de energia das células fotovoltaicas ao longo do ano. Pode-se perceber uma queda de produção no período de inverno onde temos menos horas de sol. Em verde simboliza as perdas do sistema. Em roxo as perdas de captação.

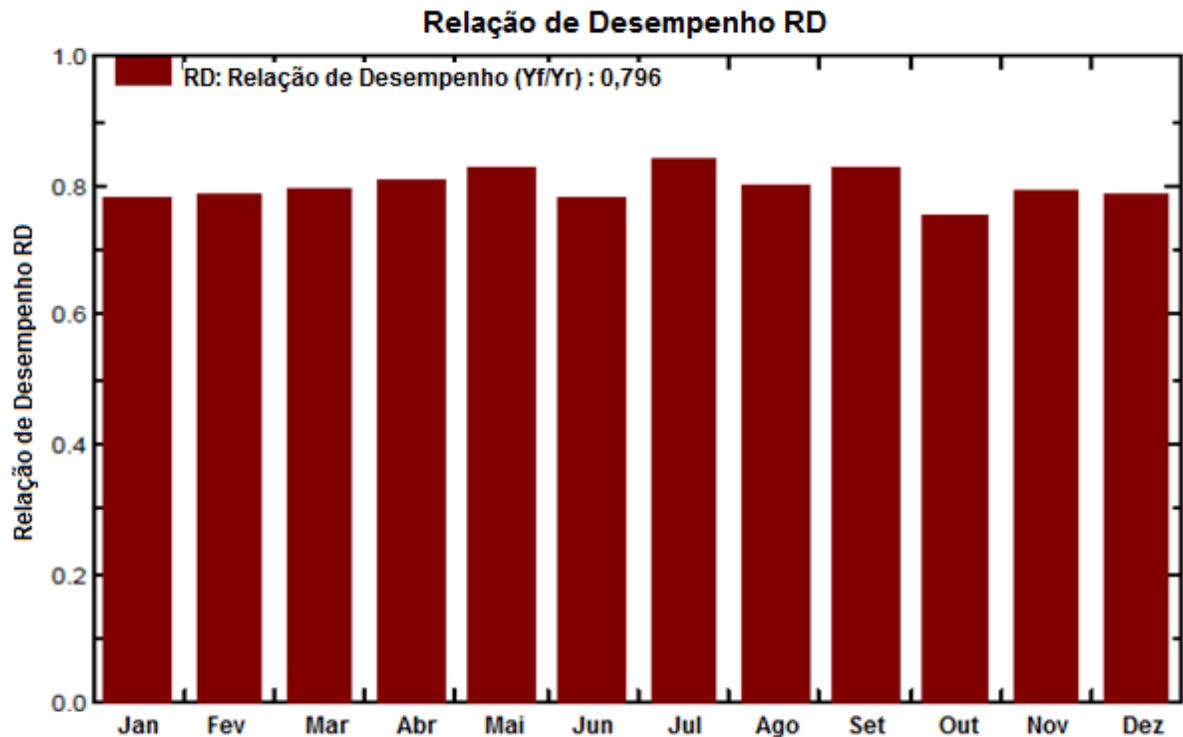
Figura 22 – Produção de energia e respectivas perdas mensais



Fonte: Elaborado pelo autor.

No gráfico de barras da Figura 23 pode-se perceber a performance mensal do sistema que varia pouco por não ter objetos que provocam sombras, assim temos uma performance média de 79,6% de aproveitamento do sistema fotovoltaico.

Figura 23 – Performance mensal do sistema fotovoltaico



Fonte: Elaborado pelo autor.

Um resumo de todos os gráficos e resultados mensais do sistema fotovoltaico estão dispostos a seguir na Tabela 9 disponibilizada pelo software. Nesta tabela pode-se comprovar a irradiação global direta e difusa que o sistema pode gerar por metro quadrado, como apresentada na Tabela 9. A temperatura nas células fotovoltaicas acompanha o clima da região, mais resfriada no inverno e trabalhando com temperaturas mais elevadas no verão, estas temperaturas são consideravelmente baixas devido ao espaçamento que foi deixado entre o telhado e o módulo fotovoltaico, possibilitando a circulação de vento resfriando as células. A energia gerada em corrente contínua é transformada em corrente alternada que é injetada na rede, como mostra as colunas 7 e 8. É possível perceber uma perda considerável nesta transformação, qual é baseada a performance do sistema. Perdas que ocorrem devido aos fatores apresentados anteriormente na cor roxa e verde na Figura 22.

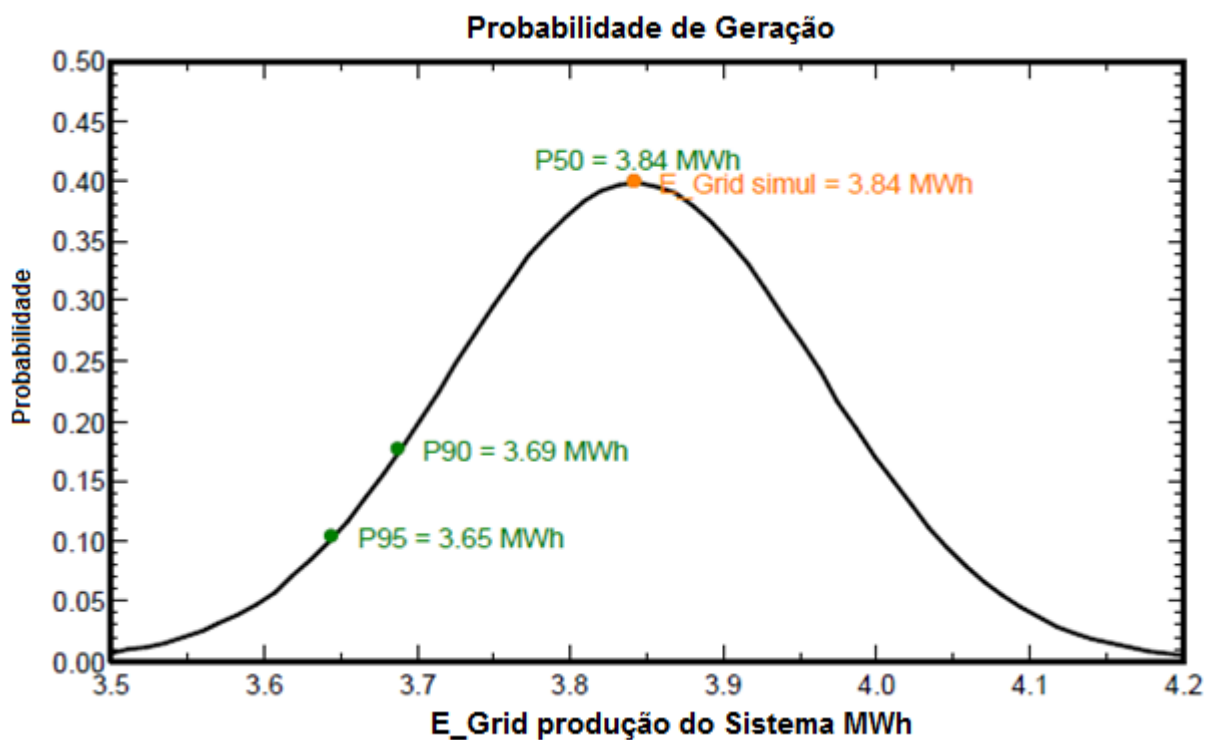
Tabela 9 - Resultados mensais do sistema fotovoltaico

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR
Janeiro	193.4	85.90	23.7	182.1	170.2	396.1	376.1	0.782
Fevereiro	155.2	72.09	22.91	155.6	145.6	339.8	322.5	0.785
Março	158.9	67.67	21.92	174.0	163.6	383.0	364.4	.793
Abril	123.4	50.55	18.27	149.4	140.4	336.4	319.9	0.811
Mai	98.3	39.65	14.32	128.8	121.3	296.5	281.7	0.829
Junho	80.0	33.26	12.59	108.7	102.2	252.3	224.3	0.782
Julho	88.5	40.96	11.65	116.2	109.2	271.4	258.0	0.841
Agosto	104.1	46.31	13.65	128.4	120.9	296.0	270.9	0.799
Setembro	129.0	72.79	14.42	143.1	133.9	328.9	312.9	0.828
Outubro	163.9	74.22	18.22	167.6	157.1	374.6	333.6	0.754
Novembro	192.8	76.28	20.02	184.1	172.5	405.1	384.8	0.792
Dezembro	206.1	83.73	22.26	189.5	177.0	413.9	393.3	0.786
Ano	209.0	743.40	17.80	1827.5	1713.7	4093.9	3842.3	0.796

Legendas: GlobHor Irradiação Global Horizontal GlobEff Eficiência Global corrigida com perdas e sombras
 DiffHor Irradiação Difusa Horizontal EArray Energia Efetiva na saída da dos painéis
 T Amb Temperatura Ambiente E_Grid Energia injetada na rede
 GlobInc Incidência Global no Plano PR Relação de desempenho

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 24 – Curva padrão de probabilidade de produção



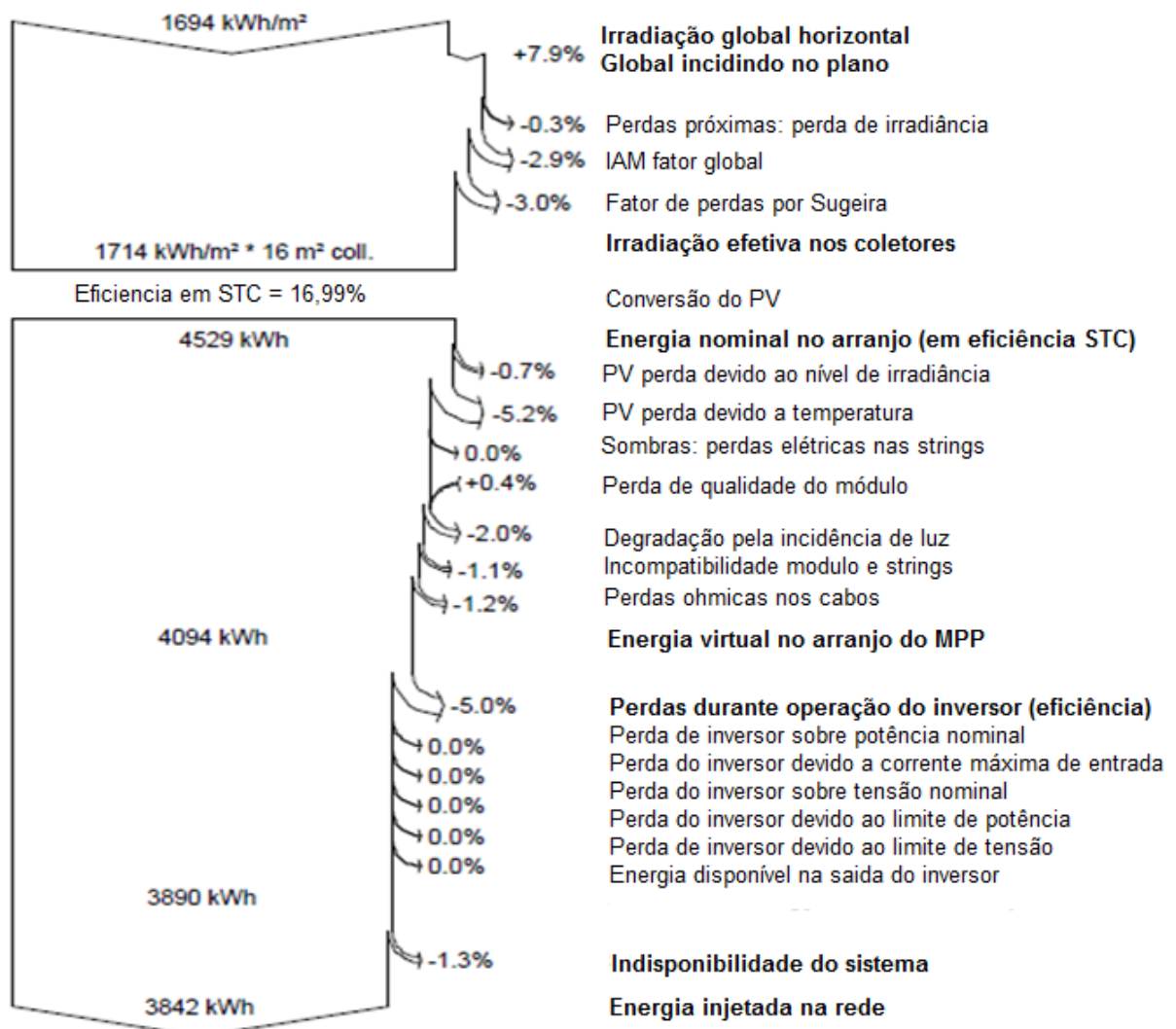
Fonte: Elaborado pelo autor.

O software cria uma distribuição normal conforme a Figura 24, qual é mais utilizada para probabilidades de fenômenos naturais. Nesta distribuição é possível visualizar que no ponto P50 a expectativa do sistema gerar aproximadamente 3.84 MWh durante o ano é muito baixa, mas não sendo impossível.

Porem a probabilidade de gerar o valor P90 de 3.69 MWh é maior. Com o valor da P95 a probabilidade é de gerar 3.65 MWh é semelhante e melhor estimativa de valor plausível de captação de energia para este sistema.

A figura 25 apresenta os percentuais de ganhos e perdas do sistema.

Figura 25 – Porcentagens de geração e perdas



Fonte: Elaborado pelo autor.

Por fim, para finalizar a análise dos resultados do software, a Figura 25 resume em percentagens todos os ganhos e perdas do sistema fotovoltaico desde a captação

por metro quadrado até a energia a ser injetada na rede elétrica considerando todas as perdas padrão do sistema.

Analise do fluxo de caixa:

Para elaboração do fluxo de caixa foi retirado da Tabela 3 um consumo médio de 290 kWh por mês, baseado na fatura de energia em anexo o custo final com tributos é de 270,81 reais, adotando este valor no ano teremos um valor total de 3249,72 reais, quais foram inseridos no fluxo de caixa.

Para a taxa mínima de disponibilidade de uma rede bifásica é 50 kWh mensal isto terá um custo fixo de aproximadamente 40,00 reais, ou seja, pelo uso da rede da RGE e demais tributos contando com taxa de iluminação pública, somando os 12 meses do ano serão de 480,00 reais de despesas por ano.

Estes dados podem ser visualizados com mais detalhes nas planilhas do apêndice B, onde constam detalhadamente o lucro líquido, amortização, juros e valores no tempo futuro para aplicação dos indicadores.

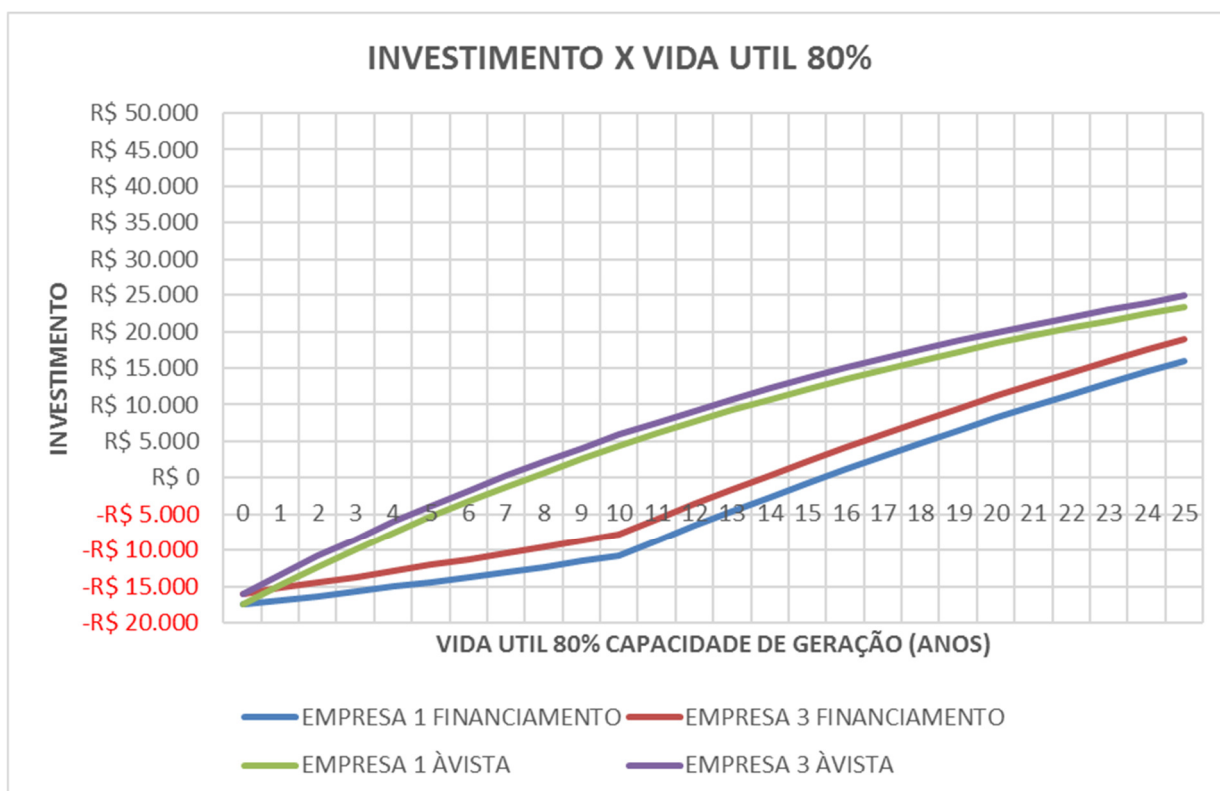
Tabela 10 - Fluxo de caixa dos cenários

ANO	EMPRESA 1 FINANCIAMENTO	EMPRESA 3 FINANCIAMENTO	EMPRESA 1 À VISTA	EMPRESA 3 À VISTA
0	-R\$ 17.500	-R\$ 15.999	-R\$ 17.500	-R\$ 15.999
1	-R\$ 16.932	-R\$ 15.248	-R\$ 14.851	-R\$ 13.350
2	-R\$ 16.336	-R\$ 14.477	-R\$ 12.317	-R\$ 10.816
3	-R\$ 15.714	-R\$ 13.688	-R\$ 9.893	-R\$ 8.392
4	-R\$ 15.068	-R\$ 12.882	-R\$ 7.575	-R\$ 6.074
5	-R\$ 14.399	-R\$ 12.060	-R\$ 5.358	-R\$ 3.857
6	-R\$ 13.708	-R\$ 11.224	-R\$ 3.237	-R\$ 1.736
7	-R\$ 12.997	-R\$ 10.374	-R\$ 1.209	R\$ 292
8	-R\$ 12.268	-R\$ 9.513	R\$ 731	R\$ 2.232
9	-R\$ 11.522	-R\$ 8.640	R\$ 2.587	R\$ 4.088
10	-R\$ 10.759	-R\$ 7.757	R\$ 4.362	R\$ 5.863
11	-R\$ 8.648	-R\$ 5.646	R\$ 6.060	R\$ 7.561
12	-R\$ 6.589	-R\$ 3.587	R\$ 7.684	R\$ 9.185
13	-R\$ 4.580	-R\$ 1.578	R\$ 9.237	R\$ 10.738
14	-R\$ 2.619	R\$ 383	R\$ 10.723	R\$ 12.224
15	-R\$ 707	R\$ 2.295	R\$ 12.144	R\$ 13.645
16	R\$ 1.159	R\$ 4.161	R\$ 13.503	R\$ 15.004
17	R\$ 2.979	R\$ 5.981	R\$ 14.803	R\$ 16.304
18	R\$ 4.755	R\$ 7.757	R\$ 16.046	R\$ 17.547
19	R\$ 6.487	R\$ 9.489	R\$ 17.235	R\$ 18.736
20	R\$ 8.178	R\$ 11.180	R\$ 18.373	R\$ 19.874

21	R\$ 9.827	R\$ 12.829	R\$ 19.461	R\$ 20.962
22	R\$ 11.436	R\$ 14.438	R\$ 20.501	R\$ 22.002
23	R\$ 13.005	R\$ 16.007	R\$ 21.497	R\$ 22.998
24	R\$ 14.536	R\$ 17.538	R\$ 22.449	R\$ 23.950
25	R\$ 16.030	R\$ 19.032	R\$ 23.359	R\$ 24.860

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 26 – Gráfico do fluxo de caixa dos cenários



Fonte: Elaborado pelo autor.

Pode-se perceber claramente através da Tabela 10 e da Figura 26 o rápido abatimento do valor investido quando é pago à vista, sendo assim neste intervalo de tempo a possibilidade de investir em outras aplicações, até mesmo na poupança.

Um financiamento é atraente por ter uma parcela pequena por ano quando se analisa o prazo de 10 anos para pagar. Entretanto, na possibilidade de pagar o sistema à vista levando em consideração a garantia contra defeitos de fabricação dos painéis e do inversor respectivamente na empresa 1 é de 12 anos e 6 anos, já da empresa 3 é de 10 anos e 5 anos. Ao aplicar os indicadores, pode-se fazer uma análise crítica viabilizando ou não o projeto neste ponto de vista.

A Tabela 11 mostra valores e porcentagens dos indicadores para financiamento de 100% do sistema solar mediante um pagamento em 10 anos com taxa de juros de 2,5% a.a.

Tabela 11 – Cenário 1 - Indicadores do sistema financiado

	VPL	Pay-back	VAUE	TIR	ROIA	TER
Empresa 1	16.030,36	15,38	870,06	7,28%	1,07%	3,59%
Empresa 3	19.032,36	13,80	1.033,00	8,63%	1,40%	3,93%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Já a Tabela 12 apresenta os indicadores para pagamento à vista, considerando aplicação na poupança a juros de 4,55% a.a.

Tabela 12 – Cenário 2 - Indicadores do sistema com pagamento à vista

	VPL	Pay-back	VAUE	TIR	ROIA	TER
Empresa 1	23.359,44	7,60	1.583,46	15,38%	2,74%	7,41%
Empresa 3	24.860,44	6,86	1.685,20	16,97%	3,05%	7,74%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Mesmo com uma taxa de juros pequena quando aplicado na poupança, é viável um pagamento à vista quando comparado ao financiamento, visto que a TIR Taxa Interna de Retorno da empresa 1 é 8,1% mais rápida quando o pagamento é à vista, ou seja, este capital pode ser investido em outras aplicações ou continuar aplicado a poupança.

Quando comparado tempo de retorno do investimento com a garantia dos painéis e inversor, o *Pay-back* tem uma margem consideravelmente grande, sendo que para pagamento à vista pode-se pagar um pouco mais de 2 vezes o sistema, tanto para qualquer uma das duas empresas. No pagamento à vista, ao atingir o tempo de retorno, recém acabou a garantia dos inversores e ainda restam de 3 a 4 anos de garantia das placas fotovoltaicas.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente trabalho apresenta o dimensionamento de um sistema fotovoltaico para atender uma residência de aproximadamente 200 m², com a previsão de ocupação por 4 pessoas. Para isto, foi utilizado um projeto que possui uma área adequada de telhado voltado ao norte para instalações das placas fotovoltaicas.

Em muitos casos, a energia solar fotovoltaica não é compatibilizada com a arquitetura, a instalação é executada na maioria das vezes quando a edificação já está pronta. Com isso, muitas vezes, não se tem área de telhado suficiente para o atendimento da demanda por energia elétrica. Também nem sempre é possível obter o melhor desempenho do sistema devido à inclinação e área do telhado ser incompatível. Então é muito importante pensar na fase de projeto em planejar uma área adequada de telhado com a correta inclinação para melhor captação da energia solar.

O objetivo principal deste trabalho foi conhecimento do custo de instalação, o tempo de retorno do investimento e quais os benefícios de instalar um sistema fotovoltaico. Este estudo será de muito proveito para futuros estudos de viabilidade no entorno onde foi executada a simulação, visto que é um loteamento que terá 70 lotes somente para residências. Assim, ao adquirir um terreno o proprietário terá uma idéia se o investimento é viável ou não partindo dos resultados deste trabalho que se baseia em um consumo médio mensal de 290 kWh.

Avaliando o cenário 1 que simula dois financiamentos é possível concluir que devido à baixa taxa de juros de 2,5% ao ano com 10 anos para pagar é viável este projeto, porque todos os indicadores resultaram positivamente, qual é necessário para aceitar ou rejeitar um projeto.

Já o cenário 2, que visa um pagamento à vista, é visível que todos os indicadores convergem mais positivamente tendo um maior retorno e maior valor presente líquido aos 25 anos.

Entre os dois cenários, conclui-se que é melhor e mais atraente investir no cenário 2, em um pagamento à vista porque o *pay-back* acontece 7 anos antes do que no cenário 1 que é financiado. Neste trabalho foi embutida a taxa de juros da poupança após o *pay-back*, assim é possível aplicar este dinheiro na poupança e ao final dos 25 anos ainda possui um VPL maior de aproximadamente R\$ 4.000,00.

A análise dos seis orçamentos solicitados apresenta dados muito parecidos, que precisaram ser analisados com muita precisão, comparando-se todos os modelos e marcas dos equipamentos, bem como a garantia dos mesmos. Também a distância da empresa que instalará o sistema, caso precisar de uma manutenção futura. Todos apresentaram semelhança com a simulação, porém os orçamentos das empresas 1 e 3 são os dois melhores para análise de viabilidade econômica, tendo como objetivo melhor custo benefício ao longo dos 25 anos de vida útil das placas fotovoltaicas, sendo que ao atingir os 25 anos os painéis ainda continuarão gerando 80% de sua capacidade.

Conclui-se que a energia fotovoltaica é uma boa opção pois evita a emissão de CO₂ por ser uma energia limpa, que não precisa de combustível fóssil para funcionar. Um dos pontos positivos é que ela é proveniente dos raios emitidos pelo sol que não tem custo. O que nos faz concluir que a disponibilidade desse tipo de energia é infinita. Outro ponto positivo de suma importância é que essa energia não agride o meio ambiente e conseqüentemente, se tornou uma das maneiras mais ecológicas de produzir energia elétrica.

REFERÊNCIAS

- ABINNE. Associação Brasileira da indústria elétrica e eletrônica. **Propostas para inserção da Energia solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira**. 2012. Disponível em: <<http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/profotov.pdf>>. Acesso em: 09 junho 2018.
- AGULLÓ, Rubén. Energia solar fotovoltaica. Porto Alegre, 2018. 49 p. Apostila.
- ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. 2008. **Por dentro da conta de luz**. Agência Nacional de Energia Elétrica. 4. Ed. - Brasília: ANEEL, 2008. 32p.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Energia Solar**. 2005. Disponível em: <[www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/03-Energia_Solar\(3\).pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/03-Energia_Solar(3).pdf)>. Acesso em: 15 junho 2018.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. ABNT NBR-5410:**Instalações elétricas de baixa tensão**, 2004. 209 p.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. ABNT NBR-6023:**Informação e documentação – Referências - Elaboração**, 2002.
- BNDES muda regra e pessoas físicas podem investir em energia solar. BNDS. 2018. Disponível em: <<https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/imprensa/noticias/conteudo/bndes-muda-regra-e-pessoas-fisicas-podem-investir-em-energia-solar>>. Acesso em: 13 junho 2018.
- CÂMARA, Carlos F. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. 2011. Disponível em: <<http://www.solenerg.com.br/files/monografia-Carlos-Fernando-Camara.pdf>>. Acesso em: 15 junho 2018.
- CARVALHO, Juraci Vieira de. **ANÁLISE ECONÔMICO DE INVESTIMENTOS**. Rio De Janeiro. Qualitymark. 2002
- CHIVELET, NURIA MARTÍN; SOLLA, IGNACIO FERNÁNDEZ. **Técnicas de vedação fotovoltaica na arquitetura**. Porto Alegre: Bookman, 2010. 193 p.
- ENOVA ENERGIA: ENTENDA O QUE INFLUENCIA A GERACAO DO SEU SISTEMA SOLAR “FELIPE SIMÕES”. 2015. Disponível em: <<http://www.enovaenergia.com.br/blog/post/entenda-o-que-influencia-a-geracao-do-seu-sistema-solar>>. Acesso em: 15 junho 2018.
- LABORATÓRIO DE CARTOGRAFIA: USFM. 2018. Disponível em: <http://coral.ufsm.br/cartografia/index.php?option=com_content&view=article&id=43&Itemid=39>. Acesso em: 05 junho 2018.
- METEONORM. Versão 7.2.4: Meteonorm, 2018. Digital
- MOTTA, Regis R; CALÔBA, Guilherme M. **ANÁLISE DE INVESTIMENTOS**. São Paulo: Atlas, 2002.

PINHO João T., GALDINO, Marco A. **MANUAL DE ENGENHARIA PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS**. CEPEL – CRESESB. 2014. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf>. Acesso em: 10 junho 2018.

PORTOLAN Ísis dos Santos; **Building-integrated photovoltaics (bipv) para arquitetos e engenheiros civis**. UFSM. 2014. Disponível em: <<https://www.leonardo-energy.org.br/wp-content/uploads/2018/02/Doc-11-er-Minicurso-BIPV-para-Arquitetos-e-Engenheiros-Civis.pdf>>. Acesso em: 16 junho 2018.

PVSYST. Photovoltaic systems software, versão 6.68: Pvsyst, 2018. Digital

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 17 junho 2018.

ROAF, Sue, FUENTES, Manuel, THOMAS-REES, Stephanie. **Ecohouse: a casa ambientalmente sustentável**. 3ª Edição. Porto Alegre: Bookman, 2009. 488 p.

ROAF, Sue, FUENTES, Manuel, THOMAS-REES, Stephanie. **Ecohouse: a casa ambientalmente sustentável**. 4ª Edição. Porto Alegre: Bookman, 2014. 484 p. Livro eletrônico.

ROMÉRO, MARCELO DE ANDRADE; DOS REIS, LINEU BELICO. **Eficiência energética em edifícios**. Barueri: Manole, 2012. 195 p.

SAIBA MAIS SOBRE ENERGIA SOLAR: NEOSOLAR. 2018. Disponível em: <<https://www.neosolar.com.br/duvidas/saiba-mais/conector-mc4>>. Acesso em: 18 abril 2018.

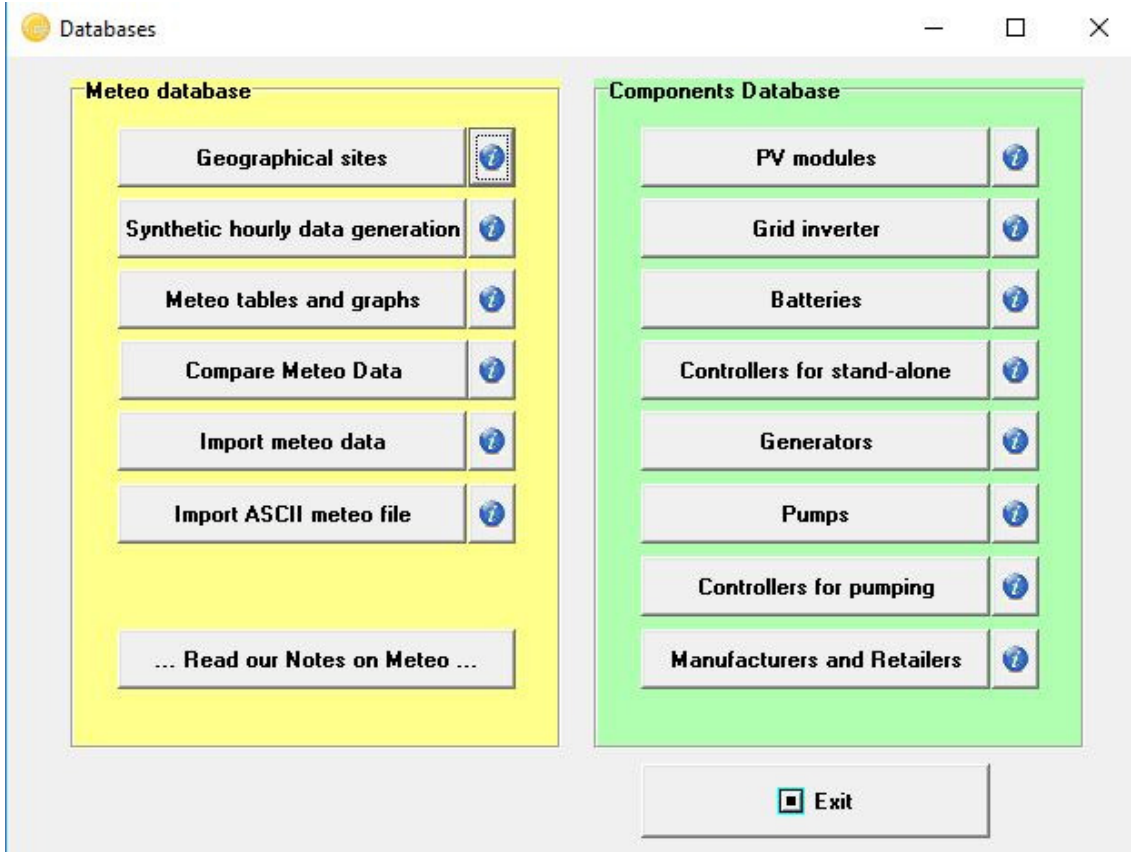
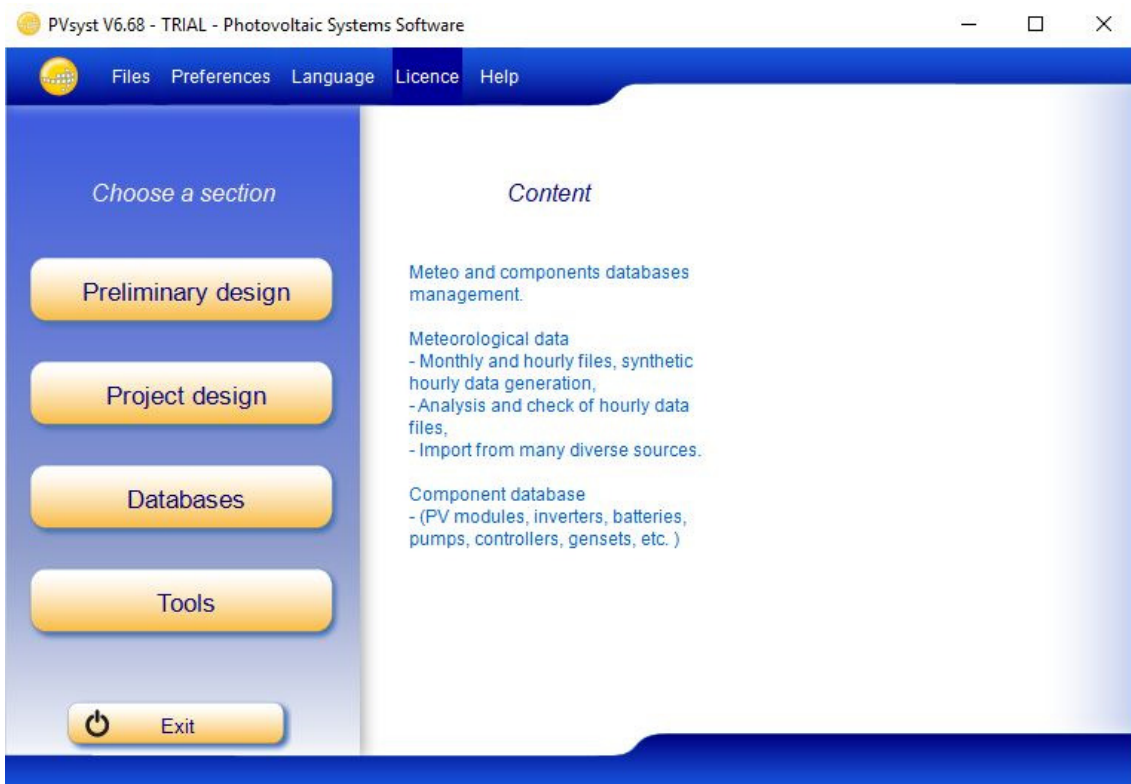
TABELA DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA - SISTEMA DE ENERGIA FOTOVOLTAICA - MÓDULOS - Edição 2017. 2017. Disponível em: <http://www.inmetro.gov.br/consumidor/pbe/tabela_fotovoltaico_modulo.pdf>. Acesso em: 06 outubro 2018.

TABELAS DE CONSUMO / EFICIÊNCIA ENERGÉTICA - COMPONENTES FOTOVOLTAICOS - INVERSORES CONECTADOS À REDE (ON GRID). 2017. Disponível em:<http://www.inmetro.gov.br/consumidor/pbe/tabela_fotovoltaico_modulo.pdf>. Acesso em: 06 outubro 2018.

VICHI, Flavio M., MANSOR, Maria T. C. **Energia, meio ambiente e economia: o brasil no contexto mundial**. São Paulo 2009. Disponível em: <<http://www.scielo.br/pdf/qn/v32n3/a19v32n3.pdf>>. Acesso em: 16 junho 2018.

VILLALVA, Marcelo Gradella. **Energia solar fotovoltaica conceitos e aplicações**. 2ª Edição. São Paulo Erica, 2015. 225 p. Livro eletrônico.

APÊNDICE A – ETAPAS DO PVSYS



Geographic site parameters for Arvorezinha_MN71nova.SIT

Geographical Coordinates | Monthly meteo | Interactive Map

Location

Site name: Arvorezinha

Country: Brazil | Region: South America

Geographical Coordinates

Sun paths

	Decimal	Deg.	min.	
Latitude	-28.86	[°]	-28	52 (+ = North, - = South hemisph.)
Longitude	-52.19	[°]	-52	11 (+ = East, - = West of Greenwich)
Altitude	735	M above sea level		
Time zone	-3.0	Corresponding to an average difference		
Legal Time - Solar Time =				0h 29m

Meteo data Import

Meteonorm 7.1
 NASA-SSE

Import

Tabular I/O (Excel)

Import

Export line

Export table

New Site | Print | Close

Geographic site parameters for Arvorezinha_MN71nova.SIT

Geographical Coordinates | Monthly meteo | Interactive Map

Site: **Arvorezinha (Brazil)**

Data source: Meteonorm 7.1 (2006-2012), Sat=95%

	Global Irrad. kWh/m ² .mth	Diffuse kWh/m ² .mth	Temper. °C	Wind Vel. m/s
January	193.4	85.9	23.7	3.30
February	155.2	72.1	22.9	3.09
March	158.9	67.7	21.9	3.10
April	123.4	50.6	18.3	2.80
May	98.3	39.6	14.3	2.90
June	80.0	33.3	12.6	3.00
July	88.5	41.0	11.7	3.21
August	104.1	46.3	13.7	3.50
September	129.0	72.8	14.4	3.80
October	163.9	74.2	18.2	3.69
November	192.8	76.3	20.0	3.60
December	206.1	83.7	22.3	3.49
Year	1693.6	743.5	17.8	3.3

Required Data

Horizontal global irradiation
 Average Ext. Temperature

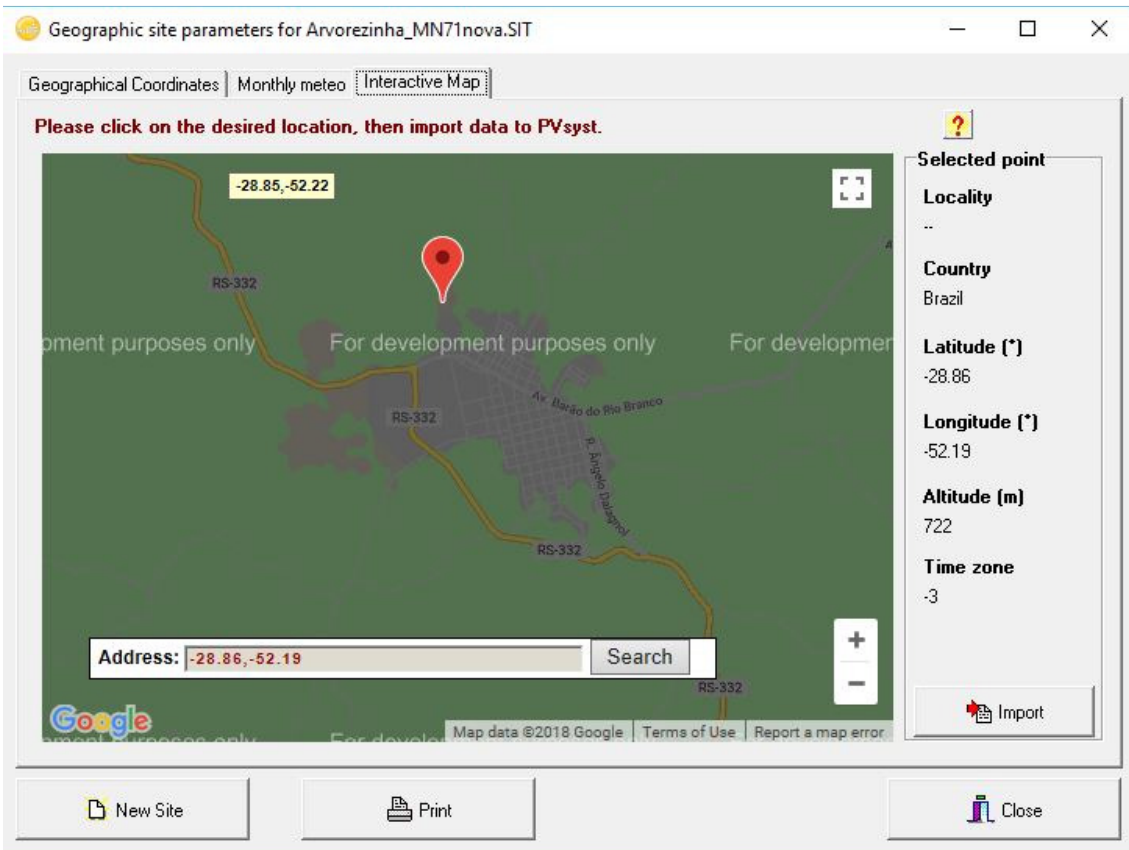
Extra data

Horizontal diffuse irradiation
 Wind velocity

Irradiation units

kWh/m².day
 kWh/m².mth
 MJ/m².day
 MJ/m².mth
 W/m²
 Clearness Index Kt

New Site | Print | Close



Project: TCC FRANCISCO.PRJ

Project Site Variant

Project's designation

File name: **TCC FRANCISCO.PRJ** Project's name: teste tcc v2 02/10

Site File: Arvorezinha | Arvorezinha_MN71.SIT | Brazil

Meteo File: Arvorezinha_MN71_SYNnova.MET | Meteorom 7.1 (2006-2012), Sat=95% | Synthetic | 0 km

Simulation done
(version 6.68, date 01/10/18)

Meteo database

Project settings

System Variant (calculation version)

Variant n°: VCO : simulação 01/10

Input parameters

Mandatory

Orientation

System

Detailed losses

Self-consumption

Optional

Horizon

Near Shadings

Module layout

Economic eval.

Miscellaneous tools

Simulation

Run Simulation

Advanced Simul.

Report

Detailed results

Results overview

System kind	Sheds on ground
System Production	3843 kWh/yr
Specific production	1456 kWh/kWp/yr
Performance Ratio	0.796
Normalized production	3.99 kWh/kWp/day
Array losses	0.76 kWh/kWp/day
System losses	0.26 kWh/kWp/day

System overview

Exit

Project settings

Albedo | Design conditions | Other limitations | Preferences

Albedo values

Monthly values

Jan.	0.20	July	0.20
Feb.	0.20	Aug.	0.20
Mar.	0.20	Sep.	0.20
Apr.	0.20	Oct.	0.20
May	0.20	Nov.	0.20
June	0.20	Dec.	0.20

Set a common value

Common value: 0.20
(Default: albedo = 0.2)

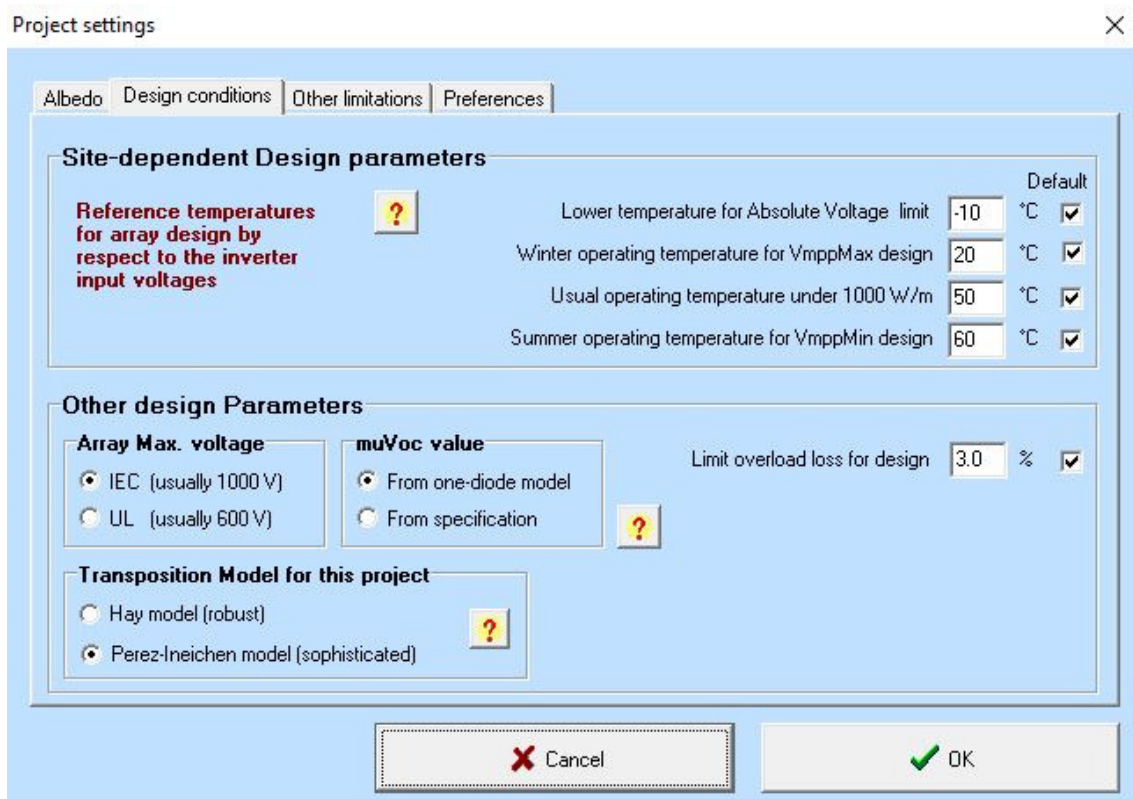
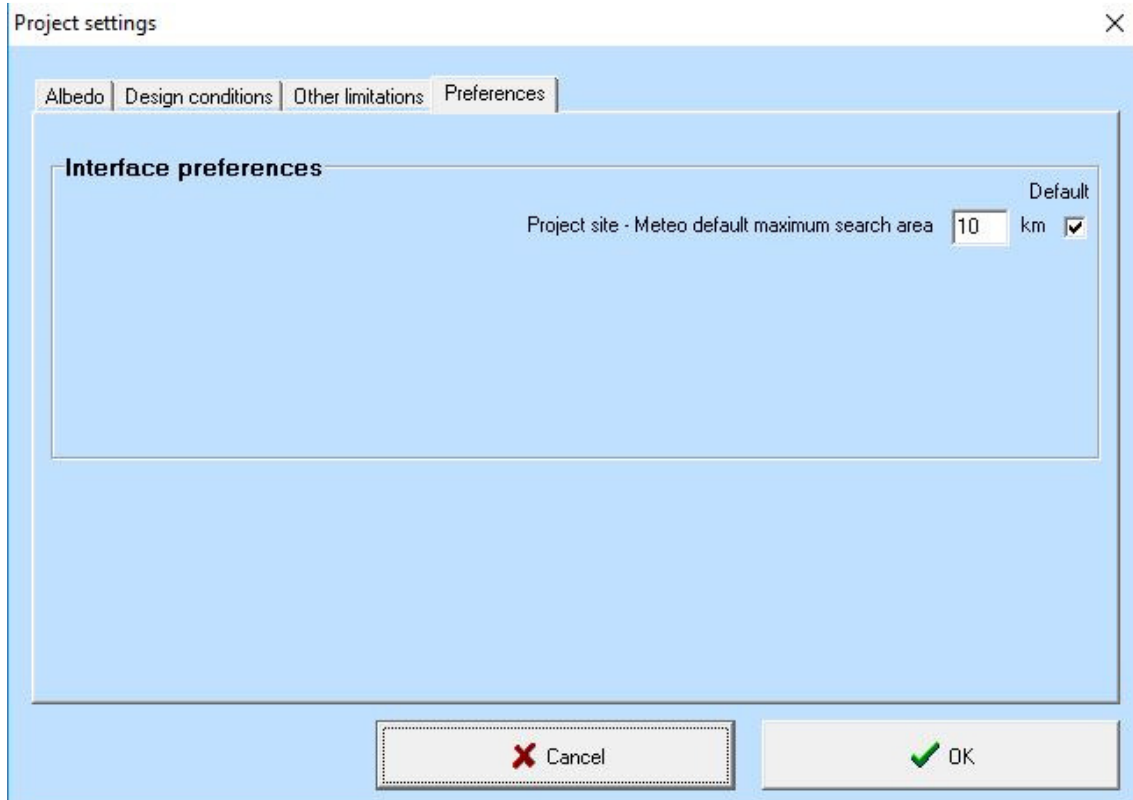
Set

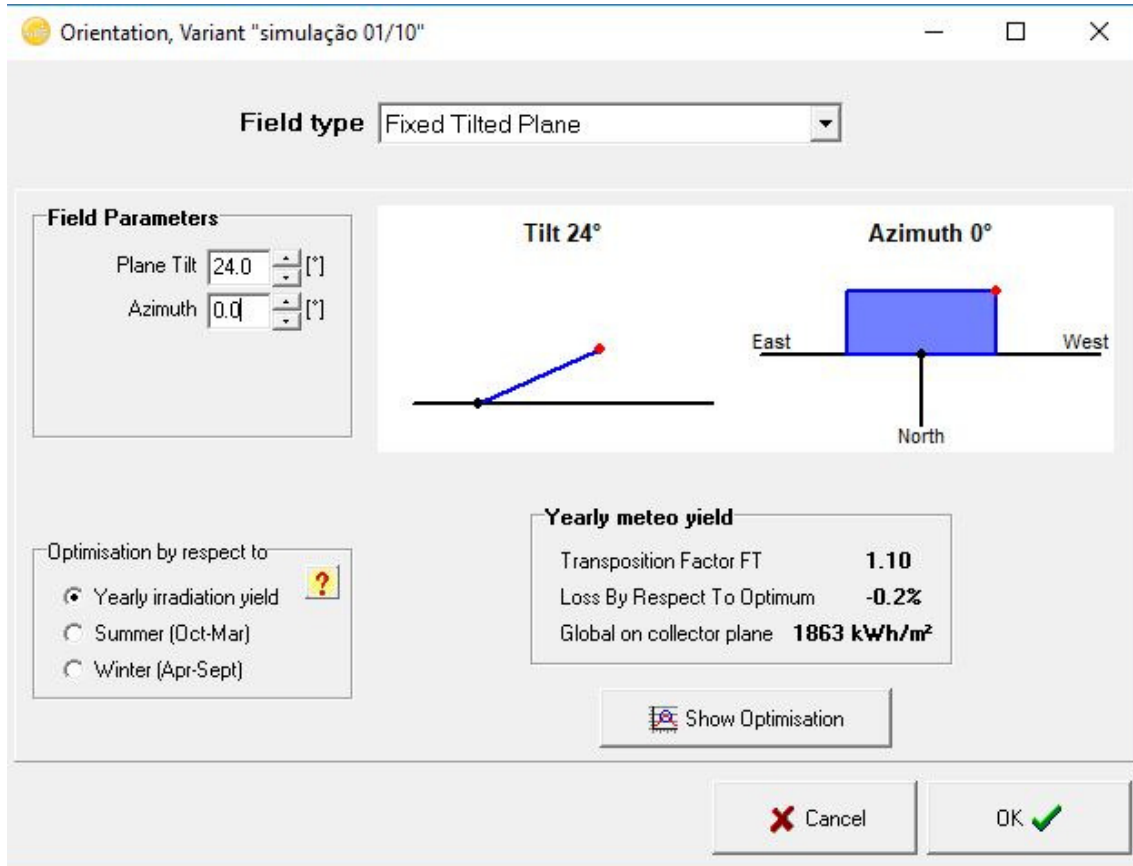
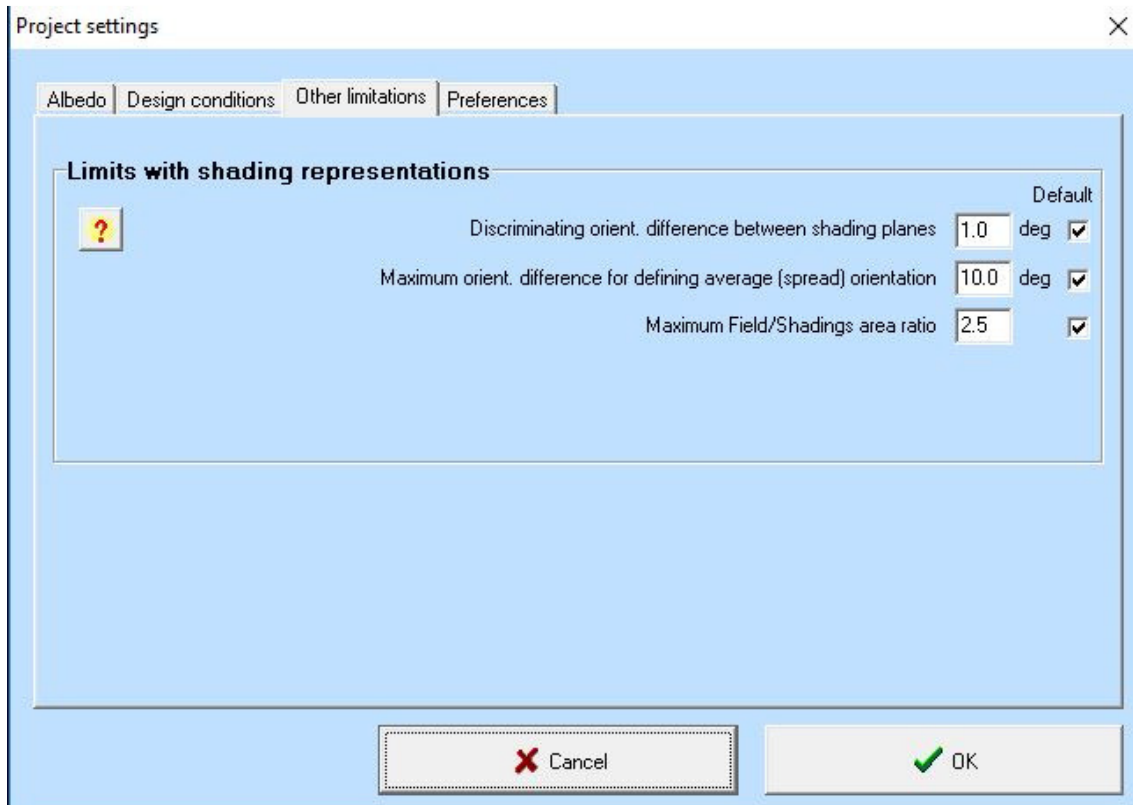
Usual values for albedo

Urban situation	0.14 - 0.22
Grass	0.15 - 0.25
Fresh Grass	0.26
Fresh snow	0.82
Wet snow	0.55 - 0.75
Dry asphalt	0.09 - 0.15
Wet asphalt	0.18
Concrete	0.25 - 0.35
Red tiles	0.33
Aluminium	0.85
New galvanised steel	0.35
Very dirty galvanised steel	0.08

Cancel

OK





Grid system definition, Variant "simulação 01/10"

Global System configuration

1 Number of kinds of sub-arrays

Simplified Schema

Global system summary

Nb. of modules	8	Nominal PV Power	2.6 kWp
Module area	16 m ²	Maximum PV Power	2.6 kWdc
Nb. of inverters	1	Nominal AC Power	2.5 kWac

PV Array

Sub-array name and Orientation

Name: PV Array

Orient: **Fixed Tilted Plane** Tilt: 24°
Azimuth: 0°

Presizing Help

No sizing Enter planned power: 0.0 kWp

... or available area(modules): 0 m²

Select the PV module

Available Now

Canadian Solar Inc.	330 Wp 31V	Si-poly	CS6U - 330P-AG 1500V	Since 2017	Manufacturer 2017	
---------------------	------------	---------	----------------------	------------	-------------------	--

Sizing voltages: V_{mpp} (60°C) 31.7 V
V_{oc} (-10°C) 50.9 V

Use Optimizer

Select the inverter

Available Now

Fronius USA	2.5 kW	165 - 440 V	HF Tr 60 Hz	Galvo 2.5-1 / 208	Since 2014	
-------------	--------	-------------	-------------	-------------------	------------	--

Nb. of inverters: 1 Operating Voltage: 165-440 V Global Inverter's power: 2.5 kWac
Input maximum voltage: 550 V

50 Hz
 60 Hz

Design the array

Number of modules and strings

Mod. in series: 8 between 6 and 10

Nbre strings: 1

Overload loss: 0.0 %

P_{nom} ratio: 1.06

Nb. modules: 8 Area: 16 m²

Operating conditions

V _{mpp} (60°C)	253 V
V _{mpp} (20°C)	303 V
V _{oc} (-10°C)	407 V

Plane irradiance: **1000 W/m²**

I_{mpp} (STC): 8.9 A Max. in data STC
I_{sc} (STC): 9.4 A Max. operating power: 2.4 kW
at 1000 W/m² and 50°C

I_{sc} (at STC): 9.4 A **Array nom. Power (STC): 2.6 kWp**

System overview

Cancel

OK

PV field detailed losses parameter

Ohmic Losses | Module quality - LID - Mismatch | Soiling Loss | IAM Losses | Auxiliaries | Ageing | Unavailability

DC circuit: ohmic losses for the array

Global wiring resistance: 501.6 mΩhm Calculated

or in loss fraction at STC: 1.50 % Default

Voltage Drop across series diode: 0.7 V Default

AC circuit: inverter to injection point

Significant length, to be accounted for

Length Inverter to injection: 0.0 m

Loss fraction at STC: 0.00 %

Voltage drop at STC: 5.2 V

External transformer

External transformer present default

Iron loss (constant value): 0.00 % 0.00 kW

Resistive/Inductive losses: 0.00 % at STC
(quadratic, R * I², R = 0.0 mΩhm

Night disconnect

Losses graph

Cancel


OK

PV field detailed losses parameter

Ohmic Losses | **Module quality - LID - Mismatch** | Soiling Loss | IAM Losses | Auxiliaries | Ageing | Unavailability

Module quality default

Module efficiency loss %

Deviation of the average effective module efficiency by respect to manufacturer specifications. 



(negative value indicates over-performance)

Modules mismatch losses default

Power Loss at MPP %


Loss when running at fixed voltage %

Not relevant when MPPT operation

 **Detailed computation** 



LID - Light Induced Degradation default




LID loss factor %

Degradation of crystalline silicon modules, in the first operating hours by respect to the manufacturing flash test STC values. 

Strings voltage mismatch Default

Power Loss at MPP %

 **Detailed study** 


 Losses graph
  Cancel
 OK




PV field detailed losses parameter

Ohmic Losses | Module quality - LID - Mismatch | **Soiling Loss** | IAM Losses | Auxiliaries | Ageing | Unavailability

Yearly soiling loss factor Default

Yearly loss factor %

Define monthly values 

 Losses graph
  Cancel
 OK

PV field detailed losses parameter

Ohmic Losses | Module quality - LID - Mismatch | Soiling Loss | **IAM Losses** | Auxiliaries | Ageing | Unavailability

Incidence Angle Modifier

$IAM = 1 - bo (1/\cos i - 1)$
with $bo = 0.05$

Uses definition of the PV module

Incidence angle model

Default: Ashrae param. ?

bo =

📊 Detailed study

📉 Losses graph ✖ Cancel ✔ OK

PV field detailed losses parameter

Ohmic Losses | Module quality - LID - Mismatch | Soiling Loss | IAM Losses | Auxiliaries | Ageing | **Unavailability**

Unavailability of the system

Unavailability time fraction % default

Unavailability duration days/yr

Number of periods ⬆ ⬇ ⬇ ⬆

🎲 Set Random ?

Unavailability periods

Beginning Date / Hour	duration
<input type="text" value="26/06/1990"/> <input type="text" value="02:00:--"/>	<input type="text" value="58"/> hour
<input type="text" value="13/08/1990"/> <input type="text" value="07:00:--"/>	<input type="text" value="58"/> hour
<input type="text" value="14/10/1990"/> <input type="text" value="21:00:--"/>	<input type="text" value="58"/> hour

📉 Losses graph ✖ Cancel ✔ OK

Horizon (far Shadings) definition at Arvorezinha

Comment: Horizon line at Arvorezinha

Points | Diffuse Factor

No	Azimuth	Height[°]
1	0.0	0.0

Horizon line drawing - Legal Time
Plane: tilt 24°, azimuth 0°

Read / Import | Save | Print | Cancel | OK

Near Shadings definition, Variant "simulação 01/10"

Comment: New shading scene

Compatibility with Orientation and System parameter

	Orient./System	Shadings
Active area	16 m ²	16 m ²
Fields tilt	23.5°	23.5°
Fields azimuth	0.0°	0.0°

Information

Use in simulation

No Shadings
 Linear shadings
 According to module strings

Calculation mode

Fast (table) ?
 Slow (simul.) ?

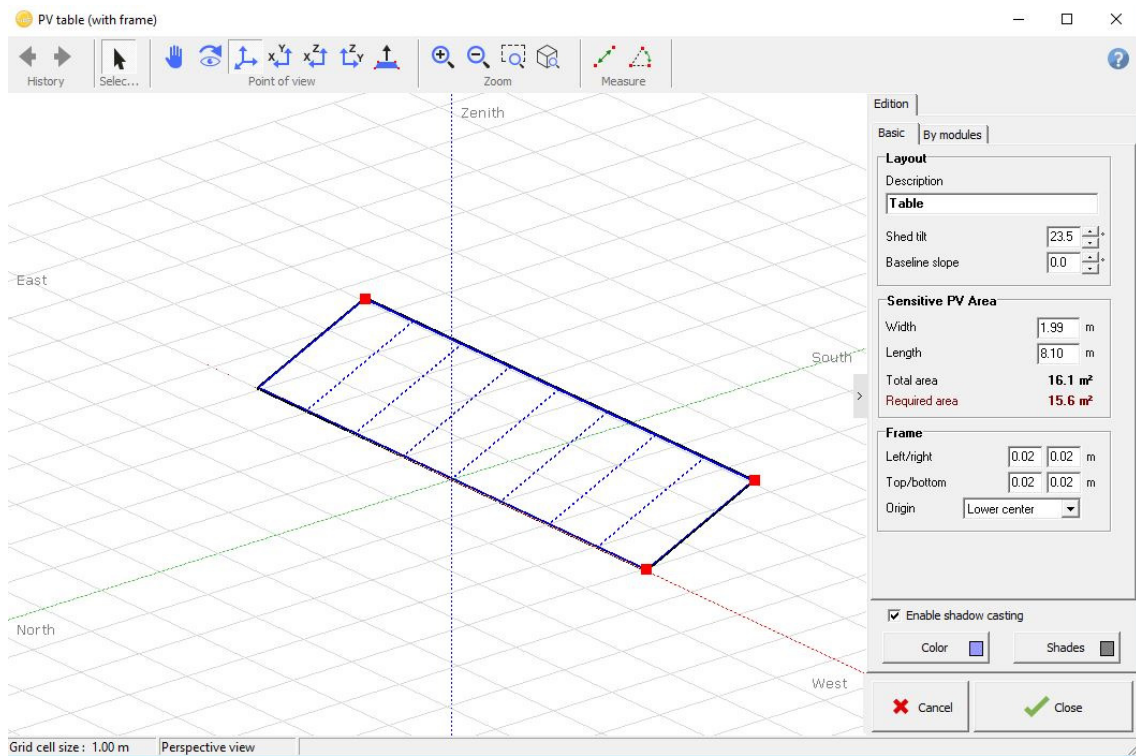
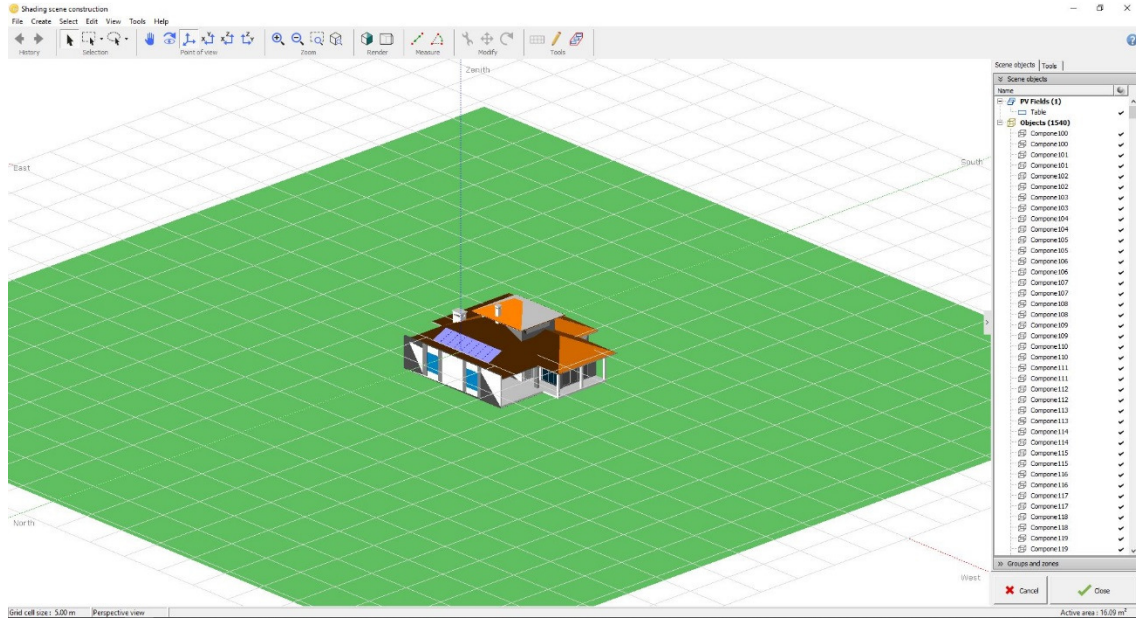
Fraction for electrical effect: 100.0 % ?

Detailed, according to Module Layout

Construction / Perspective

Shading Factor tables

System overview



Project Arvorezinha_Project.PRJ, New shading scene

Close Print Export Help

Status: Displaying generated tables Recompute

Show: Linear table Module strings table

Plane orientation: Fixed Tilted Plane **Tilt = 24°, Azimut = 0°**

Shading factor table (linear), for the beam component

Azimuth	-180°	-160°	-140°	-120°	-100°	-80°	-60°	-40°	-20°	0°	20°	40°	60°	80°	100°	120°	140°	160°	180°	
Height																				
90°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
80°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
70°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
60°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
50°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
40°	0.072	0.069	0.013	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.013	0.069	0.072
30°	0.830	0.532	0.073	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.001	0.099	0.678	0.830	1.000
20°	1.000	0.995	0.414	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.001	0.646	1.000	1.000	1.000
10°	Behind	Behind	0.754	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.001	1.000	Behind	Behind	Behind
2°	Behind	Behind	Behind	Behind	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	Behind	Behind	Behind	Behind	Behind

Shading factor for diffuse: 0.008 and for albedo: 0.000

Miscellaneous tools

Power factor | Grid power limitation | P50 - P90 estimation

The P50-P90 is a probabilistic approach. It is based on several hypothesis which require some decisions of the user.

Meteo variability

Data source: **Meteonorm 7.1 (2006-2012), Sat-Synthetic**

Kind of data: TMY, multi-year

Climate change: 0.0 %

Annual variability: 2.5 %

Simulation and parameters uncertainties

PV module modelling/params: 1.00 %

Inverter efficiency: 0.50 %

Soiling, mismatch: 1.00 %

Degradation estimation: 1.00 %

Custom variability: 0.00 %

Resulting ann. variability (sigma): **3.12 %**

Probability distribution

Resulting estimation

Variability: **0.12 MWh**

P50: **3.84 MWh**

P90: **3.69 MWh**

P95: **3.65 MWh**

On report: 90, 95

Show: Probability Repartition

Buttons: Cancel, OK

FLUXO DE CAIXA DA EMPRESA 1 COM PAGAMENTO À VISTA

Ano	Prestação	Amortização	Juros	Saldo Devedor
0				17.500,00
1	0,00	0,00	0,00	0,00
2	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,00	0,00	0,00	0,00
4	0,00	0,00	0,00	0,00
5	0,00	0,00	0,00	0,00
6	0,00	0,00	0,00	0,00
7	0,00	0,00	0,00	0,00
8	0,00	0,00	0,00	0,00
9	0,00	0,00	0,00	0,00
10	0,00	0,00	0,00	0,00

TMA:	Custo	Proporção	Custo	Taxa
Capital próprio	17.500,00	0,5%	100,0%	0,50%
Capital financiado		0,0%	0,0%	0,00%
Total	17.500,00			4,55%

- LEGENDA:**
- INVESTIMENTO
 - TAXA DE JUROS DA POUPANÇA
 - FINAL DA GARANTIA DO INVERSOR E DAS PLACAS FOTOVOLTAICAS
 - VP VALOR PRESENTE
 - VP AC VALOR PRESENTE ACUMULADO
 - FCO FLUXO DE CAIXA OPERACIONAL
 - VFE VALOR FUTURO ESTIMADO
 - TMA TAXA MÍNIMA DE ATRATIVIDADE

Ano 0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
Lucro operacional	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250
Juros	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tarifa min.	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480
Lucro líquido	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770
Amortização	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investimento	-17.500																									
FCO	-17.500	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770
FCO em VP:	-17.500	2.649	2.534	2.424	2.318	2.217	2.121	2.028	1.940	1.856	1.775	1.698	1.624	1.553	1.486	1.421	1.359	1.300	1.243	1.189	1.138	1.088	1.041	995	952	911
VP AC	-17.500	-14.851	-12.317	-9.893	-7.575	-5.358	-3.237	-1.209	731	2.587	4.362	6.060	7.684	9.237	10.723	12.144	13.503	14.803	16.046	17.235	18.373	19.461	20.501	21.497	22.449	23.359

VP LIQUIDO	23.359
VP (entradas)	40.859
VP(saídas)	20.792
VFE	8.058
VFE (total)	124.278

	VPL	Pay-back	VAUE	TIR	ROIA	TER
Empresa 1	23.359	7,60	1.583	15,4%	2,7%	7,4%

FLUXO DE CAIXA DA EMPRESA 3 COM PAGAMENTO À VISTA

Ano	Prestação	Amortização	Juros	Saldo Devedor
0				15.999,00
1	0,00	0,00	0,00	0,00
2	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,00	0,00	0,00	0,00
4	0,00	0,00	0,00	0,00
5	0,00	0,00	0,00	0,00
6	0,00	0,00	0,00	0,00
7	0,00	0,00	0,00	0,00
8	0,00	0,00	0,00	0,00
9	0,00	0,00	0,00	0,00
10	0,00	0,00	0,00	0,00

TMA:	Custo	Proporção	Custo	Taxa
Capital próprio	15.999,00	0,0%	100,0%	0,00%
Capital financiado	0,00	0,0%	0,0%	0,00%
Total	15.999,00			4,55%

- LEGENDA:**
- INVESTIMENTO
 - TAXA DE JUROS DA POUPANÇA
 - FINAL DA GARANTIA DO INVERSOR E DAS PLACAS FOTOVOLTAICAS
 - VP VALOR PRESENTE
 - VP AC VALOR PRESENTE ACUMULADO
 - FCO FLUXO DE CAIXA OPERACIONAL
 - VFE VALOR FUTURO ESTIMADO
 - TMA TAXA MÍNIMA DE ATRATIVIDADE

Ano 0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
Lucro operacional	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250
Juros	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tarifa min.	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480
Lucro líquido	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770
Amortização	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investimento	-15.999																									
FCO	-15.999	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770
FCO em VP:	-15.999	2.649	2.534	2.424	2.318	2.217	2.121	2.028	1.940	1.856	1.775	1.698	1.624	1.553	1.486	1.421	1.359	1.300	1.243	1.189	1.138	1.088	1.041	995	952	911
VP AC	-15.999	-13.350	-10.816	-8.392	-6.074	-3.857	-1.736	292	2.232	4.088	5.863	7.561	9.185	10.738	12.224	13.645	15.004	16.304	17.547	18.736	19.874	20.962	22.002	22.998	23.950	24.860

VP LIQUIDO	24.860
VP (entradas)	40.859
VP(saídas)	19.291
VFE	8.058
VFE (total)	124.278

	VPL	Pay-back	VAUE	TIR	ROIA	TER
Empresa 3	24.860	6,86	1.685	17,0%	3,0%	7,7%

FLUXO DE CAIXA DA EMPRESA 1 COM FINANCIAMENTO

Ano	Prestação	Amortização	Juros	Saldo Devedor
0				17.500,00
1	2.187,50	1.750,00	437,50	15.750,00
2	2.143,75	1.750,00	393,75	14.000,00
3	2.100,00	1.750,00	350,00	12.250,00
4	2.056,25	1.750,00	306,25	10.500,00
5	2.012,50	1.750,00	262,50	8.750,00
6	1.968,75	1.750,00	218,75	7.000,00
7	1.925,00	1.750,00	175,00	5.250,00
8	1.881,25	1.750,00	131,25	3.500,00
9	1.837,50	1.750,00	87,50	1.750,00
10	1.793,75	1.750,00	43,75	0,00

				Taxa
TMA:	Custo	Proporção	Custo	
Capital próprio	0	0,0%	0,0%	0,00%
Capital financiado	17.500,00	2,5%	100,0%	2,50%
Total	17.500,00			2,50%

LEGENDA:

- INVESTIMENTO
- TAXA DE JUROS DO FINANCIAMENTO
- TEMPO DE PAGAMENTO DO FINANCIAMENTO
- FINAL DA GARANTIA DAS PLACAS FOTOVOLTAICAS
- VP VALOR PRESENTE
- VP AC VALOR PRESENTE ACUMULADO
- FCO FLUXO DE CAIXA OPERACIONAL
- VFE VALOR FUTURO ESTIMADO
- TMA TAXA MÍNIMA DE ATRATIVIDADE

	Ano 0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
Lucro operacional		3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250
Juros		438	394	350	306	263	219	175	131	88	44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tarifa min.		480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480
Lucro líquido		2.332	2.376	2.420	2.463	2.507	2.551	2.595	2.638	2.682	2.726	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770
Amortização		1.750	1.750	1.750	1.750	1.750	1.750	1.750	1.750	1.750	1.750	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investimento	-17.500																										
FCO	-17.500	582	626	670	713	757	801	845	888	932	976	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770
FCO em VP:	-17.500	568	596	622	646	669	691	711	729	746	762	2.111	2.059	2.009	1.960	1.912	1.866	1.820	1.776	1.733	1.690	1.649	1.609	1.570	1.531	1.494	
VP AC	-17.500	-16.932	-16.336	-15.714	-15.068	-14.399	-13.708	-12.997	-12.268	-11.522	-10.759	-8.648	-6.589	-4.580	-2.619	-707	1.159	2.979	4.755	6.487	8.178	9.827	11.436	13.005	14.536	16.030	

VP LIQUIDO	16.030
VP (entradas)	48.846
VP(saídas)	37.459
VFE	4.218, 4.193, 4.166, 4.138, 4.108, 4.078, 4.047, 4.015, 3.982, 3.948, 3.914, 3.818, 3.725, 3.634, 3.545, 3.459, 3.375, 3.292, 3.212, 3.134, 3.057, 2.983, 2.910, 2.839, 2.770
VFE (total)	90.559

	VPL	Pay-back	VAUE	TIR	ROIA	TER
Empresa 1	16.030	15,38	870	7,3%	1,1%	3,6%

FLUXO DE CAIXA DA EMPRESA 3 COM FINANCIAMENTO

Ano	Prestação	Amortização	Juros	Saldo Devedor
0				15.999,00
1	1.999,88	1.599,90	399,98	14.399,10
2	1.959,88	1.599,90	359,98	12.799,20
3	1.919,88	1.599,90	319,98	11.199,30
4	1.879,88	1.599,90	279,98	9.599,40
5	1.839,89	1.599,90	239,99	7.999,50
6	1.799,89	1.599,90	199,99	6.399,60
7	1.759,89	1.599,90	159,99	4.799,70
8	1.719,89	1.599,90	119,99	3.199,80
9	1.679,90	1.599,90	80,00	1.599,90
10	1.639,90	1.599,90	40,00	0,00

				Taxa
TMA:	Custo	Proporção	Custo	
Capital próprio	0	0,0%	0,0%	0,00%
Capital financiado	15.999,00	2,5%	100,0%	2,50%
Total	15.999,00			2,50%

LEGENDA:

- INVESTIMENTO
- TAXA DE JUROS DO FINANCIAMENTO
- TEMPO DE PAGAMENTO DO FINANCIAMENTO
- VP VALOR PRESENTE
- VP AC VALOR PRESENTE ACUMULADO
- FCO FLUXO DE CAIXA OPERACIONAL
- VFE VALOR FUTURO ESTIMADO
- TMA TAXA MÍNIMA DE ATRATIVIDADE

	Ano 0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
Lucro operacional		3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250
Juros		400	360	320	280	240	200	160	120	80	40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tarifa min.		480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480
Lucro líquido		2.370	2.410	2.450	2.490	2.530	2.570	2.610	2.650	2.690	2.730	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770
Amortização		1.600	1.600	1.600	1.600	1.600	1.600	1.600	1.600	1.600	1.600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investimento	-15.999																										
FCO	-15.999	770	810	850	890	930	970	1.010	1.050	1.090	1.130	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	2.770	
FCO em VP:	-15.999	751	771	789	806	822	836	850	862	873	883	2.111	2.059	2.009	1.960	1.912	1.866	1.820	1.776	1.733	1.690	1.649	1.609	1.570	1.531	1.494	
VP AC	-15.999	-15.248	-14.477	-13.688	-12.882	-12.060	-11.224	-10.374	-9.513	-8.640	-7.757	-5.646	-3.587	-1.578	383	2.295	4.161	5.981	7.757	9.489	11.180	12.829	14.438	16.007	17.538	19.032	

VP LIQUIDO	19.032
VP (entradas)	49.034
VP(saídas)	34.644
VFE	4.286, 4.252, 4.217, 4.182, 4.145, 4.108, 4.070, 4.032, 3.993, 3.953, 3.914, 3.818, 3.725, 3.634, 3.545, 3.459, 3.375, 3.292, 3.212, 3.134, 3.057, 2.983, 2.910, 2.839, 2.770
VFE (total)	90.906

	VPL	Pay-back	VAUE	TIR	ROIA	TER
Empresa 3	19.032	13,80	1.033	8,6%	1,4%	3,9%

AV GETULIO VARGAS 930
 CENTRO
 95995-000 ARVOREZINHA RS

Nota Fiscal
 Conta de Energia Elétrica
 N° 064144565 série U Pág. 1 de 1
 Data de Emissão 18/07/2018
 Data de Apresentação 23/07/2018
 Conta Contrato No 910007500364

Lote	Roteiro de leitura	Medidor	Cliente	Reservado ao fisco
10	ARVBU006-00000328	1538204	0800059530	0F33.32DB.7121.DB07.F27A.FDA9.4AF2.2D16

PREZADO (A) CLIENTE
 Reajuste Tarifário médio Gr B: 21,55% homologado pela Resolução 2.401/18 ANEEL a partir das leituras de 19/06/18, inclusive. Em atendimento a Resolução ANEEL 775/17 alguns campos de sua fatura mudaram. Saiba mais em www.rge-rs.com.br/entendasuaconta

DADOS DA UNIDADE CONSUMIDORA
 AV GETULIO VARGAS, 930
 CENTRO ARVOREZINHA - RS
 CPF [REDACTED]
 Classificação: Convencional B1 Residencial - Trifásico 220 / 127 V

ATENDIMENTO	PN	SEU CÓDIGO	CONTA/MÊS	VENCIMENTO	TOTAL A PAGAR (R\$)
0800 9 70 09 00 www.rge-rs.com.br	0800059530	3081681933	JUL/2018 Segunda Via	10/08/2018	270,81

DISCRIMINAÇÃO DA OPERAÇÃO - RESERVADO AO FISCO													
Cod.	Descrição da Operação	Mês	Quant.	Unid.	Tarifa com	Valor Total da	Base Cálculo	Aliq.	ICMS	Base Cálculo	PIS	COFINS	Bandeiras
115	N° 903952092318	Ref.	Faturada	Med.	Tributos	Operação	ICMS	ICMS		PIS/COFINS	0,92%	4,26%	Tarifárias
0605	Consumo Uso Sistema [KWh]-TUSD	JUL/18	290,000	kWh	0,39913794	115,75	115,75	30,00	34,73	115,75	1,06	4,93	Vermelha
0601	Consumo Bandeira Verde - TE	JUL/18	290,000	kWh	0,40072414	116,21	116,21	30,00	34,86	116,21	1,07	4,95	15 Dias
0601	Adicional de Bandeira Vermelha	JUL/18				22,37	22,37	30,00	6,71	22,37	0,21	0,95	Vermelha
	Total Distribuidora					254,33							16 Dias
DÉBITOS DE OUTROS SERVIÇOS													
0807	Contrib. Custeio IP-CIP Municipal	JUL/18				16,48							
TOTAL CONSOLIDADO							270,81	254,33	76,30	254,33	2,34	10,83	

HISTÓRICO DE CONSUMO				TARIFA ANEEL		EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO / DATAS DE LEITURA							
Consumo	kWh	Dias	Consumo	TUSD	TE	N°	Energia	Leitura	Leitura	Fator	Consumo	Taxa de Perda	Leitura
Consumo kWh			Consumo kWh	0,25874742	0,25977194	1538204	ATIVA	11719	11429	1,00	290	[%]	15/08/2018
2018 JUL	290	31											
JUN	262	30											
MAI	277	32											
ABR	287	29											
MAR	285	29											
FEV	286	30											
JAN	286	29											
2017 DEZ	300	32											
NOV	259	30											
OUT	274	32											
SET	263	31											
AGO	261	29											
JUL	314	33											

INDICADORES DE CONTINUIDADE DE FORNECIMENTO DE ENERGIA
 Para consulta dos indicadores acesse nosso site www.rge-rs.com.br

INFORMAÇÕES SOBRE A FATURA

AVISO IMPORTANTE

	Nota Fiscal Conta de Energia Elétrica 064144565 Série U	CódDébAut-Banco 910007500364	Total a Pagar (R\$) 270,81	Data de Vencimento 10/08/2018
---	---	---------------------------------	-------------------------------	----------------------------------

Essa conta poderá ser paga no credenciado mais perto de você. Confira a lista completa no site www.rge-rs.com.br
 QUERO QUERO LJ 272 - ARVOREZINHA RUA DALTRO FILHO 360 - CENTRO
 MERCADO E CONFECÇÕES LEILA AVENIDA BARAO DO RIO BRANCO 452 - CENTRO
 DETALLI VARIEDADES RUA OSVALDO ARANHA 431 - CENTRO

83660000027 708100893005 976571854091 100075003648

Autenticação Mecânica



Grid-Connected System: Simulation parameters

Project : teste tcc v2 01/10

Geographical Site	Arvorezinha	Country	Brazil	
Situation	Latitude	-28.86° S	Longitude	-52.19° W
Time defined as	Legal Time	Time zone UT-3	Altitude	735 m
	Albedo	0.20		
Meteo data:	Arvorezinha	Meteonorm 7.1 (2006-2012), Sat=95% - Synthetic		

Simulation variant : simulação 01/10

Simulation date 02/10/18 09h07

Simulation parameters	System type	Sheds on ground	
Collector Plane Orientation	Tilt	24°	Azimuth 0°
Models used	Transposition	Perez	Diffuse Perez, Meteonorm
Horizon	Free Horizon		
Near Shadings	According to strings	Electrical effect	100 %
PV Array Characteristics			
PV module	Si-poly	Model	CS6U - 330P-AG 1500V
Custom parameters definition	Manufacturer	Canadian Solar Inc.	
Number of PV modules	In series	8 modules	In parallel 1 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	8	Unit Nom. Power 330 Wp
Array global power	Nominal (STC)	2640 Wp	At operating cond. 2371 Wp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	266 V	I mpp 8.9 A
Total area	Module area	15.6 m²	Cell area 14.0 m²
Inverter			
Original Pvsyst database	Model	Galvo 2.5-1 / 208	
Characteristics	Manufacturer	Fronius USA	
	Operating Voltage	165-440 V	Unit Nom. Power 2.50 kWac
Inverter pack	Nb. of inverters	1 units	Total Power 2.5 kWac
PV Array loss factors			
Array Soiling Losses		Loss Fraction	3.0 %
Thermal Loss factor	Uc (const)	29.0 W/m²K	Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	502 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC
Serie Diode Loss	Voltage Drop	0.7 V	Loss Fraction 0.2 % at STC
LID - Light Induced Degradation			Loss Fraction 2.0 %
Module Quality Loss			Loss Fraction -0.4 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction 1.0 % at MPP
Strings Mismatch loss			Loss Fraction 0.10 %
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM = 1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param.	0.05
Unavailability of the system	7.3 days, 3 periods	Time fraction	2.0 %
User's needs :	Unlimited load (grid)		

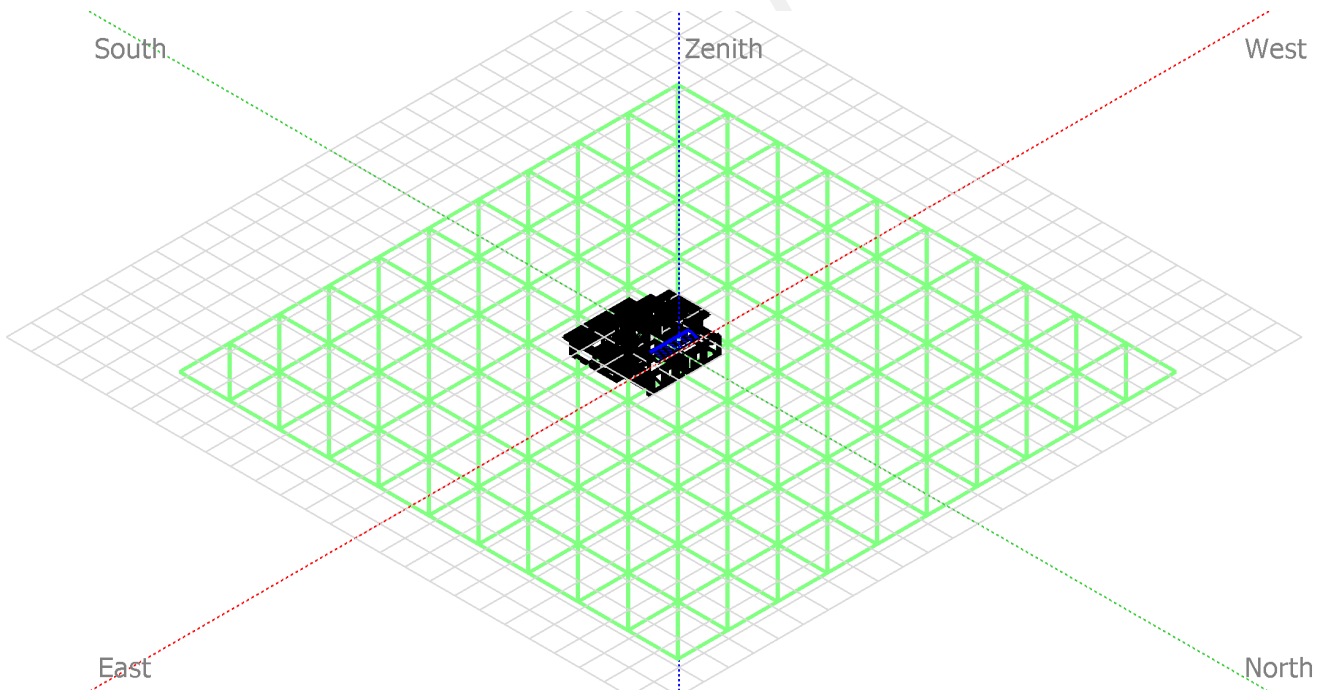
Grid-Connected System: Near shading definition

Project : teste tcc v2 01/10

Simulation variant : simulação 01/10

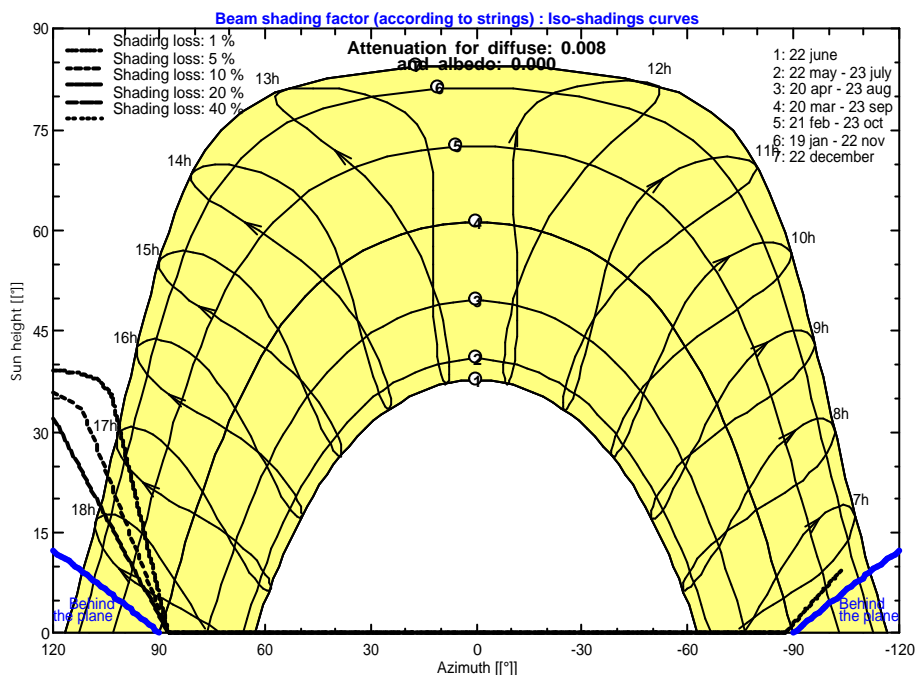
Main system parameters	System type	Grid-Connected		
Near Shadings	According to strings	Electrical effect	100 %	
PV Field Orientation	tilt	24°	azimuth	0°
PV modules	Model	CS6U - 330P-AG 1500V	Pnom	330 Wp
PV Array	Nb. of modules	8	Pnom total	2640 Wp
Inverter	Model	Galvo 2.5-1 / 208	Pnom	2500 W ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

teste tcc v2 01/10



Grid-Connected System: Main results

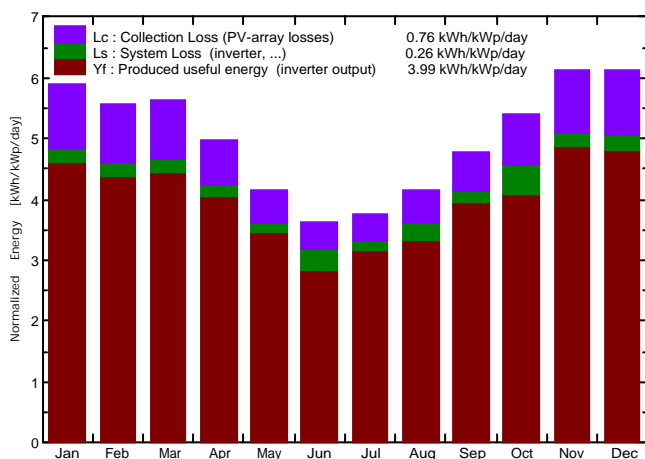
Project : teste tcc v2 01/10

Simulation variant : simulação 01/10

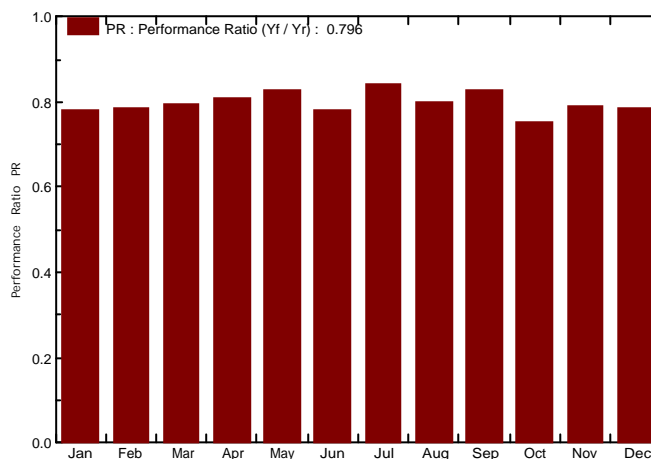
Main system parameters		System type	Grid-Connected		
Near Shadings	According to strings	Electrical effect	100 %		
PV Field Orientation	tilt	24°	azimuth	0°	
PV modules	Model	CS6U - 330P-AG 1500V		Pnom	330 Wp
PV Array	Nb. of modules	8	Pnom total	2640 Wp	
Inverter	Model	Galvo 2.5-1 / 208		Pnom	2500 W ac
User's needs	Unlimited load (grid)				

Main simulation results	
System Production	Produced Energy 3842 kWh/year Specific prod. 1455 kWh/kWp/year
	Performance Ratio PR 79.64 %

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 2640 Wp



Performance Ratio PR



simulação 01/10 Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR
January	193.4	85.90	23.70	182.1	170.2	396.1	376.1	0.782
February	155.2	72.09	22.91	155.6	145.6	339.8	322.5	0.785
March	158.9	67.67	21.92	174.0	163.6	383.0	364.4	0.793
April	123.4	50.55	18.27	149.4	140.4	336.4	319.9	0.811
May	98.3	39.65	14.32	128.8	121.3	296.5	281.7	0.829
June	80.0	33.26	12.59	108.7	102.2	252.3	224.3	0.782
July	88.5	40.96	11.65	116.2	109.2	271.4	258.0	0.841
August	104.1	46.31	13.65	128.4	120.9	296.0	270.9	0.799
September	129.0	72.79	14.42	143.1	133.9	328.9	312.9	0.828
October	163.9	74.22	18.22	167.6	157.1	374.6	333.6	0.754
November	192.8	76.28	20.02	184.1	172.5	405.1	384.8	0.792
December	206.1	83.73	22.26	189.5	177.0	413.9	393.3	0.786
Year	1693.6	743.40	17.80	1827.5	1713.7	4093.9	3842.3	0.796

Legends: GlobHor Horizontal global irradiation GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
 DiffHor Horizontal diffuse irradiation EArray Effective energy at the output of the array
 T Amb Ambient Temperature E_Grid Energy injected into grid
 GlobInc Global incident in coll. plane PR Performance Ratio

Grid-Connected System: Loss diagram

Project : teste tcc v2 01/10

Simulation variant : simulação 01/10

Main system parameters

System type **Grid-Connected**

Near Shadings

According to strings

Electrical effect 100 %

PV Field Orientation

tilt 24°

azimuth 0°

PV modules

Model CS6U - 330P-AG 1500V

Pnom 330 Wp

PV Array

Nb. of modules 8

Pnom total **2640 Wp**

Inverter

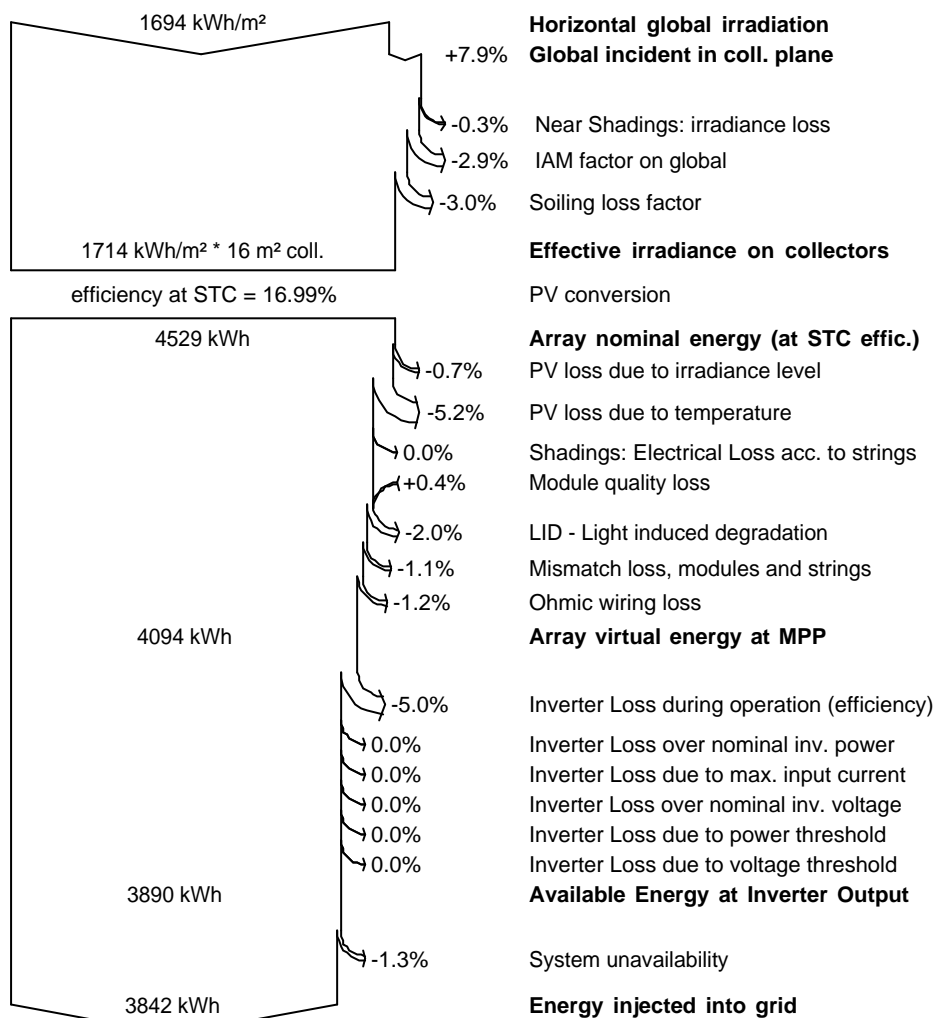
Model Galvo 2.5-1 / 208

Pnom 2500 W ac

User's needs

Unlimited load (grid)

Loss diagram over the whole year



Grid-Connected System: P50 - P90 evaluation

Project : teste tcc v2 01/10

Simulation variant : simulação 01/10

Main system parameters	System type	Grid-Connected		
Near Shadings	According to strings		Electrical effect	100 %
PV Field Orientation	tilt	24°	azimuth	0°
PV modules	Model	CS6U - 330P-AG 1500V	Pnom	330 Wp
PV Array	Nb. of modules	8	Pnom total	2640 Wp
Inverter	Model	Galvo 2.5-1 / 208	Pnom	2500 W ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Evaluation of the Production probability forecast

The probability distribution of the system production forecast for different years is mainly dependent on the meteo data used for the simulation, and depends on the following choices:

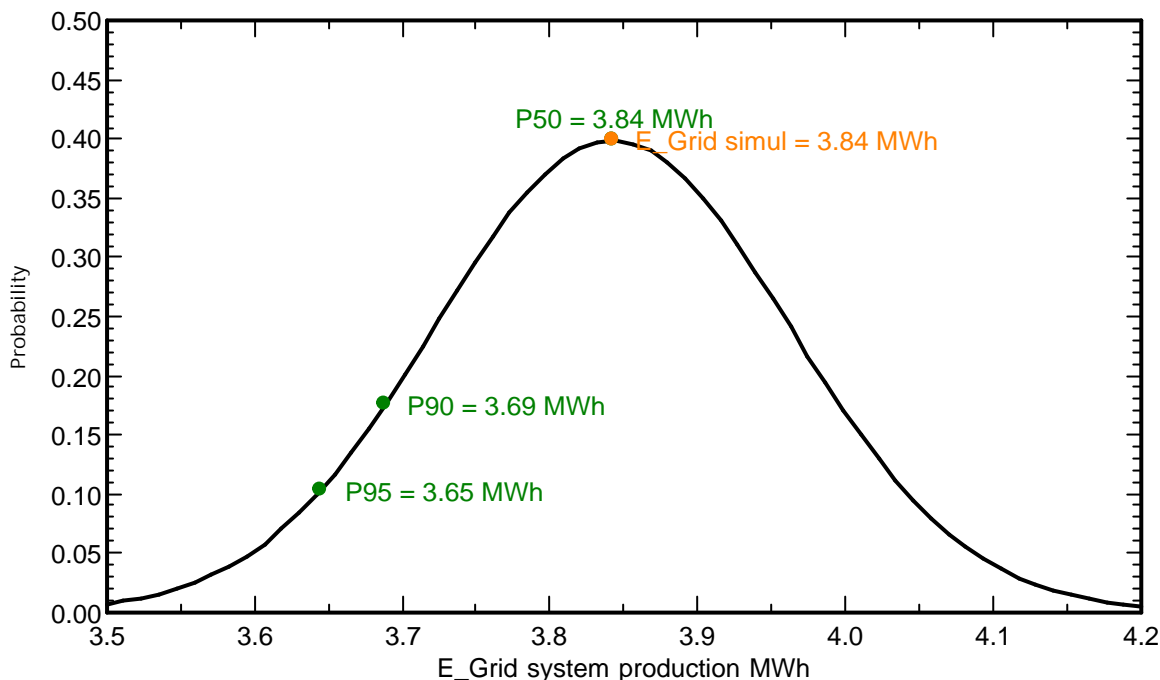
Meteo data source	Meteonorm 7.1 (2006-2012), Sat=95%
Meteo data	Kind TMY, multi-year
Specified Deviation	Climate change 0.0 %
Year-to-year variability	Variance 2.5 %

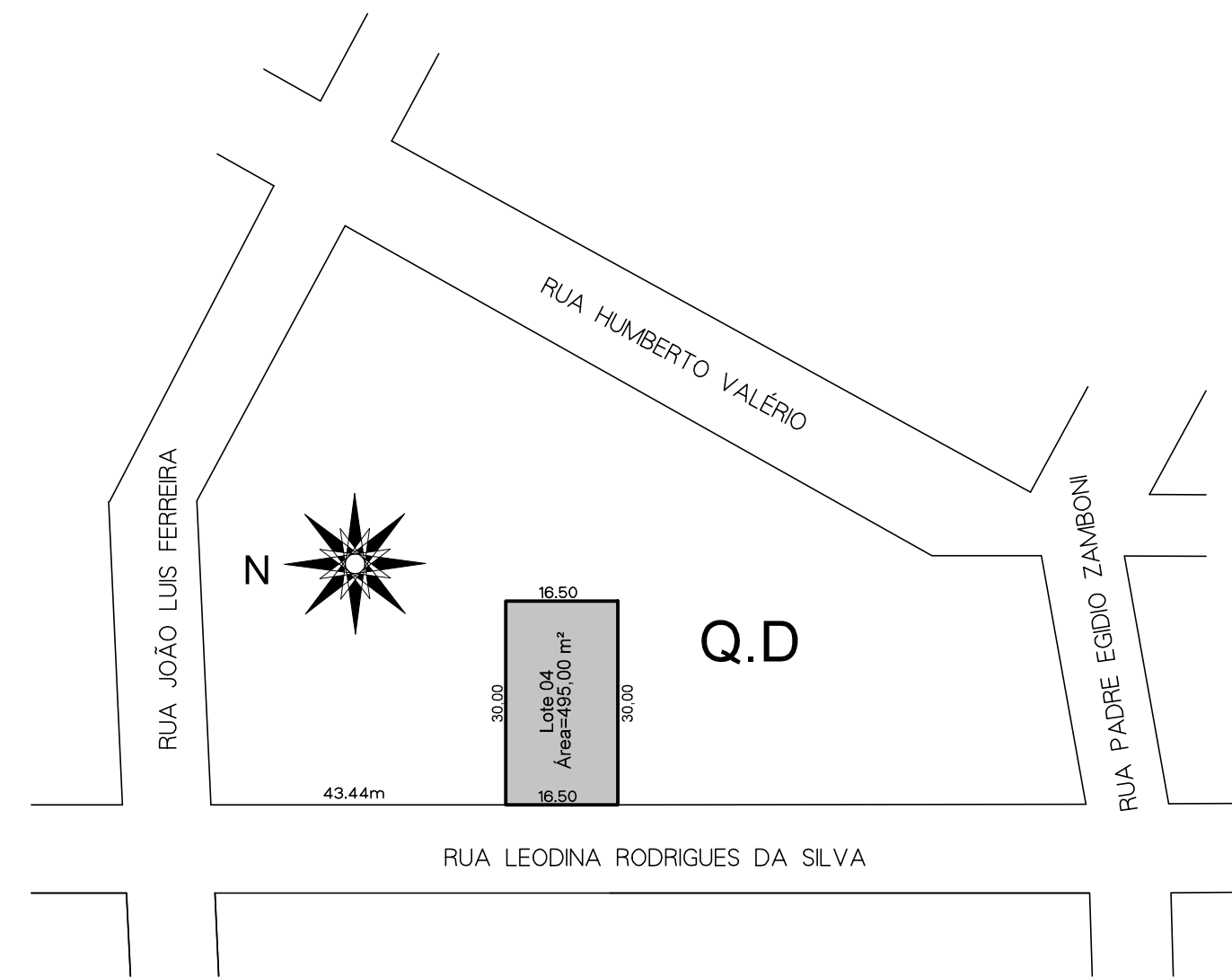
The probability distribution variance is also depending on some system parameters uncertainties

Specified Deviation	PV module modelling/parameters	1.0 %	
	Inverter efficiency uncertainty	0.5 %	
	Soiling and mismatch uncertainties	1.0 %	
	Degradation uncertainty	1.0 %	
Global variability (meteo + system)	Variance	3.1 %	(quadratic sum)

Annual production probability	Variability	120 kWh
	P50	3842 kWh
	P90	3689 kWh
	P95	3645 kWh

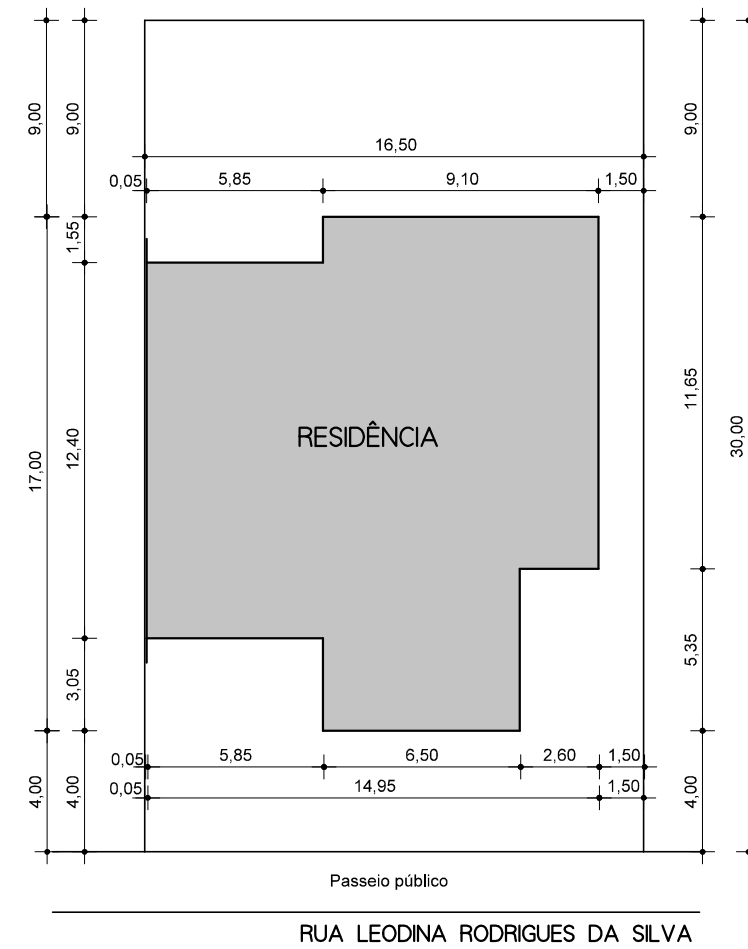
Probability distribution





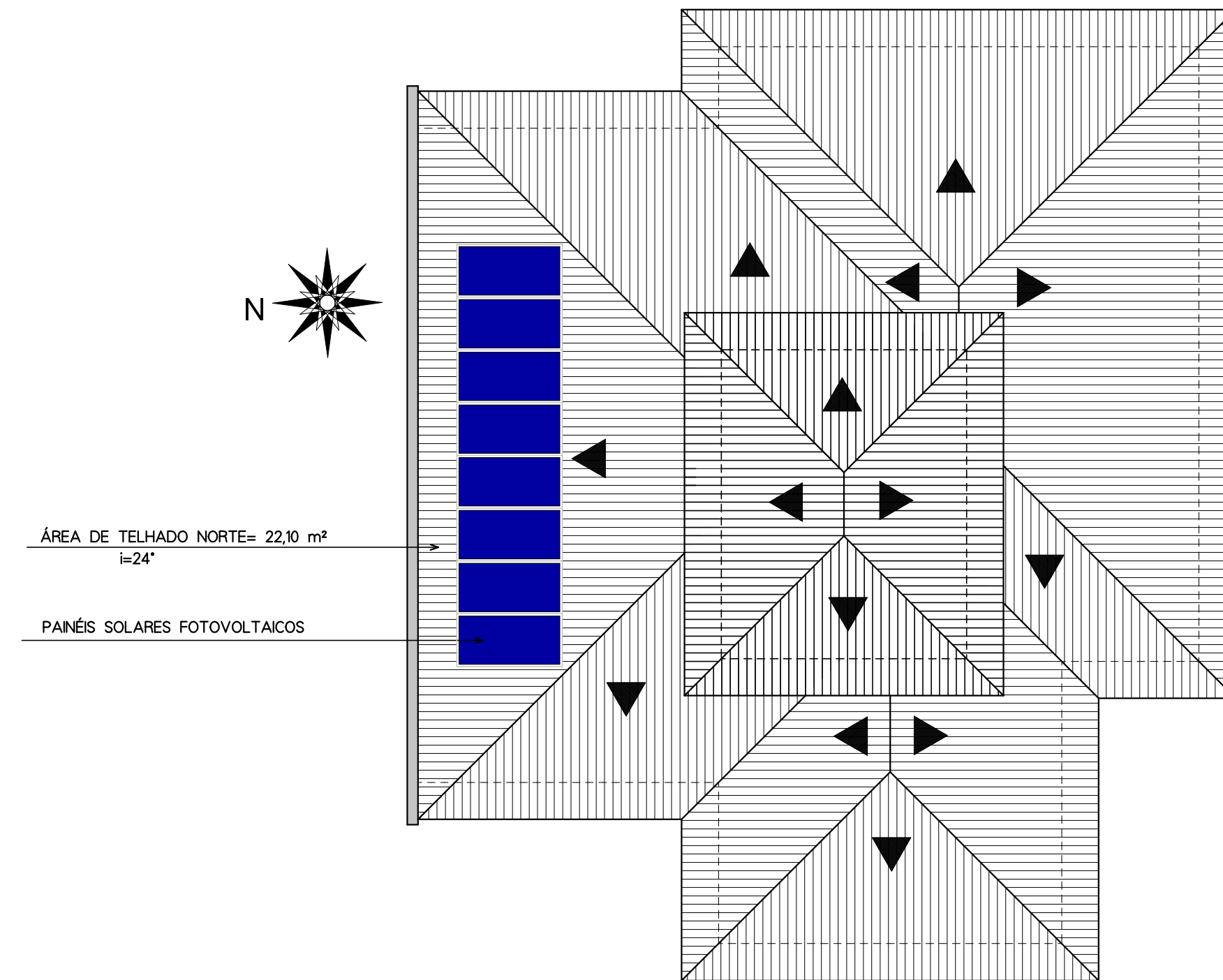
PLANTA DE SITUAÇÃO

ESC. 1/1000




PLANTA DE LOCALIZAÇÃO

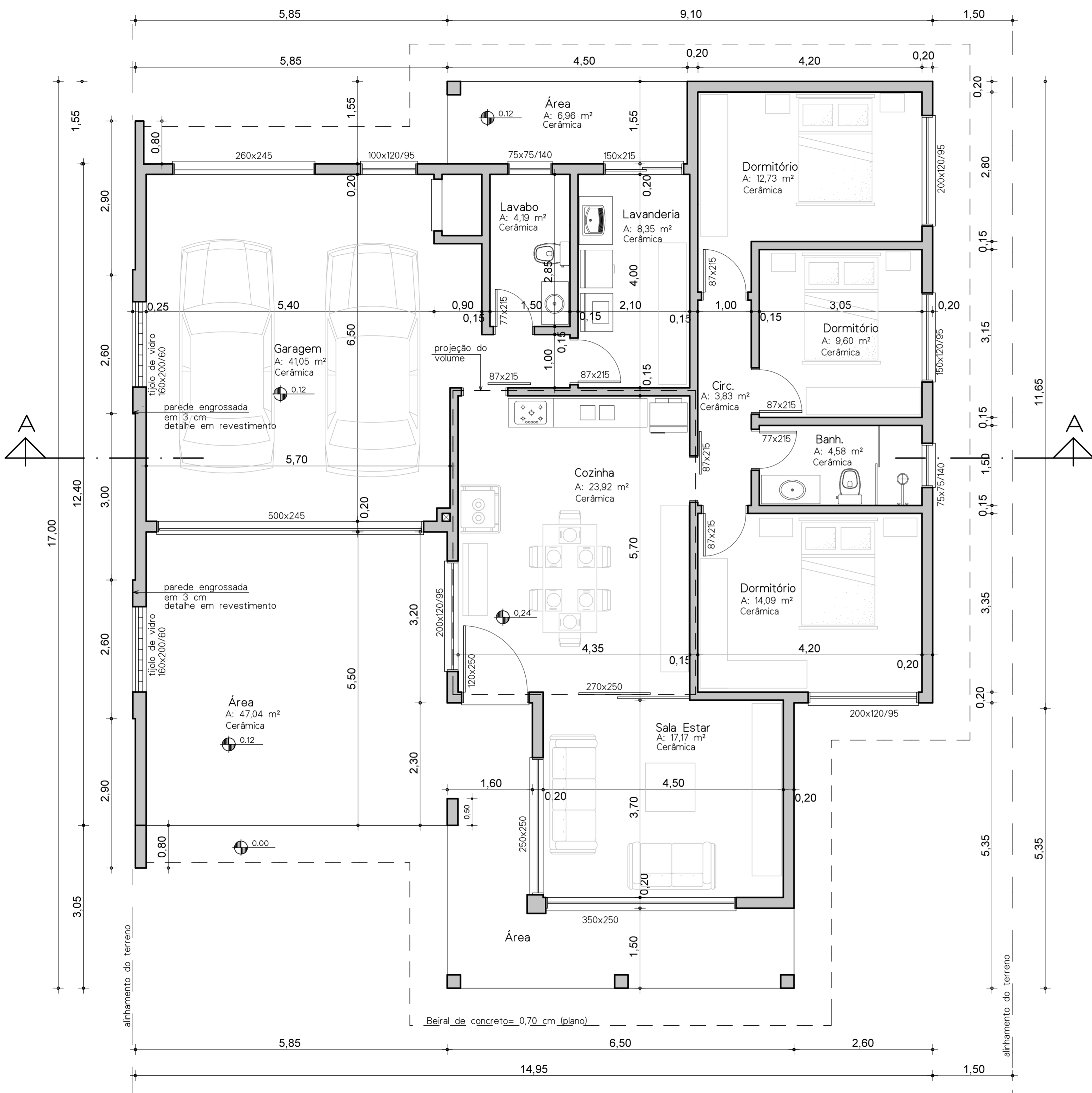
ESC. 1/250




PLANTA DE COBERTURA

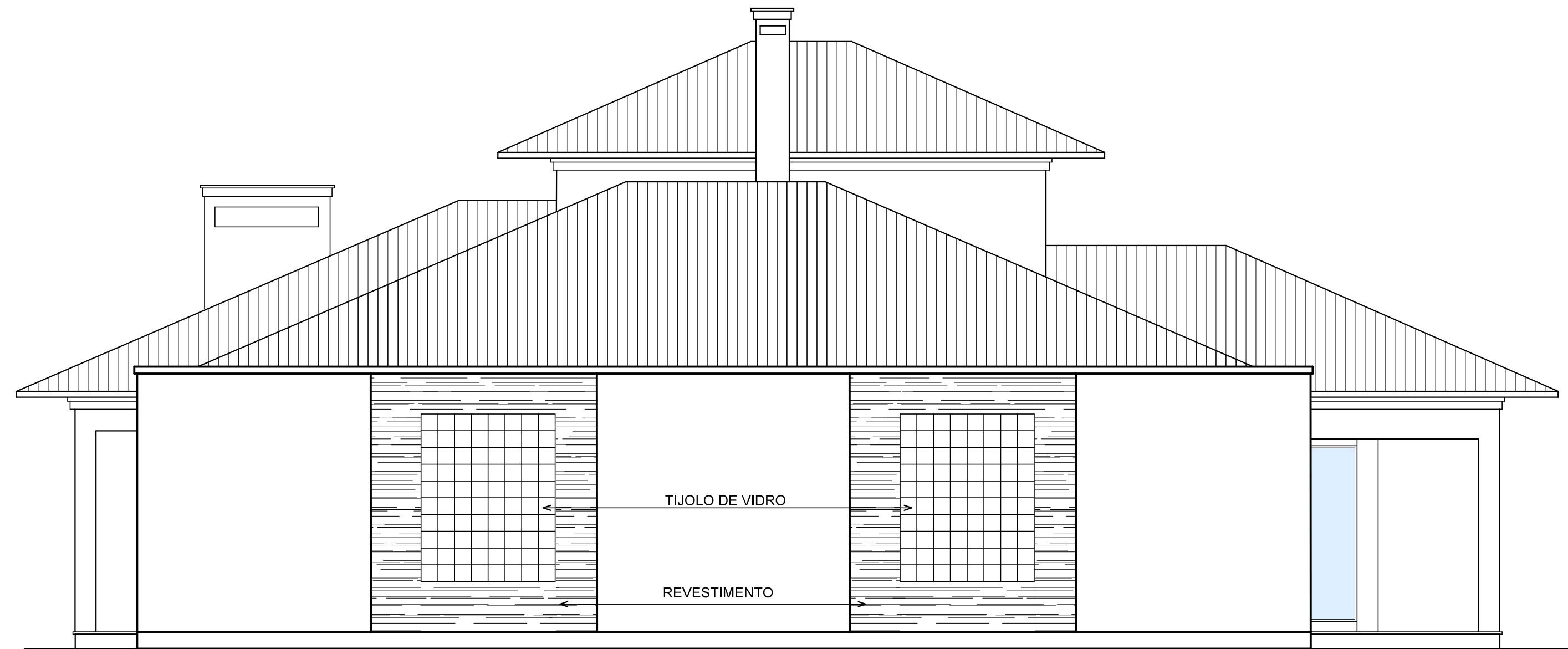
ESC. 1/100

Obra		RESIDÊNCIA UNIFAMILIAR	Área	214,11 m²
 RIMAPI ESCRITÓRIO DE ENGENHARIA Fone - (51) 3772 1114 E-mail rimapieng@hotmail.com Arvorezinha - RS		Data - Junho 2016		
RICARTE P. MARTINS PINTO ENG. CIVIL - CREA / RS - 48.531-D		Escala - Indicada		
Projeto / execução		projeto produzido em		
Ricarte P. Martins Pinto Eng. Civil Crea/RS 48.531 - D		Data Cad		
Proprietário		Endereço		
		Rua Leodina Rodrigues Da Silva Quadra D - Lote 04 - Zona (ZR-2) Residencial Venetto - Arvorezinha - RS		
Especificação		Desenho		
Planta Situação . Localização . Cobertura		Dorilda		
		Prancha		
		A-01		

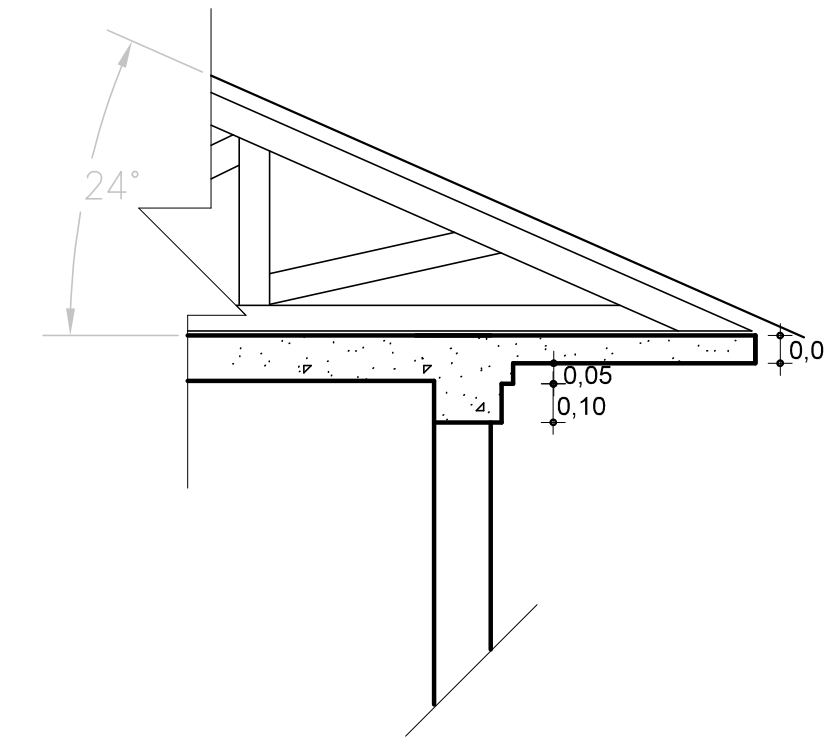


PLANTA BAIXA
Área: 214,11 m²

Obra		RESIDÊNCIA UNIFAMILIAR		Área	214,11 m ²
 RIMAPI ESCRITÓRIO DE ENGENHARIA RICARTE P. MARTINS PINTO ENG. CIVIL - CREA / RS - 48.531-D		Data - Junho 2016		Escala - 1/50	
		projeto produzido em			
Projeto / execução			Endereço		
Ricarte P. Martins Pinto Eng. Civil Crea/RS 48.531 - D			Rua Leodina Rodrigues Da Silva Quadra D - Lote 04 - Zona (ZR-2) Residencial Venetto - Arvorezinha - RS		
Proprietário		Desenho		Dorilda	
Especificação		Prancha		A-02	
Planta Baixa					



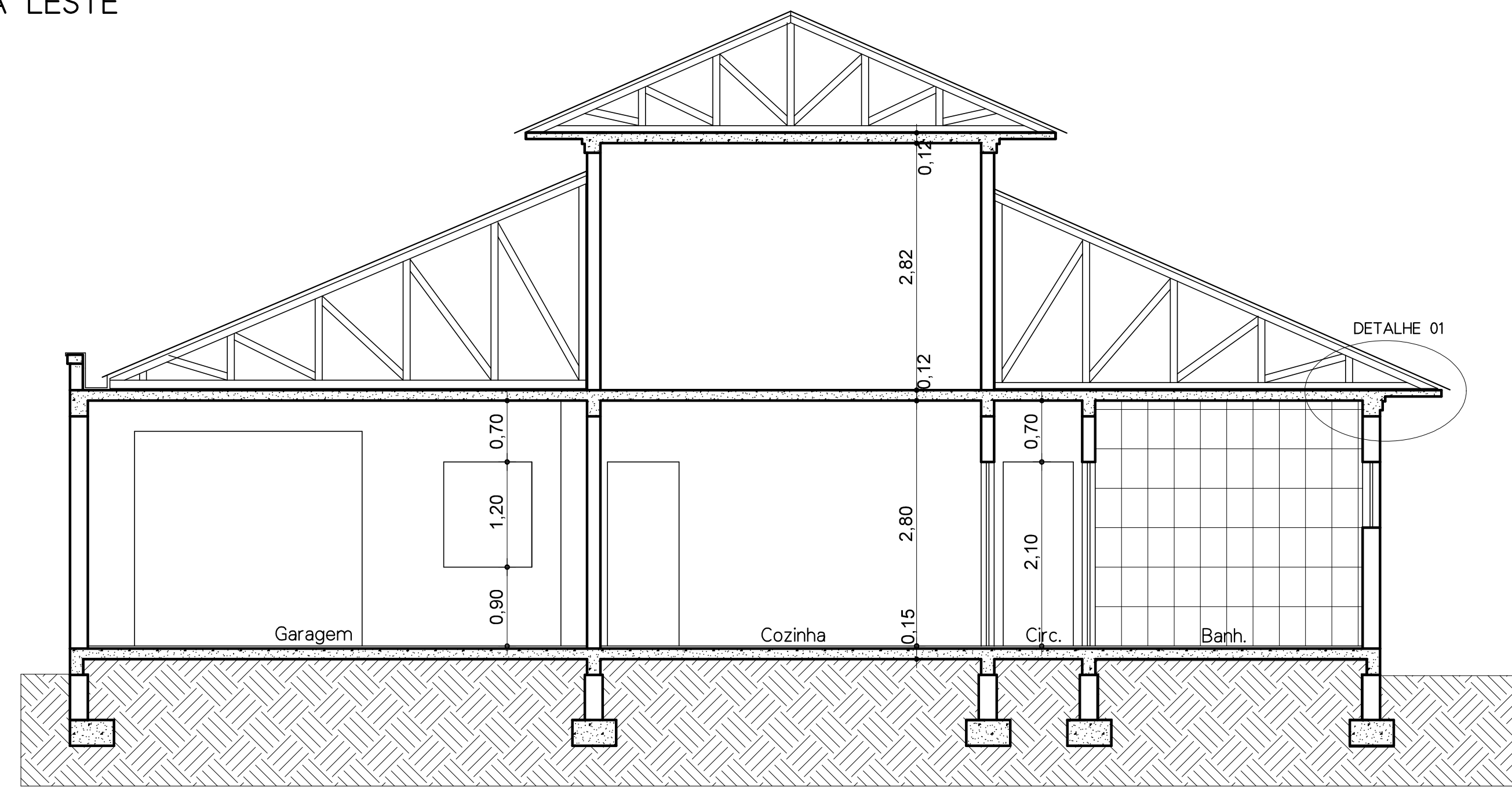
FACHADA LESTE




DETALHE 01
ESC. 1/20



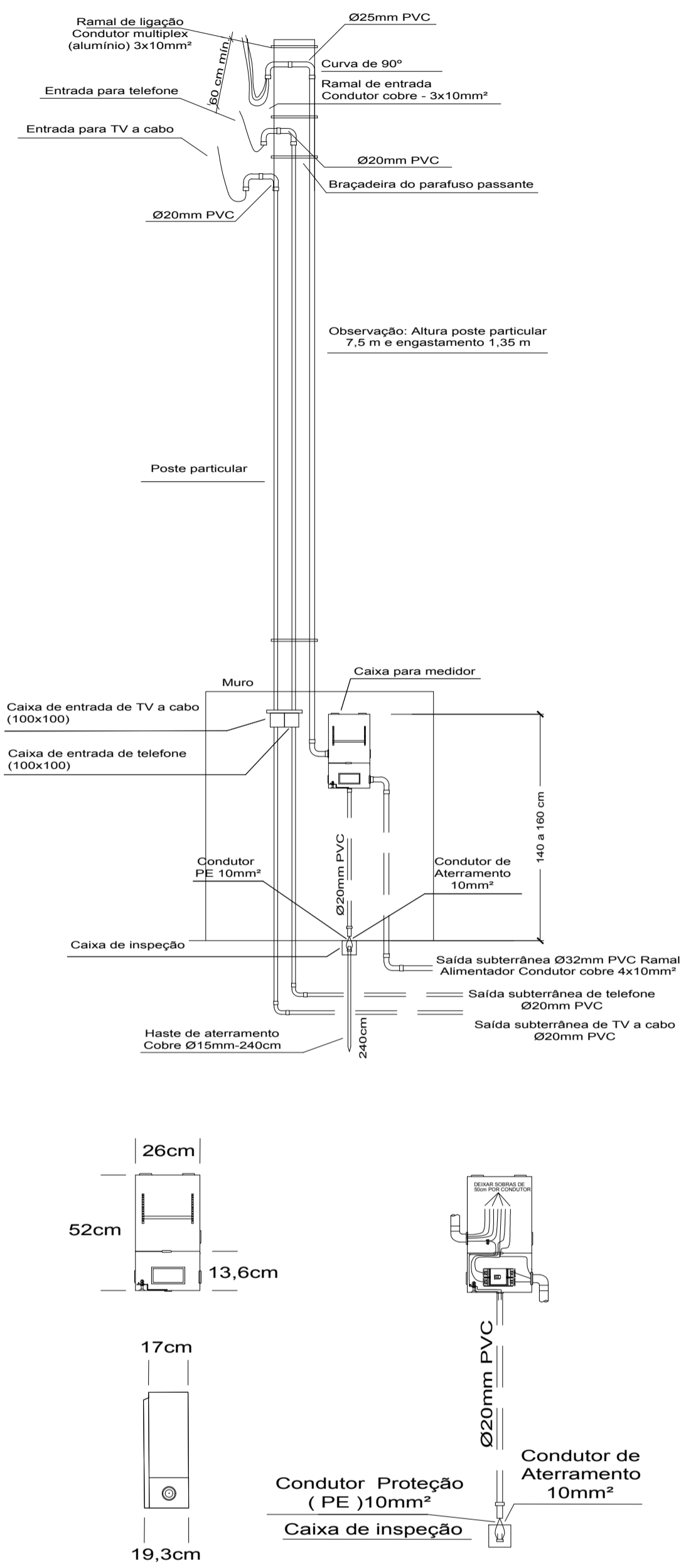
FACHADA PRINCIPAL



CORTE AA

Obra		RESIDÊNCIA UNIFAMILIAR		Área	214,11 m ²
 RIMAPI ESCRITÓRIO DE ENGENHARIA RICARTE P. MARTINS PINTO ENG. CIVIL - CREA / RS - 48.531-D		Fone - (51) 3772 1114		Data - Junho 2016	
		E-mail rimapieng@hotmail.com		Escala - 1/50	
Projeto / execução		Ricarte P. Martins Pinto		projeto produzido em	
Eng. Civil Crea/RS 48.531 - D		Endereço		Data Cad	
Proprietário		Rua Leodina Rodrigues Da Silva		Desenho	
		Quadra D - Lote 04 - Zona (ZR-2)		Dorilda	
Especificação		Residencial Venetto - Arvorezinha - RS		Prancha	
Fachadas , Corte A-A				A-03	

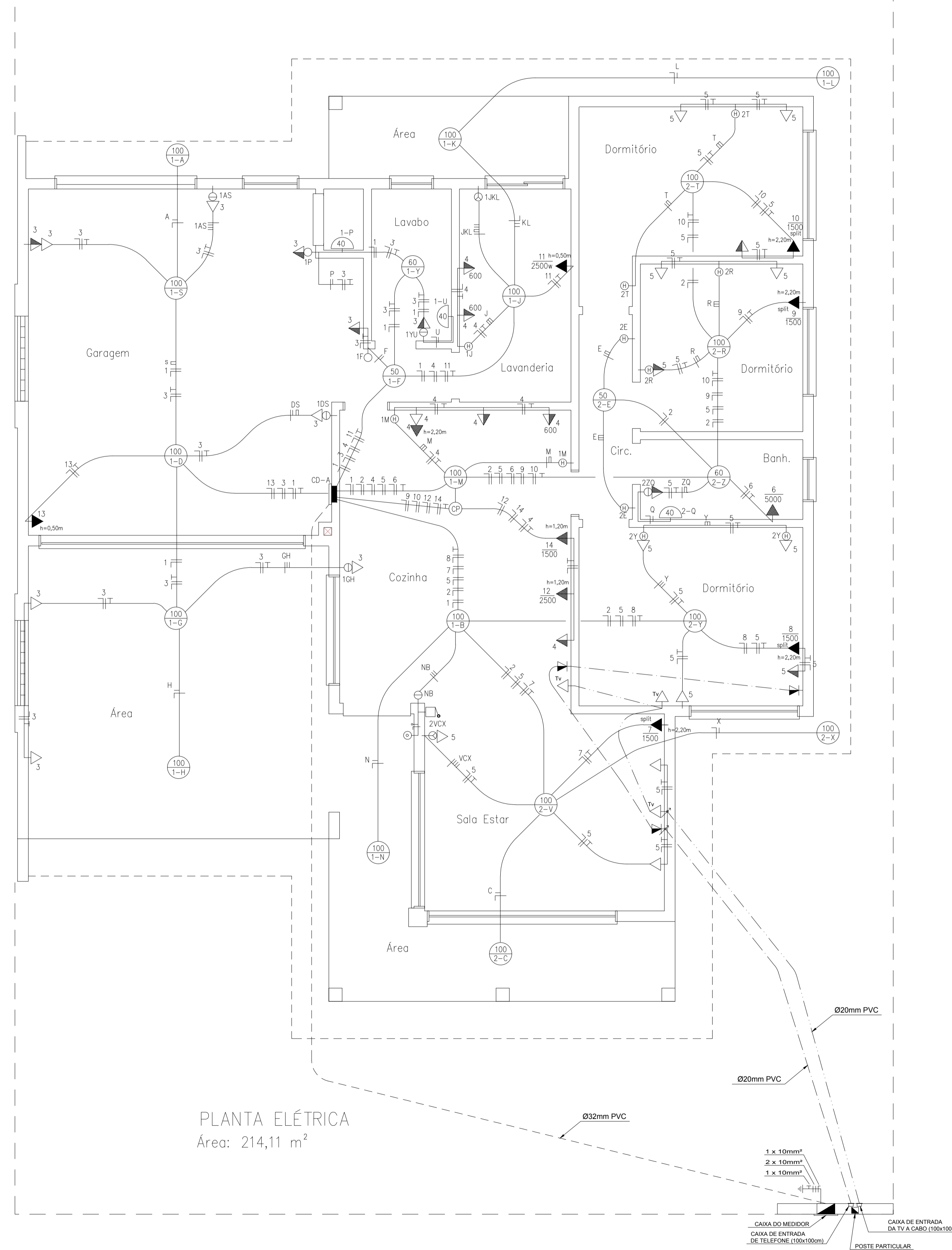
DETALHE DA ENTRADA



R = 14.420 W
S = 14.160 W

Cd	Circuito	Iluminação (W)	Tomadas coletivas (W)	Tomadas individual (W)	Total (W)	Condutor (mm²)	Disjuntor (A)	Disp. DR (A)	Fase
1	1	1520			1520	2x1,5	16		R
2	2	1160			1160	2x1,5	16		S
3	3		2500		2500	2x2,5	20	2x25	R
4	4		3000		3000	2x2,5	20	2x25	S
5	5		1400		1400	2x2,5	32	2x25	R
6	6		Chuveiro	5000	5000	2x4+1x2,5	20	2x40	R
7	7		Ar split	1500	1500	3x2,5	20	2x25	R
8	8		Ar split	1500	1500	3x2,5	20	2x25	S
9	9		Ar split	1500	1500	3x2,5	20	2x25	S
10	10		Ar split	1500	1500	3x2,5	20	2x25	S
11	11		Máquina lavar/secar	2500	2500	3x2,5	20	2x25	R
12	12		Máquina lavar louça	2500	2500	3x2,5	20	2x25	S
13	13		Portão automático	1500	1500	3x2,5	20	2x25	S
14	14		Microondas	1500	1500	3x2,5	20	2x25	S
Total instalado					28,58 KW				

- OBSERVAÇÕES:
- AS TOMADAS DE USO GERAL NÃO ESPECIFICADAS TEM POTÊNCIA DE 100W
 - OS CONDUTORES NÃO ESPECIFICADOS TEM SEÇÃO DE 2,5mm²
 - OS ELETRODUTOS NÃO ESPECIFICADOS TEM DIÂMETRO DE 20mm



PLANTA ELÉTRICA
Área: 214,11 m²

Item Nº	Descrição	Altura (m)	Caixa (mm)	Repres. gráfica Simplificada
1	Ponto de Luz LED no Teto	pé - direito	100x100 octogonal	⊖
2	Caixa de passagem de fios	pé - direito	100x100 octogonal	⊕
3	Ponto de Luz na Parede	2,00	50x50	⊙
4	Caixa de passagem no Teto	pé - direito	100x100 octogonal	⊖
5	Interruptor Simples	1,20	100x50	⊕
6	Interruptor Duplo	1,20	100x50	⊕
7	Interruptor Paralelo (Hotel)	1,20	100x50	⊕
8	Interruptor Triplo	1,20	100x50	⊕
9	Tomada Alta	1,20	100x50	⚡
10	Tomada Baixa	0,30	100x50	⚡
11	Tomada Especial	0,50	100x100	⚡
12	Espera ou Tomada Alta Telefone	1,20	100x100	⚡
13	Espera Alta de TV a cabo	1,20	100x100	⚡
14	Chuveiro Elétrico	2,20	100x50	⚡
15	Centro de Distribuição	1,20 da parte inferior da caixa	-	⊖
16	Caixa do Medidor	1,60+/-15 superior caixa	-	⊖
17	Tubulação Elétrica Embutida em Parede/Teto	-	-	—
18	Eletroduto ou tubulação que Sobee	-	-	—
19	Tubulação Elétrica Subterrânea	-	-	---
20	Tubulação Telefônica	-	-	---
21	Tubulação antena de TV/TV a Cabo	-	-	---
22	Neutro; Fase; Retorno; PE	-	-	—
23	Haste Aterramento Neutro e PE	-	-	—

Obra		RESIDÊNCIA UNIFAMILIAR	Área	214,11 m²
Projeto / execução		RIMAPI ESCRITÓRIO DE ENGENHARIA RICARTE P. MARTINS PINTO ENG. CIVIL - CREA / RS - 48.531-D		
Proprietário		Data - Junho 2016 Escala - 1/50 projeto produzido em Data Cad		
Especificação		Endereço Rua Leodina Rodrigues Da Silva Quadra D - Lote 04 - Zona (ZR-2) - Residencial Venetto Arvorezinha - RS		
Desenho		Dorilda		
Prancha		E-01		