

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ENGENHARIA DE ENERGIA

**ANÁLISE DA VIABILIDADE TÉCNICA E FINANCEIRA DE INSTALAÇÃO
FOTOVOLTAICA EM INDÚSTRIA**

por

Marina Calcagnotto Mascarello

Monografia apresentada à Comissão de Graduação do Curso de Engenharia de Energia da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para obtenção do diploma de Bacharel em Engenharia de Energia.

Porto Alegre, Julho de 2017



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
ENGENHARIA DE ENERGIA

ANÁLISE DA VIABILIDADE TÉCNICA E FINANCEIRA DE INSTALAÇÃO
FOTOVOLTAICA EM INDÚSTRIA

por

Marina Calcagnotto Mascarello

ESTA MONOGRAFIA FOI JULGADA ADEQUADA COMO PARTE DOS
REQUISITOS PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE
BACHAREL EM ENGENHARIA DE ENERGIA.
APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELA BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Roberto Chouy Leborgne
Coordenador do Curso de Engenharia de Energia

Orientador: Prof.^a Dr.^a Letícia Jenisch Rodrigues

Banca examinadora:

Prof.^a Dr.^a Letícia Jenisch Rodrigues – DEMEC / UFRGS

Prof. Dr. Arno Krenzinger – DEMAT / UFRGS

Prof. Dr. Cirilo Seppi Bresolin – DEMEC / UFRGS

Porto Alegre, 21 de Julho de 2017.

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais por tudo que sempre me proporcionaram, às minhas irmãs pela ajuda e paciência, ao Eng. Tales Maschio por todas as informações e auxílio essenciais para elaboração deste trabalho, à minha orientadora Letícia Jenisch Rodrigues por toda atenção e empenho e aos demais mestres que contribuíram com a minha formação até este momento.

MASCARELLO, M. C. **Análise da Viabilidade Técnica e Financeira de Instalação Fotovoltaica em Indústria.** 2017. 23 folhas. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2017.

RESUMO

Este trabalho apresenta a análise da viabilidade técnica e financeira de uma instalação fotovoltaica em um parque fabril de indústria localizada no estado do Rio Grande do Sul, que adquire energia elétrica no ambiente de contratação livre. Inicialmente foi dimensionado o sistema, a partir do qual foi simulada a geração mensal de energia elétrica no período de um ano, considerando orientação e inclinação dos módulos conforme local de instalação. Assim, através de proposta de redução da demanda e com a economia de energia, foi possível estimar a receita obtida e realizar a análise econômica através do valor presente líquido, a taxa interna de retorno e o tempo de retorno do investimento. Para o consumidor livre o investimento não retorna durante o tempo de análise, podendo ser viabilizado com redução do custo inicial do sistema ou maiores tarifas de energia praticadas, como ocorre no mercado cativo.

PALAVRAS-CHAVE: Sistema Fotovoltaico, Geração Distribuída na Indústria, Ambiente de Contratação Livre.

MASCARELLO, M. C. **Technical and Economic Feasibility of a PV Installation in Industrial Complex.** 2017. 23 pages. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2017.

ABSTRACT

This work presents the analysis of the technical and economic feasibility of a photovoltaic installation in an industrial complex located in Rio Grande do Sul, Brazil, in which electrical energy is acquired in the free energy market. The system was first dimensioned and then simulated for a one year period, considering geographic orientation and tilt angle of the modules according to the place of installation. By means of a proposition in reducing the demand and the energy savings it was possible to calculate the revenue, what led to the economic analysis, accomplished by calculating the net present value, internal rate of return and payback time. For the free energy market consumer, the investment does not return during the period of analysis, and it could become feasible by means of a reduction on the initial investment or higher energy tariffs practiced, as it is in the captive market.

KEYWORDS: PV system, distributed generation in industry, free energy market.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	1
2.1	Energia solar fotovoltaica.....	1
2.2	Mercado livre de energia	3
2.3	Conexão do sistema e formas de operação.....	4
3	ESTUDO DE CASO E METODOLOGIA	5
3.1	Perfil de consumo da indústria	5
3.2	Inserção da energia solar fotovoltaica	7
3.3	Dimensionamento do sistema.....	7
4	SIMULAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS.....	11
4.1	Simulação do sistema	11
4.2	Desempenho do sistema	11
4.3	Custos envolvidos.....	13
4.4	Análise financeira.....	13
4.4.1	Parâmetros da análise	13
4.4.2	Resultado da análise econômica.....	14
5	CONCLUSÃO	16
6	TRABALHOS FUTUROS.....	17

1 INTRODUÇÃO

A geração distribuída (GD), que consiste na geração de energia elétrica junto ou próximo à carga, se encontra fortemente presente e consolidada em diversos países desenvolvidos. Incentivos governamentais e políticas regulatórias vigentes atuam como estímulo para a disseminação da GD, principalmente aquela proveniente de fontes renováveis. Dentre elas pode-se citar a energia solar fotovoltaica, que nos últimos anos tem se mostrado mais viável economicamente devido à redução significativa do custo inicial da instalação. Historicamente os países da Europa foram precursores na inserção de sistemas fotovoltaicos e hoje ainda detém a maior fatia de potência instalada, correspondente à 41% do cenário mundial. Nos últimos anos, no entanto, a China tem aumentado sua participação no cenário mundial em capacidade instalada e mais fortemente ainda na produção de células e painéis fotovoltaicos, sendo responsável por 67% da produção mundial (Fraunhofer, 2016).

Em larga escala, a geração distribuída apresenta potenciais benefícios para o sistema elétrico - principalmente em um cenário de aumento da demanda energética - dentre os quais pode-se citar a redução no carregamento das redes de transmissão e distribuição, o que reduz as perdas e diminui a necessidade de investimentos na expansão das redes. Especificamente a geração fotovoltaica representa potencial de diversificação da matriz energética e menor impacto ambiental, se comparado às fontes não renováveis. Salienta-se que o Brasil tem um grande potencial não explorado para aplicação dessa tecnologia, por se localizar em zona de incidências solares elevadas durante todo ano na maior parte do território. O marco regulatório para a geração distribuída no Brasil foi a Resolução Normativa nº 482/2012, que, além de determinar as faixas de potência para mini e microgeração, estabeleceu o sistema de *net metering* para sistemas conectados à rede de consumidores cativos, no qual a medição é feita bidirecionalmente e a energia gerada pode ser convertida em créditos para abatimento na fatura de energia elétrica. A publicação da Resolução Normativa nº 687/2015 da ANEEL, como atualização da nº482/2012, veio a conferir maiores benefícios para o produtor e consumidor cativo, como o maior tempo para utilização dos créditos recebidos no Sistema de Compensação de Energia Elétrica e a redução nos prazos máximos para conexão dos sistemas à rede por parte das distribuidoras (ANEEL, 2015). Além disso, o recente convênio ICMS 75 concedeu a diversos estados, incluindo o Rio Grande do Sul, a isenção do ICMS na energia elétrica utilizada pela unidade consumidora através dos créditos obtidos com a energia gerada e injetada na rede (CONFAZ, 2016). Conta também a favor da GD a instauração do Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD) em 2015 pela Portaria nº 538 do Ministério de Minas e Energia, com objetivos dentre os quais está a ampliação da GD através de fontes renováveis (MME,2015). Para tal, está prevista a elaboração de propostas de cunho legal, tributário e regulatório, incluindo a elaboração de estudo para permitir a venda da energia proveniente da GD no Ambiente de Contratação Livre (PROGD, 2015).

Responsável por 35% do consumo de energia elétrica no Brasil (EPE, 2013), o setor da indústria é de suma importância para a expansão da geração distribuída. Este é o foco do presente trabalho, que visa analisar a viabilidade técnica e econômica de uma instalação fotovoltaica em indústria localizada na cidade de Farroupilha, no estado do Rio Grande do Sul, cuja energia elétrica consumida é adquirida no Ambiente de Contratação Livre. Será analisada a possibilidade de instalação de módulos fotovoltaicos na cobertura de uma das fábricas do complexo industrial. Posteriormente, será simulada a energia gerada pela instalação e assim será analisado o retorno financeiro, através da análise do valor presente líquido (VPL), a taxa interna de retorno (TIR) o *payback* descontado.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

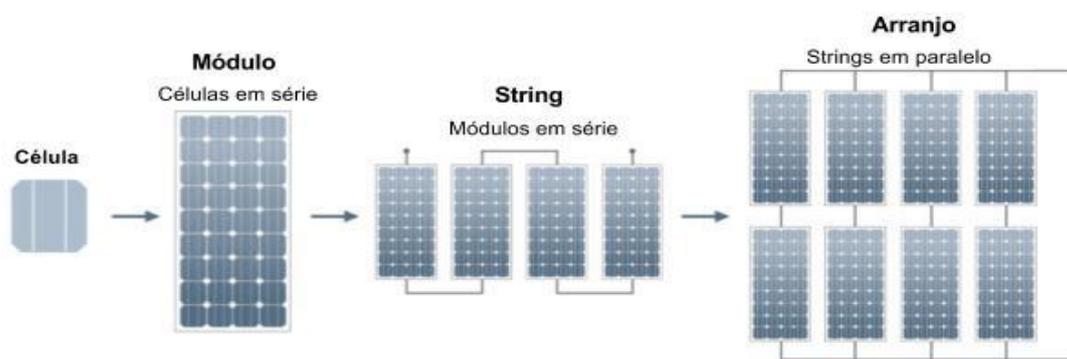
2.1 Energia solar fotovoltaica

A energia solar fotovoltaica pode ser definida como a energia elétrica gerada por meio de um material semicondutor, ou seja, materiais com energia de *gap* menor que 3eV, dotado de características específicas que permitem realizar a conversão da energia do espectro radiante proveniente do sol em energia elétrica. Duas camadas de material semicondutor dopado com impurezas distintas, sendo uma de

tipo n, a qual possui excesso de elétrons, e uma de tipo p, com excesso de lacunas, são unidas de modo a formar uma junção pn. Na área mais próxima da junção surge a chamada zona de depleção, na qual ocorre a separação dos portadores de carga, o que resulta em uma diferença de potencial. Quando fótons com energia maior que a energia do *gap* incidem sobre o material, ocorre então a formação de pares elétron-lacuna, que podem ocorrer em distintas regiões da célula, o que irá determinar o fenômeno físico dominante. Através desses fenômenos é gerada uma corrente elétrica líquida, que será conduzida pelos contatos elétricos conectados por meio de um condutor. Este fenômeno ocorre com qualquer diodo exposto à luz solar, o que permite dizer que a célula fotovoltaica é essencialmente um diodo de grande área otimizado para aproveitamento fotoelétrico (Pinho e Galdino, 2014).

A célula fotovoltaica pode ser definida como o menor componente de um sistema fotovoltaico, na qual ocorre o fenômeno anteriormente descrito e consiste basicamente de uma lâmina de material semicondutor dopado, tratada por diversos processos para redução das perdas óticas e que contém contatos metálicos em ambos os lados. De modo a somar a tensão elétrica gerada individualmente em cada célula, determinado número de células são associadas em série, e, buscando um aumento de corrente elétrica, são associados diversos desses conjuntos em paralelo. O conjunto final de células eletricamente conectadas encapsulado em estrutura com moldura metálica e com a inserção de superfícies que conferem maior resistência e reduzem as perdas, sendo a mais externa de vidro temperado, é denominado módulo fotovoltaico. Os módulos também contam com diodos *bypass* que fazem o desvio da corrente em caso de sombreamento de uma parcela do módulo, reduzindo as perdas, além de cabos e conectores na parte posterior para conexão elétrica dos módulos (Pinho e Galdino, 2014). Para formar um sistema fotovoltaico, são associados módulos em série, formando as chamadas *strings*, que são então associadas em paralelo, o que resulta em um arranjo com tensão e corrente determinadas por tais associações, conforme situação típica ilustrada pela Figura 2.1.

Figura 2.1 - Configuração de sistema fotovoltaico típico



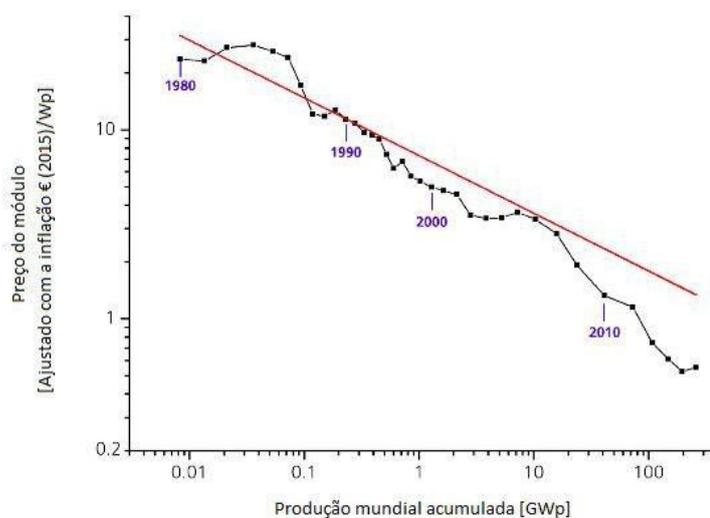
Fonte: Adaptado de Your Home Australia.

Mundialmente o semicondutor mais empregado é o Silício, na forma monocristalina ou policristalina, formas que distinguem-se pelo bloco de cristal a partir do qual é obtida a lâmina que dará origem à célula fotovoltaica, sendo o primeiro composto por um único cristal e o segundo por diversos pequenos cristais. As células de mono-Si, que correspondem a 31% da potência instalada mundial, e as de poli-Si, responsáveis por 57% das células existentes (MERTENS, 2013), constituem a Primeira Geração. A tecnologia de filmes finos compõe a Segunda Geração Fotovoltaica, com participação inferior a 15% da potência instalada (MERTENS, 2013) e as células orgânicas, que compõem a Terceira Geração ainda são incipientes no mercado. (PINHO e GALDINO, 2014).

Um parâmetro imprescindível na análise dos módulos fotovoltaicos é a eficiência, que demonstra qual fração da energia recebida através da irradiação solar é efetivamente convertida em energia elétrica. A eficiência média dos módulos comerciais de Silício nos últimos 10 anos aumentou de 12 para 17%, sendo o recorde de eficiência de obtido em laboratório de 25,6% para um módulo de Silício monocristalino e 20,8% para um módulo de Silício Policristalino (Fraunhofer, 2016). No presente estudo serão empregados módulos de Silício Policristalino, que apresentam melhor relação entre eficiência e custo, por dominarem o mercado mundial.

Economicamente verifica-se que as instalações fotovoltaicas têm se tornado mais viáveis devido à redução do preço dos módulos, o que pode ser observado na Figura 2.2, que mostra a tendência de redução do preço dos módulos, em Euro reajustado, com o crescimento da produção mundial acumulada. No Brasil, o valor médio de um sistema fotovoltaico oscila com o câmbio, já que não há uma indústria nacional estabelecida capaz de suprir a demanda. O preço para sistemas completos acima de 10 kW no Brasil, incluindo módulos, inversores, cabos, proteções, fixação e custos com conexão e projeto pode ser estimado em R\$5,56/Wp. Também foi observada expressiva redução do custo dos módulos, que passaram de 0,98 €/W_p em 2012 para 0,61 €/W_p em 2015 (Nakabayashi,2014).

Figura 2.2 - Evolução do preço dos módulos fotovoltaicos com a produção acumulada mundial



Fonte: Adaptado de Fraunhofer,2016.

2.2 Mercado livre de energia

A energia elétrica no Brasil é tradicionalmente adquirida no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), também conhecido como Mercado Cativo. Se forem preenchidos os requisitos por parte da unidade consumidora, no entanto, ela pode ser contratada no chamado Mercado Livre ou Ambiente de Contratação Livre (ACL). No Mercado Livre o consumidor negocia livremente com os fornecedores os preços e condições a serem pagas pela energia elétrica.

Para buscar o melhor entendimento dos mecanismos do mercado livre, é importante definir os conceitos de demanda e energia. Segundo a Resolução nº 456:2000 da ANEEL, "a demanda é definida como a média das potências elétricas ativas ou reativas, solicitadas ao sistema elétrico pela parcela da carga instalada em operação na unidade consumidora, durante um intervalo de tempo especificado". Neste estudo será utilizado o termo demanda para se referir à potência ativa, uma vez que a potência reativa não está no escopo de análise. Cabe ressaltar que a demanda medida para faturamento no mercado livre é o maior valor de potência ativa em medição integralizada a cada 15 minutos (ANEEL,2000). Por sua vez, o consumo de energia elétrica corresponde à integração da potência requerida pela carga em um intervalo de tempo, que nas análises do presente estudo será na base mensal.

Dentre os pré-requisitos para firmar contratos no mercado livre está a demanda mensal contratada pelo consumidor, que deve ser superior a 500 kW. Os consumidores distinguem-se em consumidor especial, que possui demanda entre 500 e 3000 kW e consumidor livre, cuja demanda é maior que 3000 kW, sendo que apenas ao consumidor especial há restrição na fonte geradora para aquisição de energia. Quem fornece a energia ao mercado livre são agentes comercializadores, importadores, autoprodutores, geradores e até mesmo outros consumidores livres e especiais que estejam vendendo seus excedentes. São firmados contratos entre consumidor e fornecedor e a garantia de fornecimento é obtida mediante registro desses contratos na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). O valor pago pela energia elétrica é dividido em duas parcelas, a primeira é o preço da energia em si, somada à taxa de transmissão

e aos encargos e a segunda refere-se à disponibilidade do sistema de transporte de energia - conhecida como Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) ou Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), de acordo com o sistema que é empregado no transporte da energia (ABRACEEL, 2017). O valor a ser pago pela energia é determinado pelo contrato firmado diretamente com o fornecedor e pode ser proveniente de fontes convencionais ou incentivadas, que são aquelas oriundas de usinas eólicas, solares, a biomassa, hidráulicas ou cogeração qualificada com potência inferior ou igual a 30000kW. Adquirir energia de fontes incentivadas dá direito à redução a partir de 50% na TUST e TUSD. (ABRACEEL, 2017). No contrato com as geradoras é fixado um valor em MW_m , que corresponde ao valor total em MWh dividido pelo número de horas do mês, podendo ser fixo, no qual o valor faturado será sempre igual ao contratado ou flexível, no caso em que existe uma tolerância determinada em cima do valor contratado. Para os usuários do sistema de distribuição, o cálculo da TUSD se dá de acordo com a modalidade tarifária da unidade consumidora (ANEEL, 2012) e os valores de cada distribuidora são reajustados anualmente. O consumidor firma um contrato de demanda com a distribuidora local que garante a disponibilidade da energia no ponto de entrega, sendo o valor mensal tarifado igual ao contratado caso a demanda máxima registrada no mês não ultrapasse esse valor. No caso de ultrapassagem de até 5% acima do valor contratado é cobrado o máximo registrado e acima deste limite há incidência de multa sobre todo o excedente ao contratado.

No mercado livre também existe o mercado de curto prazo (MCP), no qual são liquidadas as diferenças entre a quantidade contratada e a energia efetivamente gerada e consumida. Após todas as medições, é calculado pela CCEE o preço de liquidação das diferenças (PLD), que é divulgado semanalmente e corresponde ao valor da energia que o consumidor que tenha excedido a demanda poderá contratar para quitar a diferença e também o que poderá ser recebido pelo consumidor cuja energia consumida estiver abaixo do valor contratado (ABRACEEL, 2017).

Como já mencionado, uma das modalidades no mercado livre é a de autoprodutor, definido inicialmente no Decreto nº 2003 de 1996 como "a pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo" (BRASIL, 2003). Com o Decreto nº 5163 de 2004 foi autorizada ao autoprodutor a comercialização dos seus excedentes mediante autorização da ANEEL e ficou determinado que "será facultada aos consumidores que pretendam utilizar em suas unidades industriais energia elétrica produzida por geração própria, em regime de autoprodução ou produção independente, a redução da demanda e da energia contratadas ou a substituição dos contratos de fornecimento por contratos de conexão e de uso dos sistemas elétricos, mediante notificação ao agente de distribuição ou agente vendedor" (BRASIL, 2004). Em agosto de 2015 a Resolução Normativa da ANEEL nº 676 veio a definir uma Central Geradora Fotovoltaica com capacidade instalada reduzida como aquela com potência instalada igual ou inferior a 5000 kW e cuja instalação deve ser comunicada à ANEEL através de cadastro de informações do empreendimento conforme procedimento padrão. Após o devido registro "é assegurada a comercialização de energia e o livre acesso às instalações de distribuição e de transmissão, nos termos da legislação vigente" (ANEEL, 2015).

Outra forma de venda dos excedentes de energia é através de contratos de Cessão de Energia, cujas diretrizes foram determinadas pela Portaria do MME, nº 185 de 2013, a qual define que "Os Consumidores Livres e Consumidores Especiais poderão ceder, a preços livremente negociados, montantes de energia elétrica e de potência que sejam objeto de Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica, registrado e validado na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE". Segundo a CCEE, na venda de excedentes por cessão, o consumidor que estiver cedendo energia receberá créditos de ICMS, de modo a evitar bitributação, já que o imposto será pago pelo adquirente (CCEE, 2015).

2.3 Conexão do sistema e formas de operação

Os sistemas fotovoltaicos quando operando isoladamente podem alimentar diretamente a carga, através do emprego de inversores de frequência, já que a maioria dos equipamentos operam com corrente alternada. Também podem alimentar um sistema de armazenamento, composto por controladores de carga, baterias e inversores para fornecimento à carga quando o consumo não coincide temporalmente com a geração. A outra opção é conhecida como *on-grid* ou *grid-tie* e consiste na conexão da saída dos inversores de frequência à rede de distribuição. Essa conexão é aplicada quando a geração não ocorre

simultaneamente ao consumo, que é o caso de grande parte dos sistemas fotovoltaicos residenciais, nos quais o pico da curva de carga se dá nos horários de pouca ou nenhuma incidência solar. Neste caso, para os consumidores cativos, a compensação é feita pelo sistema de *net metering* e, no mercado livre há possibilidade de comercialização dos excedentes sob autorização da ANEEL. Porém, para exportar energia para a rede, além da adequação no sistema de medição e faturamento, são necessárias diversas adaptações na infraestrutura elétrica, como transformadores e sistema de proteção e controle, que podem ser um tanto onerosas para consumidores atendidos em alta tensão.

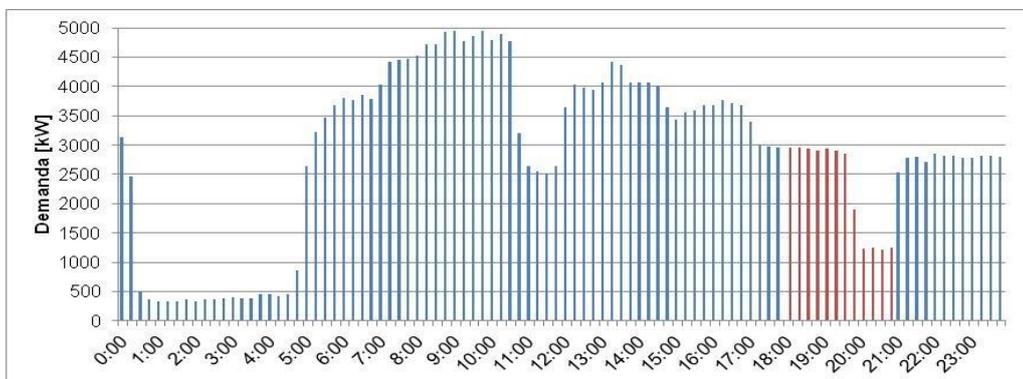
3 ESTUDO DE CASO E METODOLOGIA

3.1 Perfil de consumo da indústria

O parque fabril analisado é alimentado em 69kV e conta com uma subestação de entrada, na qual a tensão é rebaixada para 13,8 kV. A distribuição é realizada nesta tensão por meio de alimentadores aéreos compactos até cada uma das fábricas, nas quais existem subestações que rebaixam novamente essa tensão para 380 V, para entrega às máquinas via barramentos blindados. Assim, a indústria se caracteriza como uma unidade consumidora do Grupo A, Subgrupo A3, de modo que se enquadra obrigatoriamente na estrutura tarifária horo-sazonal azul, em que, no contrato firmado com a concessionária, são fixados valores da demanda prevista pelo consumidor no horário de ponta e no horário fora de ponta (ELETROBRAS 2011). A RGE, que é a distribuidora local, pratica o horário de ponta das 18h00 às 20h59, sendo este deslocado em uma hora no horário de verão (ANEEL, 2013). Para a unidade consumidora azul a TUSD além das duas tarifas para demanda, em R\$/kW, uma para horário de ponta e a outra para horário fora da ponta, inclui também uma tarifa para o consumo, em R\$/MWh, sem distinção de horário (ANEEL, 2012).

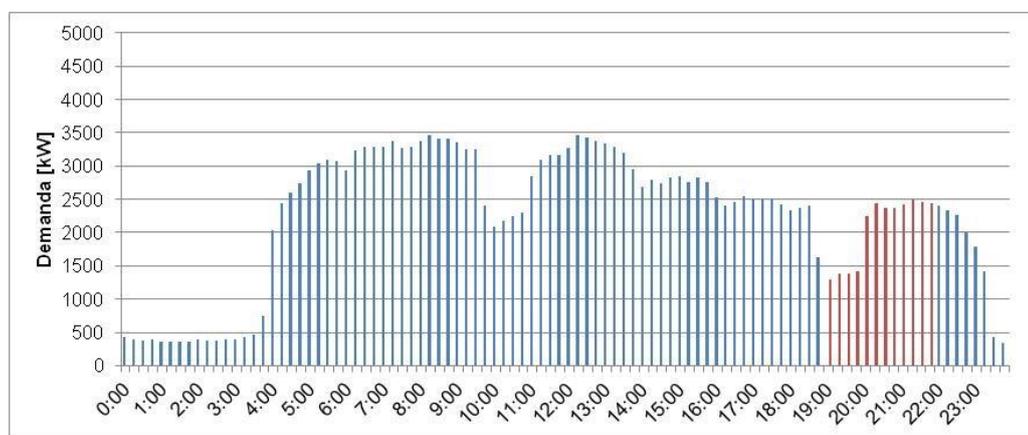
A indústria possui dois contratos de energia compartilhados com as outras três localidades da empresa, sendo um deles de energia convencional, com flexibilidade de 5%, do qual a unidade analisada tem direito a 1,6 MW_m. O segundo contrato, do qual a unidade disponibiliza de 0,75 MW_m, é proveniente de fontes incentivadas, que fornece 50% de desconto na parcela referente à demanda da TUSD, e não possui flexibilidade. Quanto à demanda contratada, os valores mensais são de 3800 kW em horário de ponta e 5000 kW em horário fora da ponta, ambos com 5% de tolerância de ultrapassagem sem incidência de multas. Considerou-se apenas a demanda no horário fora da ponta, já que é no horário de ponta não haverá geração no sistema fotovoltaico, tendo sido o valor médio da demanda máxima diária no ano de 4364 kW. A maior demanda máxima diária fora da ponta foi de 4950,4 kW, registrada no dia 01/06, enquanto a menor – excluindo finais de semana, feriados e férias coletivas - ocorreu no dia 05/02, no valor de 3472 kW. As curvas de demanda com integralização a cada 15 minutos para esses dois dias podem ser observadas na Figura 3 e na Figura 4 respectivamente, nas quais o horário de ponta está representado em vermelho. Observa-se a mesma tendência em ambas as curvas, com os maiores valores registrados no período da manhã, um afundamento no horário de pausa para almoço e outras elevações menores no período da tarde. Verificou-se que em nenhum dia do ano de 2016 as demandas contratadas foram ultrapassadas, tendo ficado no ano em média 12,72% abaixo do contratado no horário fora da ponta. O consumo médio mensal no ano de 2016 foi de 1347,71 MWh, tendo sido janeiro o mês de menor consumo Janeiro, devido ao período de férias coletivas e agosto o mês de maior consumo. Os valores de demanda máxima e consumo mensal estão apresentados na Tabela 3.1.

Figura 3.1 - Demanda da indústria no decorrer do dia de maior demanda máxima



Fonte: elaborado pela autora.

Figura 3.2 - Demanda da indústria no decorrer do dia de menor demanda máxima



Fonte: elaborado pela autora.

Tabela 3.1 – Valores mensais de demanda máxima e consumo da indústria.

<i>Mês</i>	<i>Demanda Máxima Registrada Fora Ponta [kW]</i>	<i>Consumo mensal [MWh]</i>
Janeiro	4592	729
Fevereiro	4412,8	1270,3
Março	4704	1512,1
Abril	4592	1358,1
Mai	4793,6	1471,6
Junho	4950,4	1563,3
Julho	4368	1066,9
Agosto	4860,8	1567,3
Setembro	4883,2	1413,2
Outubro	4816	1524,9
Novembro	4771,2	1499,5
Dezembro	4547,2	1196,3
TOTAL	-	16172,5

Fonte:Elaborado pela autora.

3.2 Inserção da energia solar fotovoltaica

Visto que a demanda diária de energia do parque fabril possui um valor elevado, o suprimento integral da mesma através da energia solar fotovoltaica acarretaria em um investimento inicial extremamente elevado, além de uma área muito extensa para instalação dos módulos. Além disso, o suprimento não apresentaria o nível desejado de confiabilidade, já que, a energia elétrica gerada depende da irradiação solar, ou seja, é variável e sazonal. Deste modo, propõe-se a inserção da geração fotovoltaica como alternativa para redução do consumo e possível redução da demanda contratada.

Foi escolhido um dos pavilhões do parque fabril para instalação do sistema que está voltado para o Noroeste e é composto por diversas faces inclinadas, o que pode ser observado na imagem de satélite da Figura 6. Foram consideradas dez faces para instalação dos módulos, já que a face frontal possui uma inclinação diferente das demais. As faces empregadas são de três tipos diferentes, todas com a inclinação igual a $14,6^\circ$ e ângulo de azimute de 333° (em relação ao Norte). Uma representação do pavilhão foi elaborada no *software* Sketchup Make, no qual foi possível criar o modelo 3D sobreposto à imagem de satélite do Google Maps, de modo que o modelo está posicionado na posição geográfica real. Através do modelo foi analisado o sombreamento das faces e, com auxílio da extensão Skelion, utilizada durante o período *trial*, foi demarcada a área utilizável, definida como a área não sombreada no intervalo das 9h às 15h do dia 21 de junho - dia do solstício de Inverno para o hemisfério sul, que é o dia em que o Sol atinge a maior distância em relação ao Equador. Assim, a área total disponível para inserção dos módulos é de 4296 m^2 e a inclinação em relação ao plano horizontal considerada será a mesma do telhado, visando reduzir os custos com estrutura e a ação dos ventos e intempéries sobre o sistema.

Figura 3.3 – Imagem de satélite do telhado proposto para instalação do sistema.



Fonte: Google Maps.

3.3 Dimensionamento do sistema

Para o sistema em análise foi selecionado o módulo de silício policristalino da fabricante Canadian CS6P-265, composto de 60 células com potência total de 265 W_p , demonstrado na Figura 3.4 cujas principais características estão no Quadro 3.1 e o *datasheet* completo no Anexo A. O inversor escolhido é um inversor trifásico do fabricante SMA, modelo Sunny Tripower, apresentado na Figura 3.5. Foram consideradas duas potências diferentes, sendo o tipo A de 25kW e o tipo B de 20kW, cujas características técnicas são fornecidas no *datasheet* do fabricante, estando algumas apresentadas na Tabela 3.3 e as demais no Anexo B. A carga será atendida diretamente em baixa tensão, com conexão de modo que a tensão de saída do inversor seja de 380V, que é a tensão empregada na unidade fabril.

Figura 3.4 – Módulo fotovoltaico selecionado – modelo CS6P-265



Fonte: Canadian Solar.

Quadro 3.1 – Características relevantes dos módulos selecionados.

Característica	Valor
Potência Nominal Máxima[Wp]	265
Tensão no ponto de máxima potência (STC) [V]	30,6
Corrente no ponto de máxima potência (STC) [A]	8,66
Tensão de Circuito Aberto (STC) [V]	37,7
Corrente de Circuito Aberto (STC) [A]	9,23
Eficiência [%]	16,47
Coefficiente de temperatura (V_{oc}) [%/°C]	-0,31
Coefficiente de temperatura (I_{sc}) [%/°C]	0,0053

Fonte: Canadian Solar.

Figura 3.4 – Inversor selecionado modelo Sunny Tripower.



Fonte: SMA.

Característica	Inversor A	Inversor B
Entrada (lado CC)		
Potência máxima [W]	25550	20440
Máxima tensão [V]	1000	
Faixa de tensão no MPP [V]	390-800	320-800
Número de MPPT	2	
Strings por MPPT	3	
Corrente máxima por entrada [A]	33	
Saída (lado CA)		
Potência nominal [W]	25000	20000
Frequência [Hz]	60	
Tensão de Saída [V]	380/220	
Corrente Nominal de Saída [A]	36,2	29

Fonte: SMA

Os dados meteorológicos empregados são dados horários da cidade de Bento Gonçalves, fornecidos pelo *software* Energy Plus em formato epw, que tem como base dados fornecidos pelo INMET. Essa é a estação localizada mais próxima possível da localização da instalação para a qual foi possível obter os dados necessários de irradiação solar e temperatura ambiente. Para definição do arranjo, foi calculada a temperatura das células para cada uma das temperaturas ambientes do arquivo de dados meteorológicos, através de (ZILLES, 2012)

$$T_c = T_a + H_{t,\beta} \left(\frac{T_{NOCT} - 20}{800} \right) \cdot 0,9 \quad (3.1)$$

na qual T_c é a temperatura da célula (°C), T_a é a temperatura ambiente (°C), T_{NOCT} é a temperatura nominal de operação da célula (°C) e $H_{t,\beta}$ é a irradiação no plano do gerador (W/m²).

A partir da base de dados meteorológicos selecionada, obteve-se com o auxílio do software SAM a irradiação no plano inclinado dos módulos, para então calcular a temperatura da célula e identificar os valores máximo e mínimo de cada uma. Os valores médios de irradiação diária em kWh/m² para cada mês do ano no plano inclinado estão apresentados na Figura 3.6, sendo a média anual igual a 3,477 kWh/m²/dia. A irradiação total no ano disponível para o sistema é de 1260,839 kWh/m², que é superior à irradiação global horizontal (GHI) de grande parte dos locais na Alemanha, que variam entre 1000 kWh/m² e 1200 kWh/m² (SOLARGIS,2017).

Para desconsiderar os valores do início da manhã, em que a incidência solar é muito baixa e não haverá geração efetiva, selecionou-se como valor mínimo o dia 17 de junho às 8h, que foi a maior razão entre a irradiação no plano inclinado e a temperatura da célula. Desse modo a temperatura de célula mínima empregada foi de 6,4 °C e a máxima foi de 61,2 °C, no dia 22 de dezembro às 12h. Com isso, aplicou-se a correção empregando os coeficientes fornecidos pelo fabricante para verificar o número máximo e mínimo de módulos em série em cada string e o número máximo de strings em paralelo, conforme os limites de tensão e corrente do inversor. O procedimento foi conduzido para a tensão de circuito aberto V_{oc} e corrente de circuito I_{sc} , de modo a garantir que a tensão e corrente máxima do inversor não serão excedidas, e também para a tensão de máxima potência, para garantir que o sistema estará operando no *range* de tensão de máxima potência do inversor. Assim, o número de módulos em série deve estar entre 11 e 23 para o Inversor A e 9 e 23 para o Inversor B e o número máximo de strings em paralelo por entrada para ambos inversores são 3.

Figura 3.6 – Irradiância média mensal no plano inclinado



Fonte: Elaborado pela autora.

Levando em consideração a área disponível para instalação do sistema, o próximo critério empregado foi o Fator de Dimensionamento de Inversores (FDI), que é a razão entre a potência máxima do inversor e a potência nominal dos módulos nele conectados. Como cada inversor tem duas entradas, podendo conectar diretamente 3 strings em cada uma, seria possível conectar 6 strings por inversor, o que respeita a corrente máxima por entrada que é de 33 A. Porém, a FDI recomendada por fabricantes é entre 0,75 e 0,85, já que igualar a potência dos inversores à do sistema resulta em um superdimensionamento e, por consequência, custos desnecessários (PINHO E GALDINO, 2014). Por essa razão, foram empregados dois inversores de potências distintas. O resultado do dimensionamento para cada uma das faces, com numeração indicada na Figura 3.7, está no Quadro 3.1. Considerando todas as faces, o sistema é composto por 1880 módulos, o que resulta em uma potência de 498,2 kW_p, com 9 inversores do tipo A e 8 do tipo B, conforme apresentado no Quadro 3.2.

Figura 3.7 – Modelo 3D criado com os módulos inseridos



Fonte: Elaborado pela autora.

Quadro 3.1 Resultado do dimensionamento por face

Face	Área disponível [m ²]	Módulos em série	Nº de strings	Nº de módulos	P _{total} [W]	P _{inversor} [W]	Nº de inversores	FDI
1 a 4	444,2	20	10	200	53000	20440	2	0,77
5 a 7	541,4	20	12	240	63600	25550	2	0,80
8 a 10	298,4	20	6	120	31800	25550	1	0,80

Fonte: Elaborado pela autora.

Quadro 3.2 Características do sistema simulado

Nº módulos	1880
Potência Total [kW _p]	498,2
Nº inversores	17
Inclinação módulos	14,6°
Ângulo azimutal	333°

Fonte: Elaborado pela autora.

4 SIMULAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS

4.1 Simulação do sistema

Para estimar a produção mensal de energia no sistema, foi empregado o software SAM, para o qual foi importado o arquivo epw com os dados meteorológicos de Bento Gonçalves, assim como os dados do *datasheet* do módulo e dos inversores selecionados. Para os inversores também foram inseridos os pontos da curva de eficiência fornecida pelo fabricante, a qual varia de acordo com a razão entre a potência de saída e a potência nominal, conforme tabelas do Anexo C. O arquivo de sombreamento, que consiste em uma matriz 24x12 - 24 fatores de sombreamento entre 0% e 100%, um para cada horário do dia, para cada mês do ano - foi obtido a partir da extensão Skelion para cada face e importados para o SAM, de modo que o próprio software calcula as perdas por sombreamento para cada face. Os demais fatores de perdas foram mantidos com os valores padrão do SAM, conforme segue.

- Perdas por poeira/sujeira acumulada nos módulos: 5%;
- Perdas por *mismatch* - diferenças na performance individual dos módulos: 2%;
- Perdas nos diodos e conexões: 0,5%;
- Perdas nos cabos DC: 2%;
- Perdas nos cabos AC: 1%.

4.2 Desempenho do sistema

Após rodar a simulação, foram obtidas as potências horárias em kW e a energia produzida mensal em MWh para o período de um ano. Verificou-se que apenas em 275h do ano a potência horária do sistema é maior que a demanda máxima horária, totalizando em 24,8MWh de excedente de energia no ano, ou seja, 4,8% do total gerado pelo sistema. Como esse valor não é significativo, inicialmente os excedentes serão desconsiderados, pois provavelmente não justificaria o investimento nas adequações necessárias para conexão à rede. Dessa maneira, o sistema não será conectado à rede e há possibilidade de

limitar a saída do inversor através de um sistema de controle, de modo que a energia gerada não supere a demanda. Os valores mensais antes e depois do desconto podem ser verificados na Tabela 4.1, tendo sido empregados para as análises posteriores os valores mensais da segunda coluna, que desprezam o excedente.

Tabela 4.1 – Estimativa da energia mensal do sistema fotovoltaico .

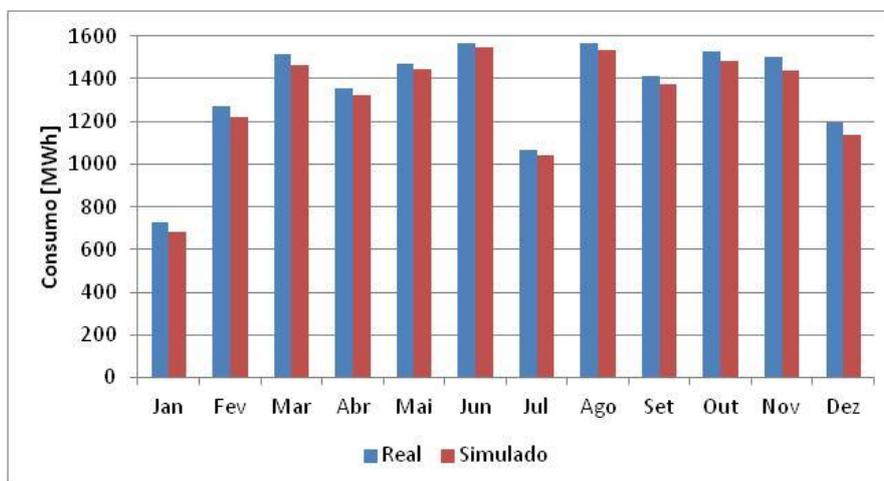
<i>Mês</i>	<i>Energia AC total do sistema[MWh]</i>	<i>Energia desconsiderando o excedente [MWh]</i>
Janeiro	61,0	48,0
Fevereiro	53,6	50,6
Março	50,2	47,7
Abril	36,5	36,0
Maió	28,2	28,2
Junho	18,9	18,9
Julho	23,6	23,6
Agosto	31,1	31,1
Setembro	40,4	39,6
Outubro	43,6	42,3
Novembro	60,0	59,3
Dezembro	64,8	61,7
TOTAL	511,9	487,0

Fonte: Elaborado pela autora.

Verifica-se que, baseado nos dados de consumo de 2016, a energia gerada pelo sistema corresponde a 3% do consumo anual da indústria. No mês de janeiro foi obtido o maior percentual de geração, igual a 6,6% do consumo, o que se deve ao fato de ser o mês com menor consumo, devido às férias coletivas. O mês de junho apresentou menor percentual, de 1,2% do consumo, pois a geração é pequena, devido aos baixos níveis de irradiação. O gráfico da Figura 4.1 mostra o consumo em MWh real e a situação simulada, com inserção do sistema fotovoltaico.

Para avaliar o desempenho do sistema, multiplicou-se o valor da irradiação diária média no plano inclinado pelo número de dias de cada mês, de modo a obter a energia total disponível por mês e, conseqüentemente, no ano. Ao dividir o valor total de energia gerada pelo valor total de energia disponível, obteve-se que a eficiência total do sistema é de 13,5%, o que engloba a eficiência dos módulos, do inversor e todas as perdas consideradas.

Figura 4.1 – Comparação do consumo real e com inserção do sistema fotovoltaico.



Fonte: Elaborado pela autora.

4.3 Custos envolvidos

O investimento inicial consiste no custo do sistema em si e no custo de projeto e instalação. O custo do sistema foi consultado no mercado e os valores considerados estão expressos na Tabela 4.2. Os valores já possuem impostos de PIS e COFINS inclusos e são isentos de ICMS e IPI quando adquiridos como kit fotovoltaico. Já para a instalação e projeto, foi estimado um preço correspondente ao valor médio do mercado, que é de 17% do total do sistema (Instituto Ideal, 2015).

Tabela 4.2 – Custos considerados para o sistema.

<i>Componente</i>	<i>Valor Unitário [R\$]</i>	<i>Quantidade</i>	<i>Valor total</i>
Módulos	751,67	1880	1.413.139,60
Inversor A	21.581,20	9	194.230,80
Inversor B	20.340,31	8	162.722,48
Estruturas	374,04	470	175.798,80
Cabos	3,54	3600 m	12.744,00
Conectores	13,34	119	1.587,46
Proteção	–	–	2.035,22
Instalação e Projeto	–	–	401.908,34
TOTAL	–	–	2.364.166,70

Fonte: Elaborado pela autora.

4.4 Análise financeira

4.4.1 Parâmetros da análise

A partir da estimativa obtida para produção mensal do sistema, foi levada em conta a redução de eficiência dos módulos para realização da análise financeira. O fabricante dos módulos selecionados fornece uma garantia de decréscimo de potência linear ao longo de 25 anos de utilização, na qual afirma que no primeiro ano a redução máxima é de 2,5% e nos anos seguintes de 0,7%, até que no ano 25 a potência de saída seja no mínimo 80,7% da potência nominal (Canadian Solar Inc, 2016). Foi considerando o pior caso, ou seja, redução máxima de eficiência dentro dos valores garantidos pelo fabricante. O investimento inicial que ocorre no mês 0 corresponde ao custo total do sistema e os custos de operação e manutenção foram estimados em 1% do valor do investimento inicial ao ano e divididos igualmente nos meses do ano. Não foi considerado valor residual para o sistema ao final de sua vida útil.

Para o cálculo da receita proveniente do sistema, foi levado em consideração o valor da energia que não precisará ser comprada, que poderia ser utilizada por outra unidade da empresa, por exemplo, e a redução na parcela da TUSD que é calculada com base no consumo de energia – em R\$/kWh. Foi calculada uma tarifa composta por ambas as contribuições, que, multiplicada pela produção mensal em kWh, compõe a primeira parcela da receita mensal. A segunda parcela considera a possibilidade de reduzir a demanda contratada, que foi analisada inicialmente através do cálculo da margem entre a máxima demanda registrada para cada mês e a demanda contratada. A mesma margem foi aplicada aos valores da demanda descontada da potência do sistema correspondente, com a intenção de que a redução seja baseada apenas na potência do sistema fotovoltaico. O valor médio é igual a 4909,97 kW, de modo que a proposta seria que o contrato passe de 5000 kW para 4900 kW. Foram verificados todos os valores horários da nova demanda e, como somente um valor está acima do proposto - igual a 4906,3 kW -, sabendo que ainda há 5% de tolerância, foi mantida a redução proposta de 100kW na demanda. A tarifa da RGE do ano de 2016 para a parcela da TUSD referente à demanda fora da ponta é de R\$ 6,47/kW (ANEEL, 2016), porém deve ser contabilizado o desconto de 50% nesta parcela referente à aquisição de energia de fontes incentivadas. Deste modo, esta parcela fixa de receita correspondente à redução de 100 kW de demanda contratada fora ponta é igual a R\$ 323,50.

Com uso do Microsoft Excel, foi montado o fluxo de caixa na base mensal em um período de 300 meses, que corresponde aos 25 anos de vida útil prevista para o sistema. A análise financeira foi realizada através do Valor Presente Líquido (VPL), que corresponde à diferença entre o valor presente das entradas líquidas e o investimento inicial, calculada conforme

$$VPL = \sum_{n=1}^N \frac{FC_n}{(1+i)^n} \quad (4.1)$$

na qual N é o número de períodos analisados, i é a taxa mínima de atratividade e FC_n é o fluxo de caixa de cada período. Também foi calculada a TIR, que é a taxa que faz o VPL ser igual a zero no último período analisado, e o *payback* descontado, ou seja, o tempo de retorno que considera o valor do dinheiro no tempo. Foi aplicada taxa de inflação de 6% ao ano, que corresponde à meta da inflação de 2017 no limite superior de incerteza (BCB,2015) . Para o cálculo do VPL, foi empregada como taxa mínima de atratividade o valor médio calculado entre a média da taxa SELIC de 2016, igual a 14,09% ao ano (BCB, 2017), e o rendimento médio da poupança de 2016, que é igual a 0,6736% ao mês (BCB, 2016).

Não foi considerado reajuste no contrato de demanda no período analisado e todos os valores de tarifa empregados são do horário fora da ponta e reajustados somente com a inflação. Os impostos aplicados sobre as tarifas foram o ICMS aplicável ao Subgrupo A3 e PIS/COFINS igual à média dos valores informados pela distribuidora RGE no ano base 2016 (RGE, 2017). A Tabela 4.3 exibe os valores dos parâmetros aplicados na análise econômica.

Tabela 4.3 – Parâmetros empregados na análise econômica

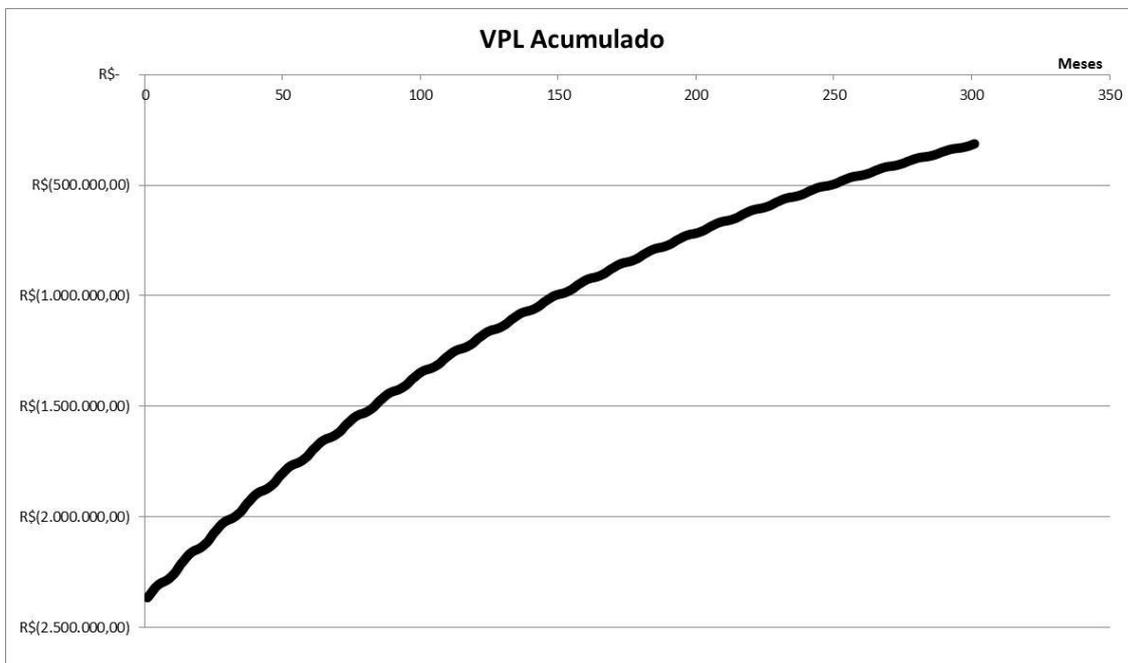
<i>Parâmetro</i>	<i>Valor</i>
Inflação [% ao mês]	0,487
Taxa mínima atratividade [% ao mês]	0,889
Valor da energia sem impostos [R\$/kWh]	0,1995
Parcela da TUSD sem impostos [R\$/kWh]	0,07503
ICMS [%]	18
PIS/COFINS [%]	6,582
Parcela variável de receita com impostos [R\$/kWh]	0,360
Parcela fixa de receita com impostos [R\$]	428,493
Vida útil do sistema	25 anos

Fonte: Elaborado pela autora.

4.4.2 Resultado da análise econômica

O VPL acumulado no último mês de análise é igual a - R\$ 312.819,91, de modo que, por ser um valor negativo, demonstra que o investimento não é viável. A evolução do VPL acumulado pode ser observada no gráfico da Figura 4.2, que mostra claramente que este investimento não retorna no horizonte de tempo analisado. A TIR calculada é de 0,77% ao mês, ou seja, 9,64% ao ano, que é menor que a taxa mínima de atratividade empregada na análise. Através desse valor, pode-se verificar que o retorno do investimento é superior ao da poupança, porém, não é considerável para um valor investido tão alto.

Figura 4.2 – Evolução do VPL acumulado para o consumidor livre



Fonte: Elaborado pela autora.

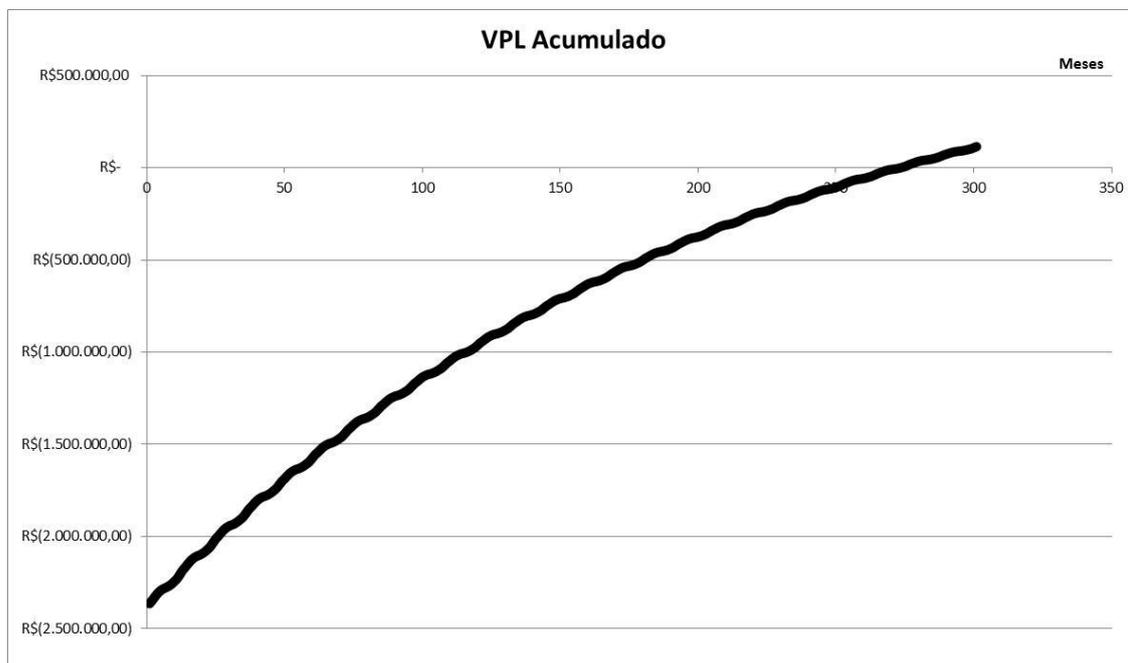
O comportamento da curva do VPL apresenta suaves oscilações devido à sazonalidade da produção de energia e conseqüentemente da receita obtida com o sistema, que inicia alta nos meses de verão e é reduzida até junho, quando volta a crescer. No horizonte de tempo do gráfico, porém, este efeito só é verificado através das oscilações da curva. Com o decréscimo de potência ao longo dos anos, este efeito é suavizado, o que também é observado no gráfico.

Verificou-se que os fatores que impactam mais no retorno do investimento são a tarifa de energia, que é relativamente baixa para o consumidor livre atendido em alta tensão, e o valor do investimento inicial, que é bastante elevado. Para fins de comparação decidiu-se verificar a viabilidade do investimento com a tarifa de energia do Subgrupo A3 oferecida pelo mercado cativo. O valor é o divulgado pela distribuidora para o ano base 2016, que é de R\$ 246,73/MWh, sem impostos (ANEEL,2016). Foram mantidos todos os outros parâmetros e a tarifa aplicada para a receita é de R\$0,4266/kWh. Neste caso o VPL no último mês de análise é de R\$112.553,85 e o investimento retorna entre os meses 272 e 273, ou seja, em 22 anos e 9 meses, como pode ser observado na Figura 4.3. A TIR calculada é de 0,9297% ao mês ou 11,7452% ao ano, que é maior que a taxa mínima de atratividade, confirmando a viabilidade do investimento.

Quanto ao investimento inicial, verificou-se que para o VPL ser nulo no último mês de análise, situação em que o valor investido seria recuperado em sua totalidade ao final do período, seria necessário aplicar um desconto de 13,2% ao valor total do sistema. Outra questão pertinente é que o valor total do sistema foi considerado no mês 0, o que representa um pagamento à vista de um valor relativamente alto, cenário pouco viável. Porém, se fosse considerado um financiamento o investimento ficaria ainda mais inviável, devido às altas taxas de juros encontradas no mercado.

Também cabe verificar a situação em que os excedentes de energia, que foram desconsiderados, possam ser comercializados. Considerando um aumento na receita mensal relativo à quantia excedente em kWh, verifica-se que o VPL seria nulo no último mês de análise caso fosse praticada uma tarifa de R\$1,00/kWh, com impostos, na comercialização dos mesmos. Este valor é superior a todas as tarifas praticadas pela distribuidora local para toda modalidade de consumidor e bandeira tarifária, o que inviabiliza o regime de autoprodução, mesmo sem levar em conta as adaptações necessárias para conexão à rede.

Figura 4.3 – Evolução do VPL acumulado para o consumidor cativo



Fonte: Elaborado pela autora.

5 CONCLUSÃO

O presente estudo foi proposto com o objetivo de verificar a viabilidade técnica e econômica de uma instalação fotovoltaica em indústria consumidora do mercado livre de energia elétrica. Após escolha do local de instalação, foi conduzido o dimensionamento e posterior simulação da produção de energia do sistema, que operará isolado, sem sistema de armazenamento. Para verificar a viabilidade econômica do investimento, foi proposta redução da demanda contratada no horário fora de ponta, que corresponde à janela de produção do sistema fotovoltaico, e receita proveniente da redução no consumo de energia e na parcela da TUSD referente ao consumo.

Conclui-se que, a instalação do sistema é viável tecnicamente, tendo sido verificado um bom potencial solar no local de instalação, sendo que o sistema de potência igual a 498,2 kW_p geraria o equivalente a 3% do consumo total anual, desconsiderando-se o excedente. Conclui-se que com a tarifa de energia vigente no mercado livre e as taxas praticadas para atendimento em alta tensão, o investimento em um sistema fotovoltaico não é viável. Além disso, a redução da demanda não fornece um retorno significativo, devido ao fato de a geração não ser contínua e depender de fatores climáticos. Seria arriscado propor uma redução maior na demanda, uma vez que se a demanda máxima ultrapassar o limite de 5% acima da contratada há incidência de multas. Também foi constatado que a venda dos excedentes auxiliaria na viabilidade do investimento apenas para tarifas extremamente elevadas, não condizentes com as praticadas no mercado atualmente. Além disso, a conexão à rede incorreria em custos de adaptação da infraestrutura elétrica, tornando o regime de autoprodução ainda menos viável. Entretanto, ao considerar a tarifa de energia praticada no mercado cativo, o investimento se mostra viável, porém, com retorno em 22 anos e 9 meses.

Ao presente estudo cabe a consideração de que a geração fotovoltaica traz ganhos que são difíceis de contabilizar monetariamente, como no que diz respeito ao posicionamento sustentável da empresa no mercado, além de linhas de crédito e financiamentos disponíveis para quem investe em energias renováveis. Por fim, conclui-se que para a consolidação da geração distribuída na indústria, seria interessante a existência de algum subsídio que viesse a contribuir com a viabilidade do investimento, tal como implantado nos países precursores da geração fotovoltaica.

6 TRABALHOS FUTUROS

Em trabalhos futuros, poderia ser estudada a otimização do sistema na etapa de dimensionamento, de modo a não gerar excedentes, pois, mesmo que a produção anual seja menor, o investimento inicial seria reduzido, podendo ser alcançado um melhor retorno financeiro. Também fica como sugestão o estudo de outras áreas disponíveis no complexo industrial para atendimento de novas cargas que possam ser adicionadas à instalação no futuro. Além disso, poderia ser estudado um sistema para atender alguma aplicação específica de energia no complexo industrial, como o sistema de ar condicionado ou alguma etapa energeticamente intensiva do processo produtivo. Por último, sugere-se o estudo da aplicação de um sistema de armazenamento juntamente ao fotovoltaico para verificar a viabilidade da redução do consumo e da demanda no horário de ponta.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABRACEEL - Associação Brasileira de Comercializadores de Energia. **Cartilha do Mercado Livre de Energia**. Disponível em http://www.abraceel.com.br/archives/files/Abraceel_Cartilha_MercadoLivre_V9.pdf. Acesso em 05/07/2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Micro e Minigeração Distribuídas**. Setembro de 2015. Disponível em http://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas/-/asset_publisher/CegkWaVJWF5E/content/geracao-distribuida-introducao-1/656827?inheritRedirect=false. Acesso em 05/07/2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Resolução Normativa nº 465 de 29 de Novembro de 2000**. Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bres2000456.pdf>. Acesso em 05/07/2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Resolução Normativa nº 676 de 25 de Agosto de 2015**. Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015676.pdf>. Acesso em 05/07/2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Nota Técnica nº 78/2013-SRE-SRD**. 26 de Março de 2013. Disponível em http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2013/023/documento/nt_estrutura_tarifaria_modelo_v6_rge-versao_ap.pdf. Acesso em 05/07/2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL – **Módulo 7: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição. Submódulo 7.1 - Procedimentos Gerais**. Agosto de 2012. Disponível em http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/PRORET%20Submódulo%207%201%20V1%20-%20Procedimentos%20Gerais_atualizado%20em%2022.8.2012.pdf. Acesso em 05/07/2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Resolução Homologatória nº 2059 de 12 de Abril de 2016**. Disponível em <http://servicos.rgesul.com.br/grandesclientes/site/content/informacoes/arquivos/REH%202059%20de%2019042016.pdf>. Acesso em 05/07/2017.

BCB – Banco Central do Brasil. **Resolução nº 4419 de 25 de Junho de 2015**. Disponível em http://www.bcb.gov.br/pre/normativos/busca/downloadNormativo.asp?arquivo=/Lists/Normativos/Attachments/48527/Res_4419_v1_O.pdf. Acesso em 02/07/2017.

BCB – Banco Central do Brasil. **Depósitos de poupança a partir de 04.05.2012 - Rentabilidade no período**. Disponível em <https://www3.bcb.gov.br/sgspub/localizarseries/localizarSeries.do?method=prepararTelaLocalizarSeries>. Acesso em 03/07/2017.

BCB – Banco Central do Brasil. **Histórico das taxas de juros – Taxa SELIC**. Disponível em <https://www.bcb.gov.br/Pec/Copom/Port/taxaSelic.asp#notas>. Acesso em 03/07/2017.

BRASIL. **Decreto nº 2003, de 10 de Setembro de 1996. Regulamenta a produção de energia elétrica por Produtor Independente e por Autoprodutor e dá outras providências**. Disponível em http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D2003.htm. Acesso em 02/07/2017.

BRASIL. **Decreto nº 5163 de 30 de Julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências.** Disponível em <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163.htm>. Acesso em 02/07/2017.

Canadian Solar. **CS6P-260, 265, 270P Datasheet.** Disponível em <https://www.canadiansolar.com/fileadmin/user_upload/downloads/datasheets/en/v5.54/EN_CS6P-P_en-v5.54.pdf>. Acesso em 05/07/2017.

Canadian Solar. **Limited Warranty Statement Photovoltaic Module Products.** Disponível em <https://www.canadiansolar.com/downloads/warranties/en/Canadian_Solar-PV_Module_Warranty-en.pdf>. Acesso em 05/07/2017.

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Preço médio do PLD.** Disponível em <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/precos_medios?_afLoop=826089704691690>. Acesso em 05/07/2017.

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Consumidores livres e especiais têm aval do Confaz após ajuda da CCEE.** 2015. Disponível em <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/noticias-opiniao/noticias/noticialeitura?contEntid=CCEE_356986&_afLoop=442010664112621#%40%3Fcontentid%3DCCEE_356986%26_afLoop%3D442010664112621%26_adf.ctrl-state%3Dxzx27s15_22>. Acesso em 05/07/2017.

CONFAZ – Conselho Nacional de Política Fazendária. **Convênio ICMS 75 de 18 de Julho de 2016.** Disponível em <https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2016/cv075_16>. Acesso em 05/07/2017.

ELETROBRAS. **Manual de Tarifação de Energia Elétrica.** 2011. Disponível em <http://www.mme.gov.br/documents/10584/1985241/Manual%20de%20Tarif%20En%20EI%20-%20Procel_EPP%20-%20Agosto-2011.pdf>. Acesso em 05/07/2017.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Anuário estatístico de energia elétrica.** 2013. Disponível em <http://www.epe.gov.br/AnuarioEstatisticodeEnergiaEletrica/20130909_1.pdf>. Acesso em 05/07/2017.

Fraunhofer ISE: **Photovoltaics Report, updated: 17 November** 2016. Disponível em <<https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>>. Acesso em 05/07/2017.

Instituto Ideal. **O Mercado Brasileiro de Geração Distribuída Fotovoltaica.** 2015. Disponível em <https://issuu.com/idealeco_logicas/docs/2015_ideal_mercadogdfv_150901_final>. Acesso em 05/07/2017.

Mertens, Konrad. **Photovoltaics - Fundamentals, Technology and Practice.** Munique. 2013.

MME - Ministério de Minas e Energia. **ProGD.** 2015. Disponível em <<http://www.mme.gov.br/documents/10584/3013891/15.12.2015+Apresenta%C3%A7%C3%A3o+ProGD/bee12bc8-e635-42f2-b66c-fa5cb507fd06?version=1.0>>. Acesso em 05/07/2017.

MME - Ministério de Minas e Energia. **Portaria nº 185 de 4 de Junho de 2013.** Disponível em <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/prt2013185mme.pdf>>. Acesso em 05/07/2017.

Nakabayashi, Renny Kunizo. **Microgeração fotovoltaica no Brasil: condições atuais e perspectivas futuras.** São Paulo, 2014. Disponível em <<http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/106/106131/tde-26012015-141237/en.php>>. Acesso em 05/07/2017.

Pinho, J.T. e Galdino, M.A. (org). **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Grupo de Trabalho de Energia solar – GTES. CEPEL – DTE – CRESESB. 2014.

RGE – Rio Grande Energia. **Percentuais de PIS/COFINS mensais em 2016**. Disponível em <http://servicos.rgesul.com.br/grandesclientes/site/content/informacoes/tarifas_e_taxas.aspx>. Acesso em 05/07/2017.

SMA. **Sunny Tripower Datasheet**. Disponível em <<http://files.sma.de/dl/24336/STP25000TL-30-DEN1622-V30web.pdf>>. Acesso em 05/07/2017.

SOLARGIS. **GHI Solar Map – Germany**. Disponível em <<http://solargis.com/products/maps-and-gis-data/free/download/germany>>. Acesso em 05/07/2017.

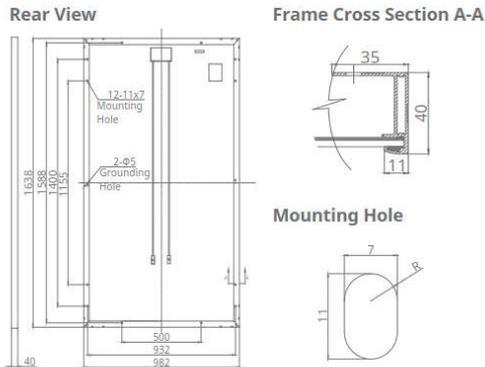
Your Home Australia. Disponível em <http://www.yourhome.gov.au/sites/prod.yourhome.gov.au/files/images/E-PVsystems-SolarPVProductsConfigs-01_fmt.png>. Acesso em 05/07/2017.

Zilles, Roberto et al. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. São Paulo, 2012.

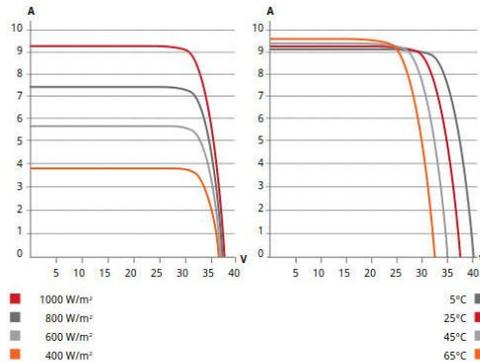
ANEXO(S)

ANEXO A – Datasheet dos módulos empregados

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS6P-265P / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS6P	260P	265P	270P
Nominal Max. Power (Pmax)	260 W	265 W	270 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	30.4 V	30.6 V	30.8 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.56 A	8.66 A	8.75 A
Open Circuit Voltage (Voc)	37.5 V	37.7 V	37.9 V
Short Circuit Current (Isc)	9.12 A	9.23 A	9.32 A
Module Efficiency	16.16%	16.47%	16.79%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C		
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000 V (UL)		
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)		
Max. Series Fuse Rating	15 A		
Application Classification	Class A		
Power Tolerance	0 ~ + 5 W		

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA | NOCT*

CS6P	260P	265P	270P
Nominal Max. Power (Pmax)	189 W	192 W	196 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	27.7 V	27.9 V	28.1 V
Opt. Operating Current (Imp)	6.80 A	6.88 A	6.97 A
Open Circuit Voltage (Voc)	34.5 V	34.7 V	34.8 V
Short Circuit Current (Isc)	7.39 A	7.48 A	7.55 A

* Under Nominal Operating Cell Temperature (NOCT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

Outstanding performance at low irradiance, with an average relative efficiency of 96.5 % from irradiances, between 1000 W/m² and 200 W/m² (AM 1.5, 25°C).

The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to on-going innovation, research and product enhancement, Canadian Solar Inc. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.

Caution: For professional use only. The installation and handling of PV modules requires professional skills and should only be performed by qualified professionals. Please read the safety and installation instructions before using the modules.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	60 (6×10)
Dimensions	1638×982×40 mm (64.5×38.7×1.57 in)
Weight	18 kg (39.7 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP67, 3 diodes
Cable	4 mm ² (IEC) or 4 mm ² & 12 AWG 1000 V (UL), 1000 mm (39.4 in) (650 mm (25.6 in) is optional)
Connectors	T4 series or PV2 series
Per Pallet	26 pieces, 515 kg (1135.4 lbs)
Per Container (40' HQ)	728 pieces

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.41 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.31 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.053 % / °C
Nominal Operating Cell Temperature	45±2 °C

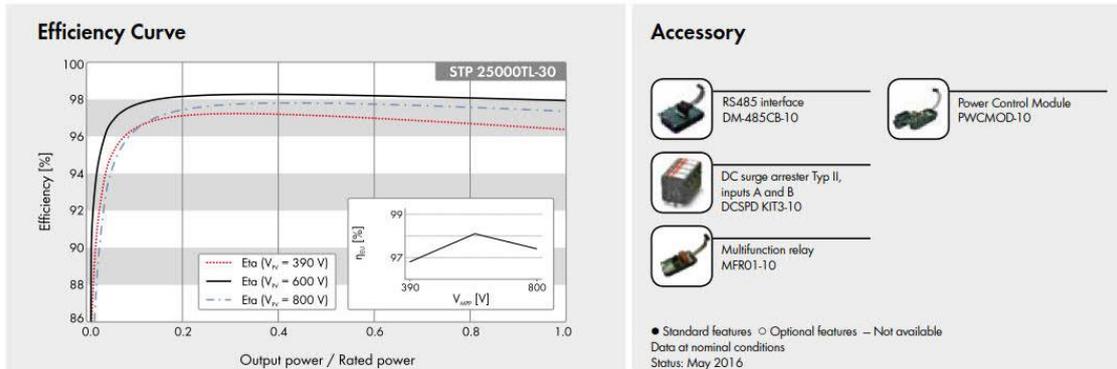
PARTNER SECTION



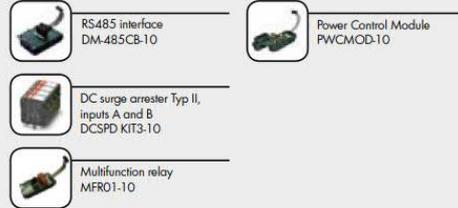
Scan this QR-code to discover solar projects built with this module



ANEXO B – Datasheet dos inversores selecionados



Accessory



● Standard features ○ Optional features – Not available
 Data at nominal conditions
 Status: May 2016

Technical Data	Sunny Tripower 20000TL	Sunny Tripower 25000TL
Input (DC)		
Max. DC power (at $\cos \phi = 1$) / DC rated power	20440 W / 20440 W	25550 W / 25550 W
Max. input voltage	1000 V	1000 V
MPP voltage range / rated input voltage	320 V to 800 V / 600 V	390 V to 800 V / 600 V
Min. input voltage / start input voltage	150 V / 188 V	150 V / 188 V
Max. input current input A / input B	33 A / 33 A	33 A / 33 A
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	2 / A:3; B:3	2 / A:3; B:3
Output (AC)		
Rated power (at 230 V, 50 Hz)	20000 W	25000 W
Max. AC apparent power	20000 VA	25000 VA
AC nominal voltage	3 / N / PE; 220 V / 380 V 3 / N / PE; 230 V / 400 V 3 / N / PE; 240 V / 415 V	
AC voltage range	180 V to 280 V	
AC grid frequency / range	50 Hz / 44 Hz to 55 Hz 60 Hz / 54 Hz to 65 Hz	
Rated power frequency / rated grid voltage	50 Hz / 230 V	
Max. output current / Rated output current	29 A / 29 A	36.2 A / 36.2 A
Power factor at rated power / Adjustable displacement power factor	1 / 0 overexcited to 0 underexcited	
THD	≤ 3%	
Feed-in phases / connection phases	3 / 3	
Efficiency		
Max. efficiency / European Efficiency	98.4% / 98.0%	98.3% / 98.1%
Protective devices		
DC-side disconnection device	●	
Ground fault monitoring / grid monitoring	● / ●	
DC surge arrester (Type II) can be integrated	○	
DC reverse polarity protection / AC short-circuit current capability / galvanically isolated	● / ● / -	
All-pole sensitive residual-current monitoring unit	●	
Protection class (according to IEC 62109-1) / overvoltage category (according to IEC 62109-1)	I / AC; III; DC; II	
General data		
Dimensions (W / H / D)	661 / 682 / 264 mm (26.0 / 26.9 / 10.4 inch)	
Weight	61 kg (134.48 lb)	
Operating temperature range	-25 °C to +60 °C (-13 °F to +140 °F)	
Noise emission (typical)	51 dB(A)	
Self-consumption (at night)	1 W	
Topology / cooling concept	Transformerless / Optocool	
Degree of protection (as per IEC 60529)	IP65	
Climatic category (according to IEC 60721-3-4)	4K4H	
Maximum permissible value for relative humidity (non-condensing)	100%	
Features / function / Accessories		
DC connection / AC connection	SUNCLIX / spring-cage terminal	
Display	○	
Interface: RS485, Speedwire/Webconnect	○ / ●	
Data interface: SMA Modbus / SunSpec Modbus	● / ●	
Multifunction relay / Power Control Module	○ / ○	
OptiTrack Global Peak / Integrated Plant Control / Q on Demand 24/7	● / ● / ●	
Off-Grid capable / SMA Fuel Save Controller compatible	● / ●	
Guarantee: 5 / 10 / 15 / 20 years	● / ○ / ○ / ○	
Certificates and permits (more available on request)	ANRE 30, AS 4777, BDEW 2008, C10/11-2012, CE, CEI 0-16, CEI 0-21, EN 50438:2013*, GS9/3, IEC 60068-2-x, IEC 61727, IEC 62109-1/2, IEC 62116, MEA 2013, NBR 16149, NEN EN 50438, NRS 097-2:1, PEA 2013, PFC, RD 1699/413, RD 661/2007, Res. n.º 7:2013, SI4777, TOR D4, TR 3.2.2, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE ARN 4105, VFR 2014	
* Does not apply to all national appendices of EN 50438		
Type designation	STP 20000TL-30	STP 25000TL-30

Fonte: SMA.

ANEXO C – Variação de eficiência dos inversores de acordo com a potência de saída

<i>Potência de Saída/Potência nominal (%)</i>	<i>Eficiência (%)</i>	
	<i>Inversor A</i>	<i>Inversor B</i>
5	96,7	95,3
10	97,7	97,3
20	98,2	98,2
25	98,2	98,3
30	98,3	98,4
50	98,2	98,3
75	98,1	98,1
100	97,9	97,7

Fonte: SMA.