

Projeto e dimensionamento de um sistema fotovoltaico conectado à rede: Estudo de caso empresa de fertilizantesGiovane Ronei Sylvestrin¹, Oswaldo Hideo Ando Junior², Jorge Javier Gimenez Ledesma²¹Mestrando em Engenharia Elétrica e Computação pela Universidade Estadual do Oeste do Paraná -UNIOESTE.²Universidade Federal da Integração Latino-Americana – UNILA.

E-mail autor correspondente: oswaldo.junior@unila.edu.br

Artigo enviado em 29/01/2018, aceito em 12/10/2018.

Resumo: Visando suprir parte da demanda elétrica de uma empresa de fertilizantes localizada em Foz do Iguaçu – PR, dimensionou-se um sistema fotovoltaico conectado à rede. Analisou-se a viabilidade técnica e econômica da implementação de geração distribuída, cuja economia estaria vinculada ao sistema de compensação disposto pela Resolução Normativa da ANEEL n° 482/2012. Considerando o aproveitamento da área de telhados orientados ao norte, comparou-se dois arranjos fotovoltaicos, cada um empregando um dos módulos fotovoltaicos pré-selecionados da marca *Canadian*, policristalinos, CS6P-270P, e CS6X-320P. O inversor selecionado para ambos os arranjos foi da *PHB Solar*, PHB20K-DT, com potência nominal de 20kW. Para realizar a estimativa de geração de energia utilizou-se de uma ferramenta computacional. A análise de viabilidade econômica foi realizada para três cenários, obtidos pela relação entre a tarifa de energia elétrica e a inflação ao longo dos últimos 20 anos: (i) ajuste da tarifa elétrica superior a taxa de inflação (10,67% a.a), (ii) ajuste tarifário abaixo da inflação (4,50% a.a) e (iii) ajuste proporcional à inflação (6,71% a.a). Através da análise técnica e financeira selecionou-se o sistema composto por 816 módulos *Canadian* CS6X-320P, com geração de energia estimada para o primeiro ano de operação de 356,68MWh, suprimindo cerca 71% da demanda de energia elétrica da empresa de fertilizantes, e proporcionando uma economia anual média de R\$ 147.309,90. O custo total de implantação foi estimado em R\$ 1.605.608,65 com tempo de retorno de 13,41 anos. O impacto do ICMS sobre o sistema ao longo da vida útil representa 28,7% da potência instalada.

Palavras-chave: Compensação de energia, geração distribuída, energia renovável.

Design and dimension of a grid connected photovoltaic system: Case study fertilizer company

Abstract: In order to supply part of the electrical demand of a fertilizer company located in Foz do Iguaçu - PR, was designed a photovoltaic system connected to the grid. Was analyzed the technical and economic viability of the implementation of distributed generation, whose economy would be linked to the compensation system established by ANEEL Normative Resolution n° 482/2012. Considering the use of the north-facing roof area, two photovoltaic arrangements were compared, each using one of the pre-selected photovoltaic modules of the Canadian brand, polycrystalline, CS6P-270P, and CS6X-320P. The inverter selected for both arrangements was PHB Solar, PHB20K-DT, with nominal power of 20kW. In order to

calculate the energy generation, was used a computational tool. The economic viability analysis was performed for three scenarios, obtained by the relation between the electric energy tariff and inflation over the last 20 years: (i) adjustment of the electric tariff higher than the inflation rate (10.67% pa) (ii) inflation adjustment (4.50% pa) and (iii) inflation adjustment (6.71% pa). Through the technical and financial analysis, the system was composed of 816 Canadian CS6X-320P modules, with estimated energy generation for the first year of operation of 356.68MWh, supplying about 71% of the electricity demand of the fertilizer company, and providing an average annual saving of R\$ 147,309.90. The total cost of implementation was estimated at R\$ 1,605,608.65 with a return time of 13.41 years. The impact of ICMS on the system over its useful life represents 28.7% of installed capacity.

Keywords: Power compensation, distributed energy, renewable energy.

Introdução

Segundo o Balanço Energético Nacional (BEN) de 2017 (ano base 2016), o setor industrial é responsável pelo consumo de 31,5% da energia elétrica no Brasil, num total de 195,3 TWh. A capacidade de geração elétrica nacional está diretamente atrelada às usinas hidrelétricas, correspondentes a 68,1% da matriz em 2016. A baixa diversificação da matriz elétrica implica em consequências ao consumidor em períodos de escassez de chuvas, que com os níveis críticos dos reservatórios, sofrem com aumentos da tarifa de eletricidade, efeito compensativo do maior custo de geração das termoeletricas, fonte de saída do sistema elétrico nacional. A elevação do custo da eletricidade influi sobre a saúde financeira de uma indústria, diminuindo seus ganhos em função do aumento do valor do produto final, podendo levar a uma queda de competitividade no mercado.

Uma alternativa ao setor industrial para reduzir o impacto da variância nos preços da eletricidade, pode ser representada pela micro e minigeração fotovoltaica com adesão ao sistema de compensação de energia elétrica,

regulamentada pela REN 482/2012 da ANEEL.

O emprego de sistemas fotovoltaicos na geração distribuída é destaque no cenário nacional, o último balanço energético revela que cerca de 78,5% da potência instalada na geração distribuída corresponde a empreendimentos fotovoltaicos. Esta condição está ligada com o bom potencial solar que o território nacional apresenta como aponta os estudos de Tolmasquim (2016), e os esforços governamentais na fomentação desta tecnologia, como a redução de impostos na importação de módulos fotovoltaicos.

Nos últimos anos a inserção da geração fotovoltaica no Brasil vem passando por uma mudança no panorama de estudo, em EPE (2014) se avalia os avanços e barreiras na área de geração fotovoltaica, bem como o potencial nacional e as perspectivas de preços.

IDEAL (2016) apresenta um estudo recente do panorama atual das empresas instaladoras de sistemas fotovoltaicos, realizando um levantamento das características atuais do porte dos geradores. Costa (2015) mostra um processo metodológico para realização de projetos de sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Nakabayashi (2015)

analisa economicamente a viabilidade dos sistemas de microgeração de acordo com o estado brasileiro.

Logo, o presente artigo apresenta o dimensionamento de um sistema fotovoltaico conectado à rede em uma empresa de fertilizantes em Foz do Iguaçu - PR, de modo a fornecer um panorama sobre a viabilidade técnica e econômica.

Material e Métodos

Para a realização deste estudo de caso, utiliza-se a metodologia apresentada na Figura 1. Onde, as informações são separadas em tópicos, e apresentadas na sequência.

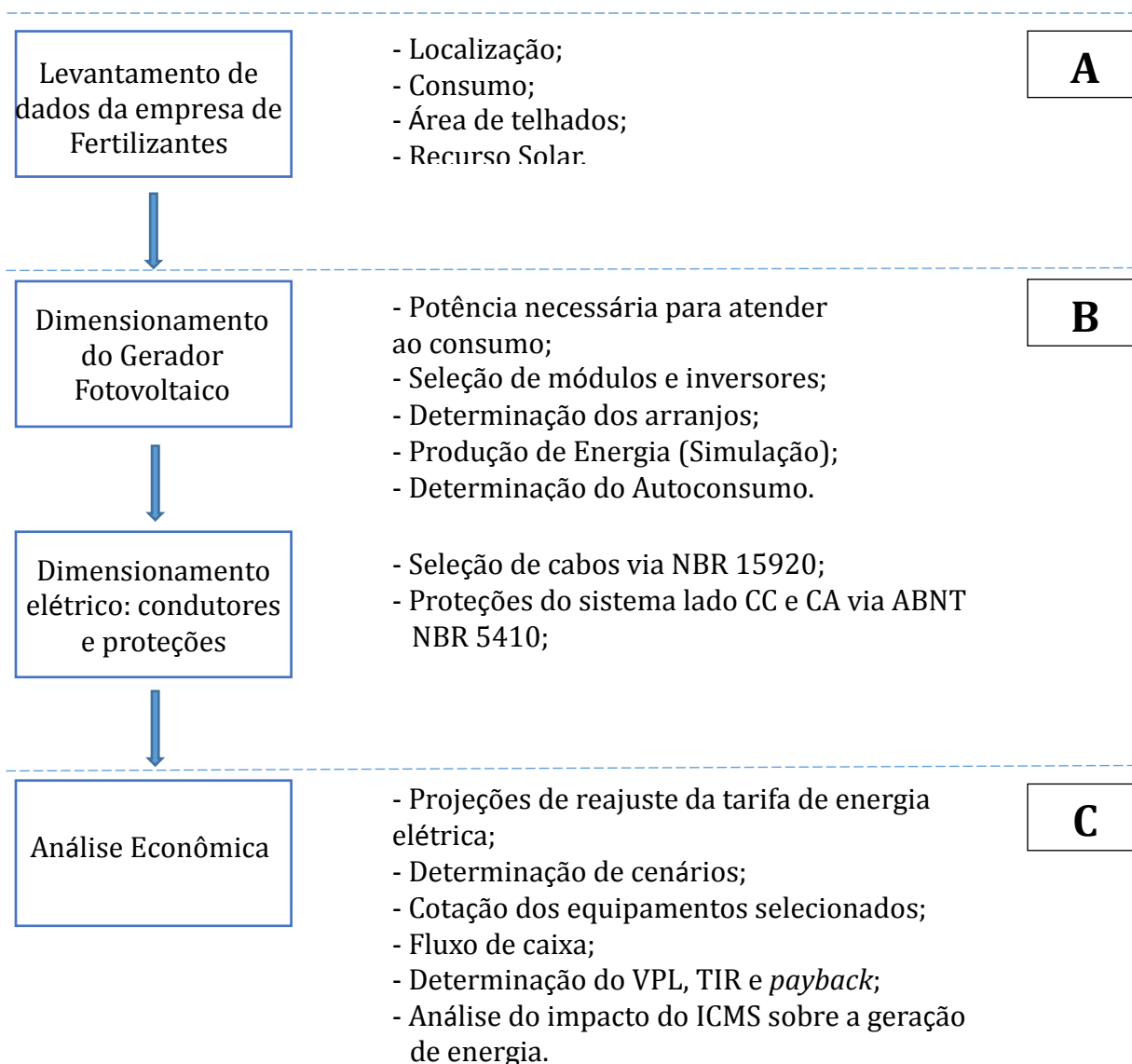


Figura 1. Procedimentos desenvolvidos no estudo de caso.

Etapa A: corresponde a análise do local de estudo onde são levantadas informações sobre a localização geográfica, recurso solar, área de telhados orientados ao norte geográfico, consumo, e condições elétricas. O objetivo é obter as possíveis localizações dos inversores, pontos de conexão do sistema, rotas de condutores, e um panorama geral das instalações da empresa.

Etapa B: realiza-se o dimensionamento do sistema fotovoltaico para duas possibilidades de arranjos, baseados em uma análise de pré-seleção de módulos e inversores. O dimensionamento utiliza como referência a literatura de Pinho e Galdino (2014), Villalva e Gazoli (2012) e, ALTENER (2004). A estimativa de produção de energia ocorre por método numérico, dado por simulação computacional no programa *System Advisor Model – SAM*. Através dos perfis de geração fotovoltaica, e da demanda de energia elétrica típica da empresa, determina-se o autoconsumo previsto, utilizado no estudo de viabilidade econômica para dedução da carga de impostos sobre a geração tendo dimensionamento dos condutores baseado na norma ABNT NBR 15920. A determinação dos sistemas de proteções elétricas ocorre até o ponto de conexão nos quadros de distribuição em baixa tensão, seguindo a norma ABNT NBR 5410.

Etapa C: os dois arranjos dimensionados são analisados economicamente com o objetivo de selecionar-se o arranjo fotovoltaico mais adequado pelo critério econômico. A análise de viabilidade leva em conta aspectos como financiamento para implantação dos sistemas e, projeção de crescimento da tarifa elétrica obtendo-se os indicadores financeiros: taxa interna

de retorno (TIR), valor presente líquido (VPL) e, *payback* descontado. Os indicadores foram obtidos para três cenários: (i) crescimento da tarifa acima da inflação, (ii) crescimento da tarifa abaixo da inflação, e (iii) crescimento da tarifa igual a inflação. A definição dos cenários é determinada segundo o histórico de evolução da tarifa elétrica e da inflação. Os custos foram obtidos com base no mercado local pelo contato direto com fornecedores. Por fim, define-se de forma quantitativa o impacto da cobrança de ICMS sobre a geração injetada na rede.

Estudo de Caso

A empresa de fertilizantes localizada na cidade de Foz do Iguaçu (PR) - Lat.: 25°31'20.54"S; Long.: 54°31'42.11"O - caracterizada como unidade consumidora do subgrupo A4 com tarifação horária verde, ligada à rede de distribuição primária da Copel em 13,8kV. Até o segundo semestre de 2015 a empresa possuía linha produtiva apenas voltada ao setor de fertilizantes, quando sofreu uma expansão fabril, passando a produzir embalagens plásticas utilizadas em seus produtos e na comercialização.

O consumo elétrico médio mensal no período fora de ponta antes produção de embalagens era de cerca de **6.543kWh** (consumo total de 6.898kWh), passando para **39.415kWh** (consumo total de 42.349kWh), um aumento de 502,4% (Vide Figura 2). Os registros de demanda elétrica também se elevaram no mesmo marco, passando de cerca de 90kW para em média 188,20kW, com a demanda atual contratada pela empresa de 240kW. Os dados de consumo e demanda consideraram o período de novembro de 2014 a abril de 2017, baseado nos dados

armazenados pelo medidor da Copel e disponíveis na página *online* da distribuidora, acessada através da conta da empresa.

O espaço físico atual da empresa é composto por cinco edificações: administração, área de lazer, barracão de depósito 01 (BD01), barracão de

produção 01 (BP01) e, barracão de produção 02 (BP02). Estão em processo de construção um segundo barracão de depósito (BD02) e um refeitório. Estes espaços são apresentados na Figura 3, com as áreas destacadas em vermelho em construção.

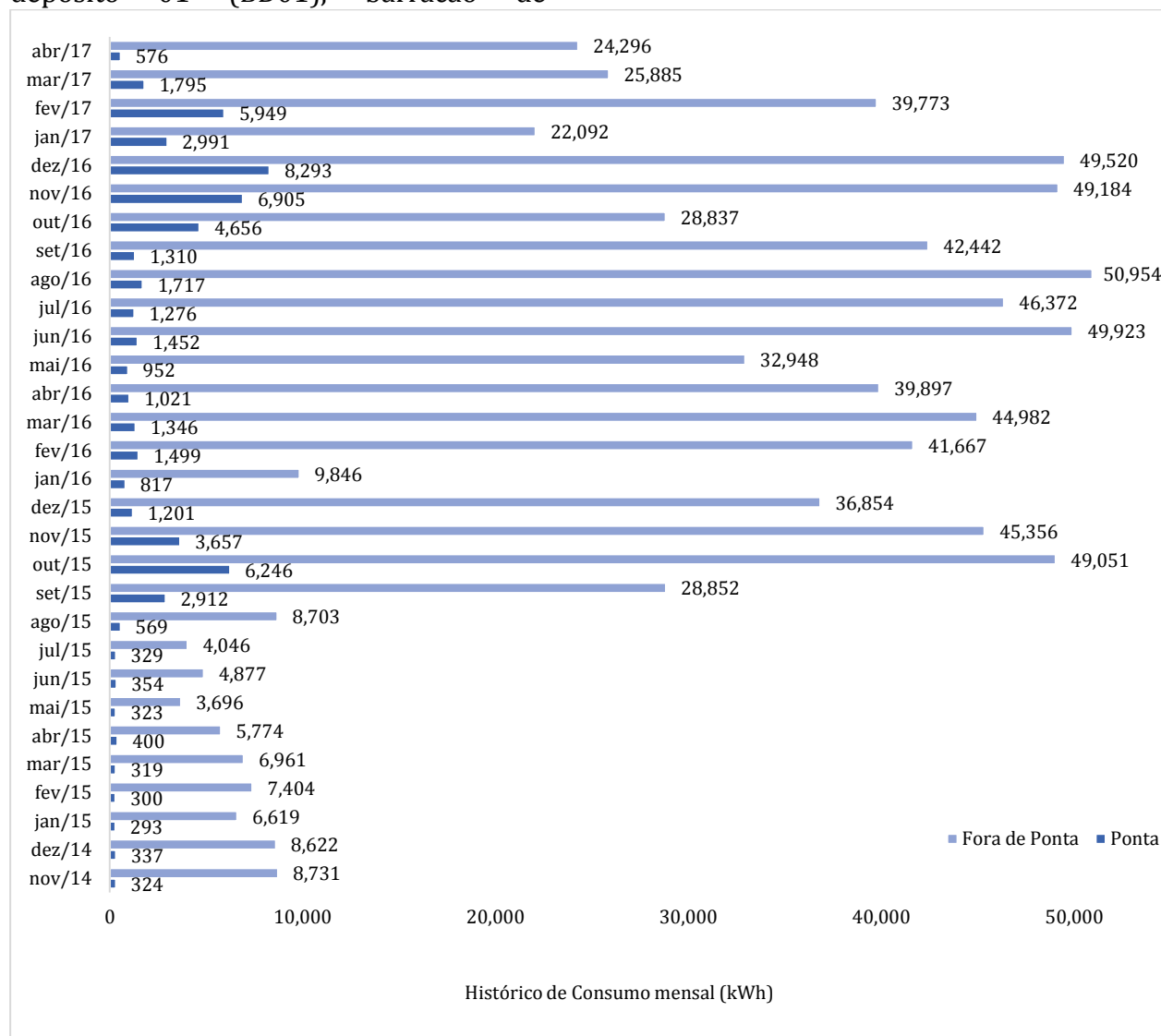


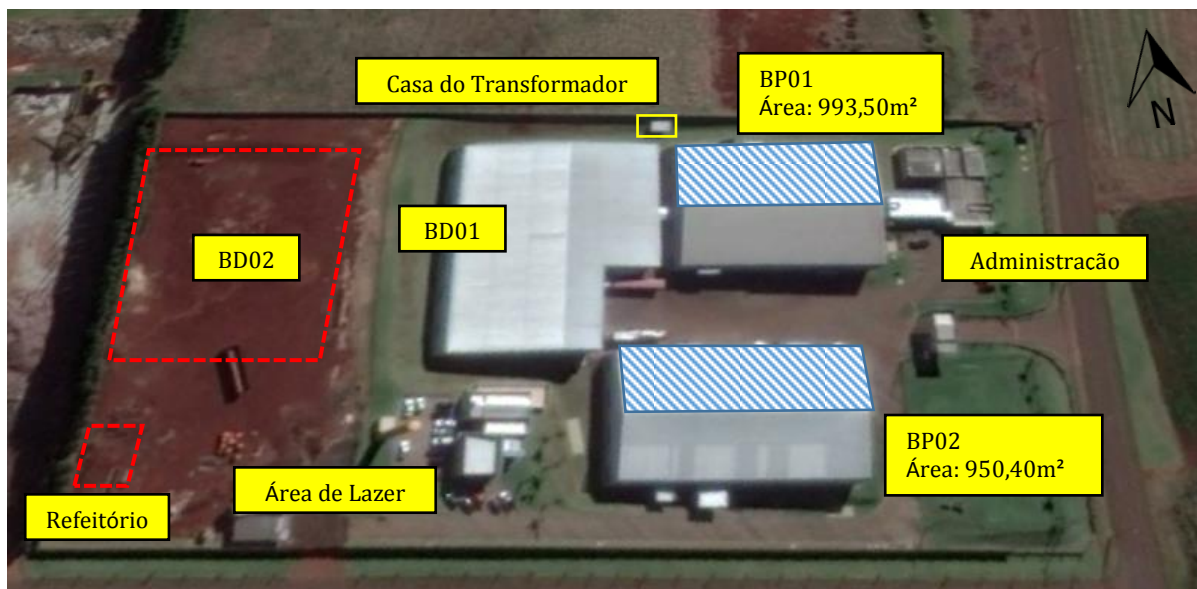
Figura 2. Histórico do consumo mensal de energia elétrica (kWh) na empresa de fertilizantes.

Baseado na orientação dos telhados das edificações foi proposta a instalação dos módulos fotovoltaicos

sobre os telhados de BP01 e BP02, que possuem orientação próxima ao norte geográfico, com um desnível de 12° a

leste, e inclinações de telhado de 7° (BP01) e 8° (BP02), perfazendo uma área total disponível de 1.943,90m², identificada pela área hachurada em azul na Figura 3. O edifício de administração não foi selecionado por estar em um nível

de BP01 e BP02, enquanto BD01 possui orientação ao oeste, não sendo indicado seu uso para produção de energia tendo em vista à área contida em BP01 e BP02. Desta forma BP01 e BP02 serão caracterizados como dois subsistemas que



inferior ao restante das construções apresentando sombreamento originado

juntos compõem o gerador fotovoltaico principal.

Figura 3. Identificação dos edifícios e localização dos módulos fotovoltaicos na empresa de fertilizantes.

Resultados e Discussões

Inicia-se por um processo de pré-seleção, analisaram-se diversas marcas de módulos fotovoltaicos, tais como *Canadian Solar*, *Yingli*, *SunEdison* e *Global Brasil*; com modelos mono e policristalinos de 60 e 72 células, em uma faixa de potência entre 250Wp e 335Wp. Como resultado selecionou-se dois modelos da *Canadian Solar*, policristalinos, um de 60 células e potência nominal de 270Wp – CS6P-270P, e outro de 72 células e potência nominal de 320Wp – CS6X-320P.

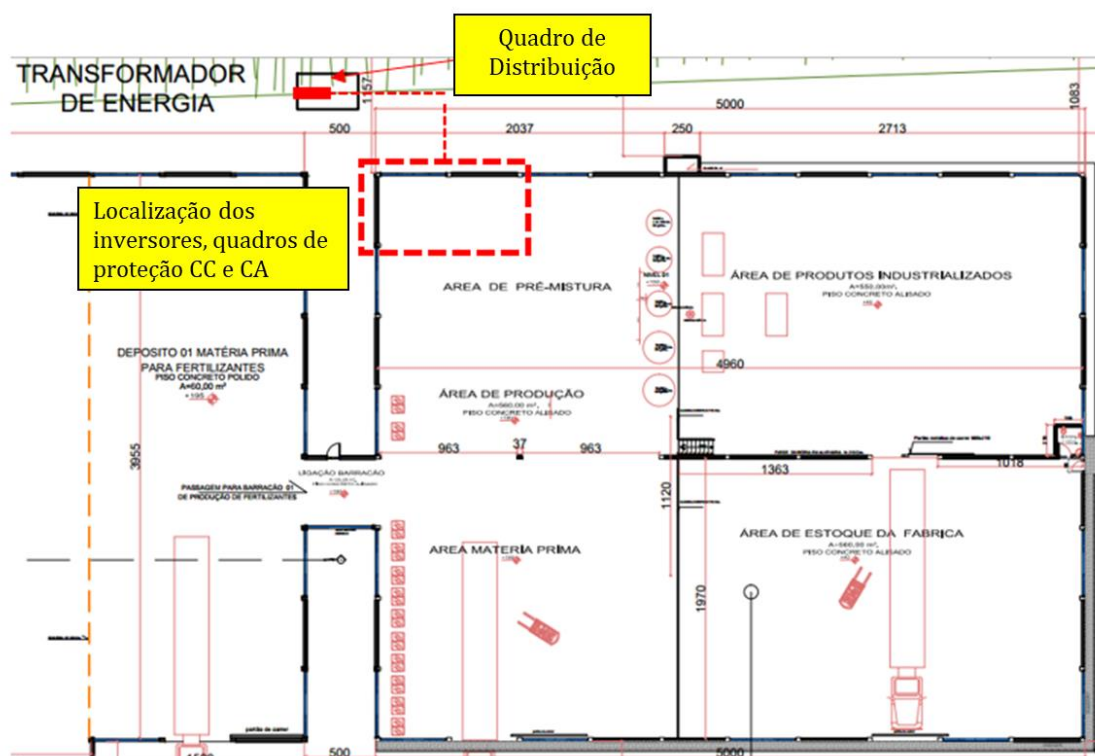
Para a seleção do inversor analisaram-se os equipamentos dos fabricantes *Fronius*, *Ingetem*, *ABB*, *WEG*, *SMA*, *Serrana* e *PHB Solar*. Os modelos analisados eram trifásicos com potências de saída na faixa de 12,5kW a 60kW. As faixas de operação de tensão de entrada de alguns inversores, principalmente as marcas internacionais, apresentavam um limite mínimo muito alto, acima de 520V_{cc}, que ligada à condição climática da região de estudo, caracterizada por altas temperaturas e uma consequente redução da tensão da série fotovoltaica, poderia implicar no risco de interrupção de operação do inversor. O inversor

selecionado foi da fabricante nacional *PHB Solar*, com potência nominal de 20kW, PHB20K-DT. Destaca-se que além dos critérios técnicos, a cotação do modelo, obtida diretamente com o fabricante, foi fundamental para a escolha.

A análise das condições elétricas da empresa de fertilizante definiu os locais de conexão dos subsistemas fotovoltaicos à rede elétrica. Para o BP01, o quadro de distribuição presente no interior da instalação, encontrava-se com indisponibilidade de fases, inviabilizando seu uso. Como solução adotou-se o quadro de distribuição em baixa tensão principal da unidade consumidora, presente na casa do transformador (indicada na Figura 3). Este quadro principal é o mais próximo de BP01, estando distante cerca de 18m, o que acarretou na necessidade de aproximadamente 80m a mais de condutores. Para a conexão do sistema de BP02 utilizou-se do quadro de

distribuição local do barracão, que possui disponibilidade de fases.

A localização dos inversores e dos quadros de proteção próximos a eles foram determinadas pela análise dos espaços internos da empresa de fertilizantes. Em ambos os barracões se buscou espaços “vazios” próximos aos pontos de conexão nos quadros de distribuição subsistemas. As instalações dos inversores no interior dos barracões visa fornecer proteção do Sol e das condições adversas, como chuva e ventos forte. O abrigo em local fechado reduz a temperatura de operação do equipamento, garantindo melhor eficiência e vida útil segundo ALTENER (2004), além de fornecer um melhor acesso nos casos de manutenção. A Figura 4 apresenta a localização dos quadros de distribuição e local de instalação proposto para os inversores.



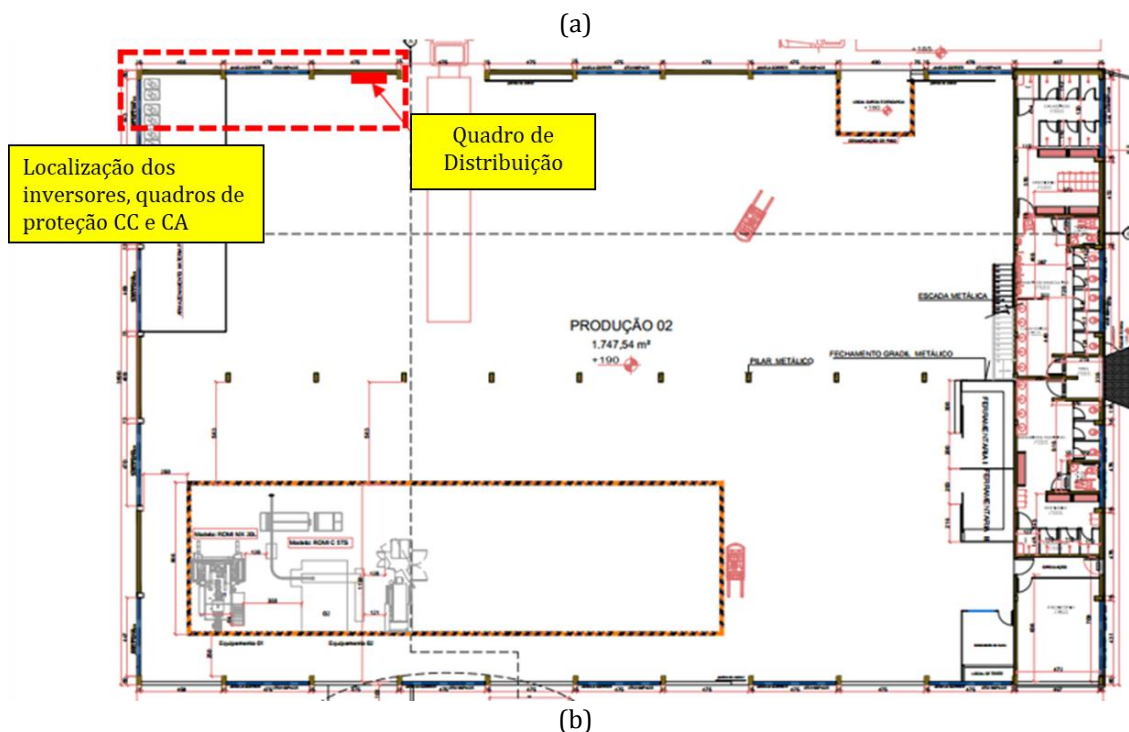


Figura 4. Localização dos inversores: a) BP01 e, b) BP02.

A quantidade de módulos conectados a cada inversor levou em consideração as características de tensão de entrada, faixa de tensão do MPPT (*Maximum Power Point Tracking*), e da corrente de entrada do inversor. Estes parâmetros são determinados considerando as características elétricas dos módulos para condições de temperaturas críticas no verão e inverno. As características elétricas (tensão e corrente) dos módulos variam de acordo com o nível de irradiância e temperatura¹, de modo que, os parâmetros informados pelo fabricante referem-se a condições padrão (*Standard Test Conditions – STC*) de 1.000W/m² e temperatura de módulo de 25°C.

¹ A corrente elétrica no módulo depende diretamente da radiação, sendo proporcional a incidência de radiação. O efeito da temperatura influencia na tensão que o módulo fornece em seus terminais, sendo inversamente proporcional (COSTA, 2015; PINHO; GALDINO, 2014; VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Considerando os efeitos de temperatura utilizou-se dos coeficientes de temperatura² γ , α , β e $\beta_{V_{mp}}$ informados pelo fabricante. As temperaturas críticas foram assumidas como 70°C e -10°C, aproximações recomendadas por ALTENER (2004), Villalva e Gazoli (2012). Os parâmetros de interesse calculados são apresentados na Tabela 1.

Posteriormente, calculam-se os parâmetros de conexão do inversor selecionado de acordo com Pinho e Galdino (2014). Os parâmetros de conexão obtidos para o inversor PHB20K-DT são apresentados na Tabela 2.

² Os valores de γ , α , β e $\beta_{V_{mp}}$ representam o coeficiente de temperatura dos módulos fotovoltaicos para a variação da potência máxima (P_{max}), corrente de curto-circuito (I_{sc}), tensão de circuito aberto (V_{oc}) e tensão de máxima potência (V_{mp}) respectivamente.

Tabela 1. Tensões em condições críticas de temperatura

Parâmetro	CS6P-270P	CS6X-320P
β (%/°C)	-0,310	-0,310
$\beta_{V_{mp}}$ (%/°C)	-0,463	-0,463
$T_{m\acute{a}x}$ módulo (°C)	70	70
$T_{m\acute{i}n}$ módulo (°C)	-10	-10
V_{oc} ($T_{m\acute{i}n}$)	42,01	50,22
V_{mp} ($T_{m\acute{i}n}$)	35,79	42,76
V_{mp} ($T_{m\acute{a}x}$)	24,38	29,13

Tabela 2. Parâmetros limites de conexão do inversor de acordo com o módulo

Módulo	Parâmetro	PHB20K-DT
CS6P-270P	Máx. módulos em série	23
	Faixa do MPPT	11-23
	Máx. <i>strings</i> em paralelo	4
CS6X-320P	Máx. módulos em série	19
	Faixa do MPPT	9-19
	Máx. <i>strings</i> em paralelo	4

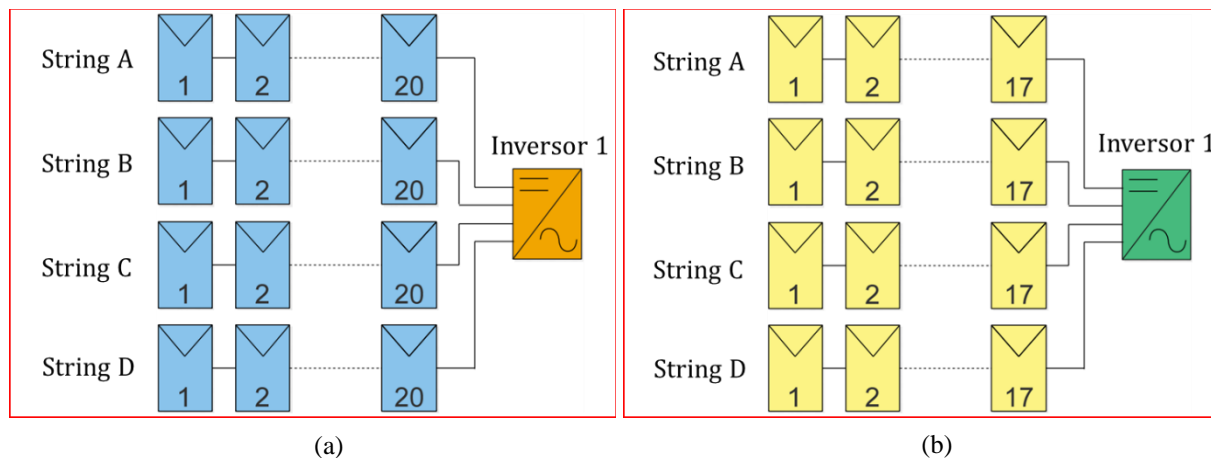
Para a determinação dos arranjos fotovoltaicos foi necessário definir o fator de dimensionamento do inversor (FDI), dado pela razão entre a potência nominal em corrente alternada do inversor e a potência pico dos painéis conectados a ele. O coeficiente de temperatura dos módulos fotovoltaicos demonstra que o aumento da temperatura ocasiona uma redução na potência, permitindo que o inversor seja dimensionado com potência nominal inferior a potência pico do conjunto fotovoltaico conectado a ele, otimizando assim seu uso e reduzindo os custos da energia produzida (COSTA, 2015; PINHO; GALDINO, 2014). ALTENER (2004) estima que em média a potência real dos sistemas seja próxima de 50% da nominal.

Os valores do FDI recomendados pela análise da literatura e de fabricantes segundo Pinho e Galdino (2014) são na faixa de 0,75 e 0,85, com um limite superior de 1,05. ALTENER (2004) define os limites para o FDI entre 0,7 e 1,2. Neste trabalho buscou-se realizar o dimensionamento do sistema mantendo o FDI abaixo de 1,00.

Com base no aproveitamento da área disponível em BP01 e BP02, nas condições de conexão do inversor da Tabela 2, e no critério do fator de dimensionamento do inversor foram montados os arranjos apresentados na Tabela 3. Os valores mostrados são por barracão, de modo que BP01 e BP02 possuem a mesma configuração. Esquemáticamente, o arranjo de cada módulo é mostrado na Figura 5.

Tabela 3. Configurações analisadas para o sistema fotovoltaico (por barracão).

Módulo	Qtd. Inv.	Qtd. Mód.	Arranjo	Pot. CC (kW)	FDI
CS6P-270P	6	480	4 x 20	129,6	0,93
CS6X-320P	6	408	4 x 17	130,56	0,92

**Figura 5.** Arranjos modulares em cada barracão de produção com módulos: a) CS6P-270P e b) CS6X-320P.

A seleção dos arranjos teve como critério estabelecer um padrão que se repetisse em ambos os barracões de produção. Mesmo que o BP01 tivesse uma maior capacidade de módulos preferiu-se repetir o mesmo modelo adotado no BP02. A padronização do arranjo, módulo e inversor permite:

- Previsibilidade de erros através dos parâmetros de produção, já que ambos os barracões deverão apresentar condições similares, qualquer diferença significativa indicará uma falha em algum dos subsistemas;
- Facilidade na operação e manutenção do gerador, uma vez que, a empresa do estudo de caso por não pertencer ao setor de engenharia, não possui funcionários com formação específica. Com um treinamento de curta duração, poderão supervisionar e realizar manutenções simples. A repetição do arranjo garante uma maior segurança,

já que os funcionários não precisarão lidar com muitos parâmetros distintos;

- Fornecer uma opção modular para a empresa de fertilizantes que poderá ser repetida caso novos barracões similares a BP01 e BP02 forem construídos no futuro, ampliando o abastecimento da nova demanda.

Produção de Energia: Simulação

Estima-se a produção de energia para cada opção, de modo a estabelecer comparações de desempenho. Utilizou-se do *software SAM*, de licença gratuita, que inclui modelagem para diversas formas de geração de energia renovável, usando modelos computacionais desenvolvidos pela NREL (*National Renewable Energy Laboratory*), *Sandia National Laboratories*, *University of Wisconsin*, e outras instituições. Os modelos requerem dados de entrada sobre o sistema para descrever as características do projeto, sendo

possível também inserir dados de custos para uma análise financeira. Neste trabalho apenas utilizou-se da análise de desempenho dos arranjos propostos.

A simulação utilizou os dados climáticos de *Puerto Iguazú* (ARG) devido à ausência de uma base de dados de Foz do Iguazu. A cidade argentina faz fronteira com a cidade de aplicação da instalação, distante cerca de 16km do local de estudo.

O software possui um banco de dados com módulos e inversores comercializados, que são selecionados para realização da simulação. Ambos os módulos selecionados para análise neste trabalho estão presentes no programa, sendo utilizados para as simulações. As características de desempenho dos equipamentos utilizados na simulação são modeladas pelo SAM como um modelo de circuito equivalente de seis parâmetros desenvolvido pela *California Energy Commission New Solar Homes Partnership Calculator*.

Por se tratar de uma marca nacional, o inversor da PHB Solar, PHB20K-DT, não estava presente no banco de dados do programa, desta forma utilizou-se a opção *Inverter Datasheet*, inserindo-se as características do inversor de acordo com os dados do fabricante.

As perdas foram estimadas de acordo com a opção *default* do programa considerando a configuração de inversores descentralizados (*string inverters*). A degradação dos módulos foi estimada em 0,5% ao ano, valor padrão do programa e apresentado na literatura específica de Tomalquim (2016), Nakabayashi (2015), Pinho e Galdino (2014). Ao todo foram realizadas quatro simulações, de acordo com o arranjo definido pelo tipo de módulo e barracão

de produção onde o sistema seria instalado.

A produção mensal de energia para o primeiro ano de operação é apresentada na Tabela 4. Considerando uso dos módulos CS6P-270P, estimou-se para o primeiro ano de operação uma produção total de **357.699,33kWh**, com taxa de desempenho³ do sistema (*Performance Ratio - PR*) de 0,78. Com o emprego dos módulos CS6X-320P, o primeiro ano de operação teve produção total estimada em **356.683,87kWh**, com uma taxa de desempenho de 0,77. Pinho e Galdino (2014) estimam que para sistemas não sombreados uma *PR* entre 0,7 e 0,8 pode ser obtida, Marion et al. (2005) estima um valor entre 0,6 e 0,8, enquanto que ALTENER (2004) afirma que o índice de desempenho pode ser assumido entre 0,7 e 0,85. Os valores de *PR* obtidos pela simulação estão dentro da faixa encontrada na literatura específica.

A produção de energia mensal utilizando o módulo CS6P-270P foi em média 0,30% superior a opção do módulo CS6X-320P, uma diferença média de cerca de 83,74kWh/mês, o que resulta em uma produção anual adicional de 1.015,46kWh. A pequena diferença se deve à similar eficiência que os módulos apresentam e aos arranjos que possuem uma capacidade instalada semelhante. Estes resultados levam a concluir que a seleção final seja unicamente dependente do critério financeiro.

^{3 3} A taxa de desempenho representa a relação entre a energia real obtida e a energia teórica ideal produzida. As perdas estão associadas a quedas de tensão devido à resistência de conectores e cabeamento, sujeira na superfície do módulo, sombreamento, eficiência do inversor, *mismatch*, temperatura de operação, irradiação, entre outras. (COSTA, 2015; MARION et al., 2005; ALTENER, 2004).

Tabela 4. Estimativa total de produção de energia para o primeiro ano de operação via simulação.

Barracão	BP01		BP02	
	CS6P-270P	CS6X-320P	CS6P-270P	CS6X-320P
Jan	17.089,50	17.032,50	17.052,20	16.995,30
Fev	14.522,10	14.471,90	14.521,60	14.471,60
Mar	16.523,60	16.480,60	16.584,30	16.541,80
Abr	13.805,60	13.759,70	13.920,70	13.875,60
Mai	12.673,60	12.628,70	12.837,10	12.793,30
Jun	9.682,77	9.633,49	9.817,26	9.768,78
Jul	12.354,50	12.311,00	12.532,80	12.490,60
Ago	13.564,20	13.527,40	13.697,10	13.661,50
Set	15.949,90	15.926,90	16.041,00	16.019,10
Out	15.863,30	15.825,10	15.884,50	15.846,70
Nov	17.932,20	17.899,60	17.908,70	17.876,20
Dez	18.496,70	18.449,60	18.444,10	18.396,90
Total (kWh)	178.457,97	177.946,49	179.241,36	178.737,38

As curvas de geração média anual para o primeiro ano de operação, bem como as curvas de carga da empresa de fertilizantes são apresentadas nos gráficos da Figura 6. A curva de geração foi obtida com base nos dados de potência horária diária obtidas pela simulação. Como esperado, obteve-se também grande semelhança na estimativa, com uma diferença média percentual entre os arranjos propostos inferiores a 1%, de modo que a curva apresentada no gráfico foi obtida pela média dos dois arranjos.

A diferença entre o consumo mensal típico fora de ponta (FP) da empresa de fertilizantes e a estimativa de energia produzida é mostrada no gráfico da Figura 7. Os meses de janeiro, março,

abril e outubro constituem as épocas onde existem possibilidades de o sistema fotovoltaico gerar créditos de energia para compensação nos outros meses.

Considerando uma vida útil do sistema de 25 anos, e a degradação dos módulos (0,5%a.a), a produção de energia ao longo do horizonte de tempo é apresentada no gráfico da Figura 8. Em uma base anual, o gerador fotovoltaico composto pelos módulos CS6P-270P estima suprir em média **71,26%** da demanda anual de eletricidade da empresa, enquanto o uso dos módulos CS6X-320P possibilita o percentual de **71,06%**. A garantia de geração é de 88,66% ao final do ano 25.

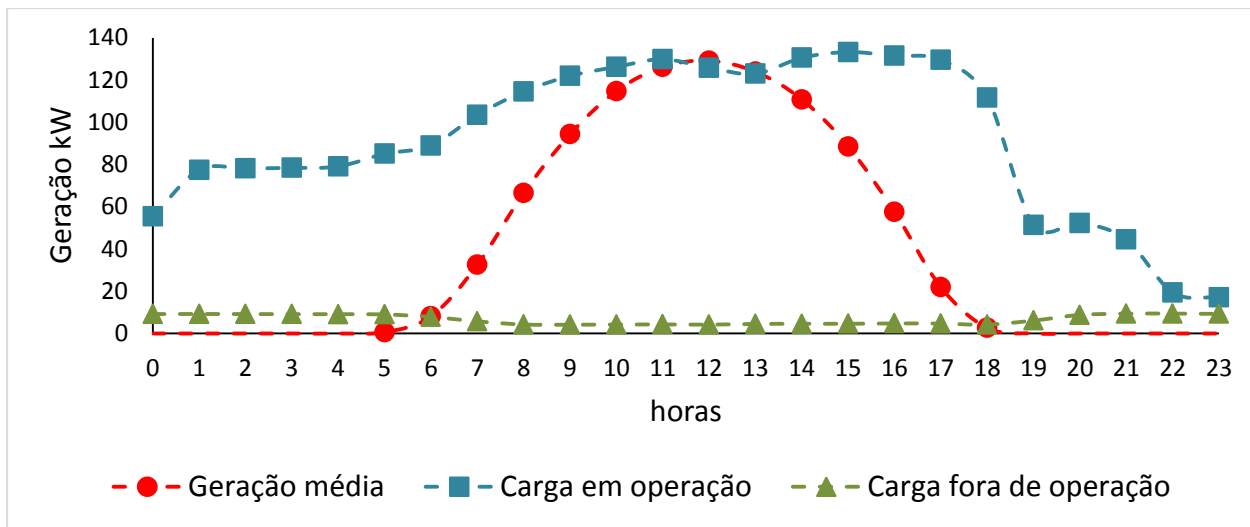


Figura 6. Curvas de geração média anual e curvas de carga da empresa (em operação e fora de operação).

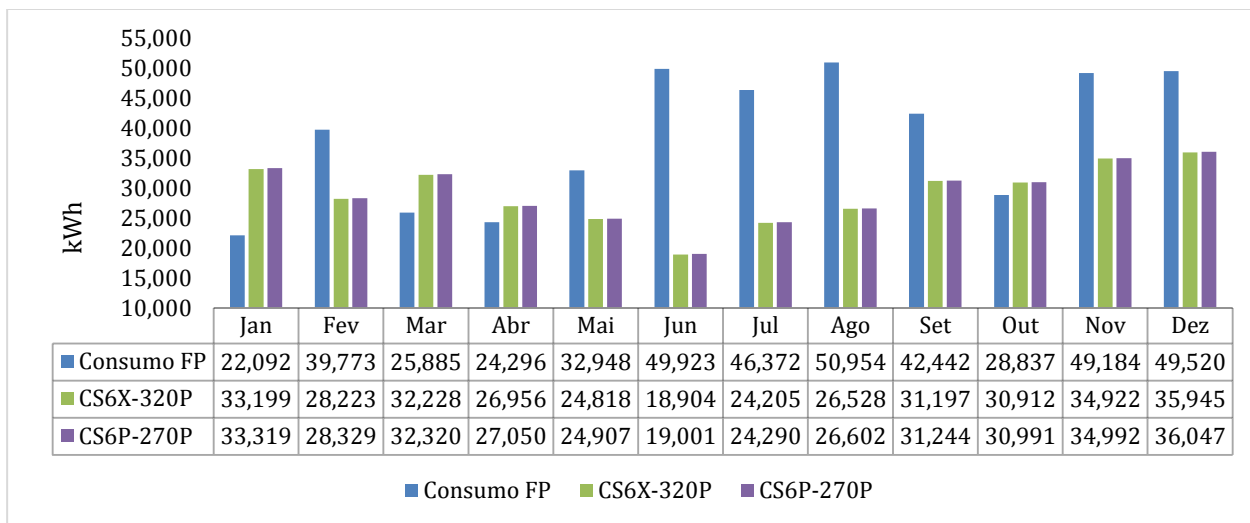


Figura 7. Comparação entre consumo e produção de energia no primeiro ano de operação.

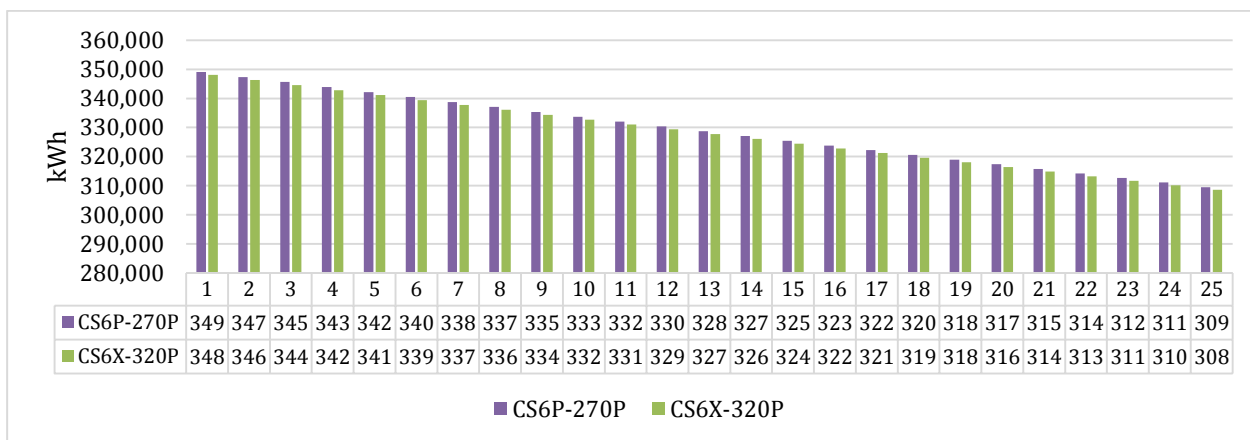


Figura 8. Produção de energia ao longo da vida útil do sistema

Tabela 5. Parâmetros da geração de potência obtidas pela simulação.

	CS6P-270P	CS6X-320P
Potência CA (kW)		
Média	40,83	40,72
Máxima	205,3	206,418
Média máxima	136,37	136,44
Potência CC (kW)		
Média	43,43	43,3193
Máxima	220,91	222,15
Média máxima	145,67	145,75
Produção ano 1 (MWh)	357,70	356,68
Produção média (MWh/ano)	337,04	336,08
Fator de Capacidade (%)	15,8	15,6
Fator de Produção (kWh/kW)	1.383	1.367

As potências média e máxima geradas pelos sistemas, no gerador fotovoltaico (potência CC) e na saída do sistema (potência CA) são apresentadas na Tabela 5. A potência máxima gerada pelos módulos fotovoltaicos foi inferior a 240kW (potência nominal total instalada dos inversores), demonstrando que, segundo as simulações não haverá sobrecarga dos inversores apesar do critério de subdimensionamento adotado. A potência CA média máxima simulada para os sistemas ficou em cerca de 52% da potência nominal instalada, muito próxima da proporção média de 50% estimada por ALTENER (2004) com relação a potência instalada e real dos sistemas. Outros parâmetros obtidos foram, o fator de capacidade⁴ e o fator de produção⁵. Ambos os parâmetros

apontam para uma pequena vantagem técnica de operação para o uso de sistemas com módulos CS6P-270P, embora os resultados sejam muito próximos.

Através dos dados da simulação, principalmente com a obtenção dos perfis de geração para os arranjos CS6P-270P e CS6X-320P, e também da curva de carga da empresa estimou-se o autoconsumo esperado. O autoconsumo é a parte da energia elétrica gerada que é consumida diretamente pela unidade consumidora, esta parcela não é injetada na rede, não sendo registrada pelo medidor e como consequência não tendo incidência do ICMS (NAKABAYASHI, 2015).

Para a curva de carga da empresa apresentada na Figura 6, considerou-se dois períodos: (i) operação e, (ii) fora de operação (feriados e recessos). A sobreposição das curvas de geração e carga, e o cálculo da “área comum” entre elas, resultou na estimativa do autoconsumo para os arranjos analisados.

Estimou-se um autoconsumo médio em dias úteis de produção da

⁴ Fator de capacidade é o nível de atividade de uma usina em determinado período, sendo a razão entre a energia efetivamente produzida e a produção teórica na capacidade nominal. Um fator de capacidade de 50% significa que a usina gera em um ano a quantidade de energia que geraria trabalhando em sua capacidade nominal durante seis meses (NAKABAYASHI, 2015).

⁵ O fator de produção representa a energia produzida por potência instalada, é útil para comparar sistemas situados em diferentes locais (ALTENER, 2004).

empresa de 99,78% para ambos os arranjos, ou seja, praticamente toda a energia produzida pelo sistema fotovoltaico seria consumida diretamente pelas cargas da empresa. O autoconsumo nos períodos em que a empresa não opera foi de 6,57% para o arranjo com módulos CS6P-270P e, 6,59% para o arranjo com módulos CS6X-320P. Considerando um ano típico com 225 dias de operação e 140 dias fora de operação, o autoconsumo médio ponderado anual foi estimado em **64,36%** para o arranjo CS6P-270P e, **64,37%** para o arranjo CS6X-320P. Durante o período de operação da

empresa e em condições climáticas favoráveis, a faixa horária entre as 11:00 e 13:00 é passível de injeção de energia na rede.

A determinação do autoconsumo é um fator apenas necessário quando o local de instalação do empreendimento de micro ou minigeração distribuída possui incidência de ICMS sobre a geração, como ocorre no estado do Paraná. Atualmente, além do estado paranaense os estados do Amapá, Amazonas, Espírito Santo, Mato Grosso do Sul e Santa Catarina também realizam a cobrança do Imposto.

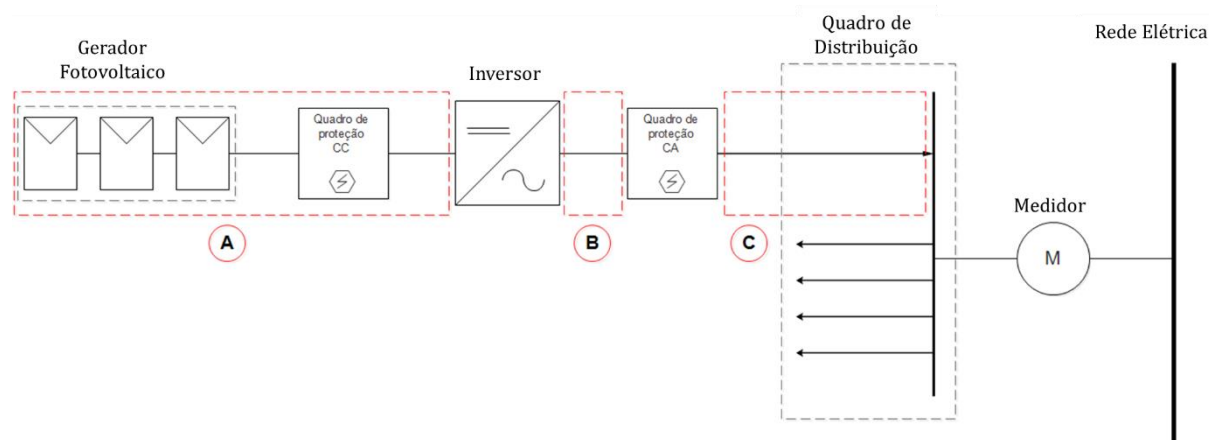


Figura 9. Esquema dos trechos de condutores dimensionados.

Condutores e Sistema de Proteção

Baseado no trabalho de Moreno (2010) sobre o dimensionamento econômico e ambiental de condutores da norma ABNT NBR 15920, dimensionou-se os trechos A, B e C indicados na Figura 9, sendo o trecho A em corrente contínua, enquanto B e C são em corrente alternada.

Informações sobre o método de instalação e referência, e parâmetros de dimensionamento são baseados nas informações dispostas na ABNT NBR 5410. Quando utilizada informação desta

norma, foi referenciada a tabela onde o dado usado pode ser encontrado.

Devido à sua resistência elétrica, os condutores dissipam calor durante sua operação (efeito joule), esse calor representa uma perda de energia que acarreta em um prejuízo econômico durante toda a vida útil do condutor, dado pelos custos operacionais. Do ponto de vista ambiental, a geração de energia extra para suprir a energia perdida no transporte da corrente elétrica implica em maiores emissões de CO₂. O principal meio de reduzir as perdas joule em um

condutor é aumentando sua seção nominal. Entretanto, o aumento da seção recorre a um acréscimo nos custos iniciais da instalação. O equilíbrio entre a redução nas perdas e o aumento do custo inicial da instalação é o objetivo do dimensionamento econômico e ambiental adotado. A abordagem utilizada da ABNT NBR 15920 é de obter a área de seção transversal ótima para a carga exigida, e então selecionar a seção nominal do condutor mais próximo. O equacionamento utilizado pode ser consultado diretamente no trabalho de Moreno (2010).

Para o dimensionamento econômico considerou-se que o tempo de operação com perda joule máxima fosse de 1.460 horas/ano, supondo que a perda máxima ocorra nas horas de maior radiação, entre as 10:00 e 14:00 horas. A taxa de capitalização foi tida como 6,71%a.a, que representa a média da inflação desde o ano 2000, enquanto que o aumento da tarifa de energia foi de 3,71%a.a, de acordo com a média de reajustes impostos pela Copel (desde o ano 2000) e desconsiderando a inflação (taxa real), esses valores foram obtidos pela análise econômica posterior. A componente variável do custo por unidade de comprimento conforme seção do condutor foi obtida com base nos preços de março/2017 disponibilizado pelo fabricante *Prysmian*. Os condutores neutro e de proteção dos trechos foram dimensionados segundo as tabelas 48 e 58 da ABNT NBR 5410 respectivamente. A seguir apresentam-se as considerações e critérios adotados em cada trecho.

Trecho A: Para os condutores do trecho A, bipolares, que partem desde os módulos fotovoltaicos, passam pelo

quadro de proteção CC e chegam até os bornes de conexão de entrada do inversor, foi proposta a aplicação de condutores da linha *Prysmian Afumex Solar 0,9/1,8kV CC*, unipolares com isolamento de polietileno reticulado (XLPE) e condutor de cobre estanhado (encordoamento classe 5), com temperatura máxima de operação de 120°C. Os cabos de cada *string* foram dispostos em eletrocalhas suspensas e sobre paredes verticais e horizontais, métodos de instalação 35, 31 e 32 respectivamente, e método de referência B1 da ABNT NBR 5410 (Tabela 33 da norma). O uso de eletrocalhas suspensas segue o modelo já utilizado pela empresa, porém para uma melhor organização e segurança, os dois cabos unipolares de cada *string* serão dispostos por eletrocalhas individuais. Se considerou que os condutores após percorrerem suas respectivas *strings*, ainda nos telhados, serão passados para o lado interno dos barracões, sendo protegidos do Sol, e encaminhados pelas eletrocalhas até a o quadro de proteção CC e inversor.

A corrente de projeto (I_B) foi estabelecida seguindo a norma europeia IEC 60364-7-712, que define que a capacidade de condução de corrente dos cabos deve ser 25% superior à corrente de curto-circuito dos módulos fotovoltaicos. Foi considerado ainda fatores de correção de temperatura (FCT) e agrupamento (FCA) segundo a norma ABNT NBR 5410, utilizados para o cálculo da corrente de projeto corrigida (I_C).

Para o FCT considerou-se uma temperatura de operação ambiente de 55°C, valor típico para cabos em instalações integradas a telhados (ALTENER, 2004). A Tabela 40 da ABNT NBR 5410 determina que o FCT para o

cabo XLPE, linha não subterrânea e 55°C corresponde a 0,76. O FCA será igual a 1 (Tabela 42 ABNT NBR 5410), considerando agrupamento de um circuito por *string*. Deste modo, a corrente utilizada para o cálculo da seção econômica foi de 15,33A para o módulo CS6P-270P e, 15,23A para o módulo CS6X-320P.

Para determinar o custo total de cada proposta de arranjo, considerou-se o maior comprimento total de condutores em corrente contínua das *strings* (percurso de ida e volta *string* - inversor). Para a proposta com os módulos CS6P-270P, esse comprimento corresponde a 162,60m (*string* pertencente ao BP02), enquanto a proposta com módulos CS6X-320P apresentou comprimento crítico de 144,01m (*string* pertencente ao BP02).

Trecho B: Na saída de cada inversor saem três condutores de fase, um neutro e um de proteção, em direção ao quadro de proteção CA. Como a saída do inversor é em baixa tensão (380V), buscou-se utilizar condutores de isolamento convencional PVC 70°C 750V da linha *Prysmian Superastic Flex*, unipolares. A proposta de instalação dos condutores foi em eletrodutos embutidos em parede termicamente isolante, conforme método de instalação número 1 e método de referência A1 (Tabela 33 ABNT NBR 5410). A corrente de projeto considerou a potência de saída do inversor de 20kW, resultando em 30,39A. Foi considerado também o FCT para temperatura máxima de 40°C, tendo um valor de 0,87 (Tabela 40 ABNT NBR 5410). O FCA foi assumido como igual a 1 (Tabela 42 ABNT NBR 5410), um circuito trifásico por eletroduto. Obteve-se como corrente de projeto corrigida 34,93A. O custo total

considerou como comprimento crítico do condutor 5,62m para o sistema instalado em BP01 e, 8,54m para BP02.

Trecho C: O quadro de proteção CA de cada barracão de produção recebe os condutores vindos dos seus respectivos inversores, saindo de cada quadro três condutores de fase e um neutro em direção ao ponto de conexão nos quadros de distribuição. Para este trecho utilizou-se o mesmo tipo de condutor do trecho anterior, isolamento convencional PVC 70°C 750V linha *Superastic Flex* da *Prysmian*. O cálculo da corrente de projeto considerou a potência total de saída dos inversores de cada barracão de produção (120kW), com tensão nominal de 380V. Como resultado obteve-se 182,32A.

Para o BP01, o ponto de conexão localiza-se no quadro de distribuição principal na casa do transformador, distante 17,80m do local planejado para o quadro de proteção CA. Neste caso optou-se por fazer uso de uma linha subterrânea, seguindo o padrão elétrico da empresa, com profundidade mínima de 0,7m segundo ABNT NBR 5410, conforme método de instalação 63 e método de referência D (Tabela 33 ABNT NBR 5410). Para o BP02 o ponto de conexão planejado ficaria ao lado do quadro de proteção CA, distante cerca de 4,71m, utilizando-se o método de instalação 1 e método de referência A1 (Tabela 33 ABNT NBR 5410).

O FCT para os trechos do BP01 e BP02 considerou temperatura ambiente máxima de 40°C, com um valor de 0,77 para BP01 devido a condição de linha subterrânea e, 0,87 para BP02 (Tabela 40 ABNT NBR 5410). O FCA para ambos os casos foi assumido como 1. Obteve-se uma corrente de projeto corrigida de 236,78A

para o trecho pertencente ao BP01, e 209,56A para o trecho pertencente ao BP02.

De acordo com o exposto para os trechos A, B e C, foram obtidas as seções econômicas (Sec) apresentadas na Tabela 6. Apresentam-se também os custos totais (CT) por *string* ou condutor crítico (de maior comprimento), e as seções obtidas pelo dimensionamento convencional da ABNT NBR 5410 (Smin), bem como, as seções dos condutores de proteção e neutro.

O sistema de proteção nos sistemas fotovoltaicos tem o objetivo de preservar a integridade dos equipamentos com maior custo no sistema: módulos e inversores. A proteção é dividida nos lados de corrente contínua e alternada, que devem ser dimensionadas de acordo com as condições específicas. Em geral os componentes são instalados em dois quadros próximos ao inversor, quadros de proteção CC e CA (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Tabela 6. Resultados obtidos para o dimensionamento econômico dos condutores.

	Trecho A		Trecho B		Trecho C	
	CS6P-270P	CS6X-320P	BP01	BP02	BP01	BP02
Sec [mm²]	10	10	35	35	240	240
CT(Sec) [R\$]	1.815,42	1.597,96	202,60	307,87	4.349,59	1.001,88
Smin [mm ²]	10	10	10	10	185	150
CT(Smin) [R\$]	1.815,42	1597,96	452,20	687,15	4.698,21	1.153,06
Proteção [mm ²]	10	10	16	16	-	-
Neutro [mm ²]	-	-	25	25	120	120

A. Quadro CC

O quadro de proteção de corrente contínua deve possuir: (i) fusíveis de *strings*, (ii) dispositivo de proteção de surto, e (iii) chave de desconexão CC. O esquema representativo do quadro CC é apresentado na Figura 10 considerando um modelo de três *strings*.

No mesmo quadro deve estar o barramento de aterramento, no qual são conectadas as estruturas e carcaças metálicas dos módulos à terra (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Fusíveis

Os fusíveis de *strings* atuam na proteção dos módulos e cabos das fileiras de módulos contra sobrecorrentes e

correntes reversas⁶. São instalados em ambas as polaridades dos condutores de cada fileira, devendo ser do tipo *gPV*, fusíveis cilíndricos de corrente contínua projetados para aplicações em sistemas fotovoltaicos e fabricados de acordo com a norma IEC 60269-6 (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

O dimensionamento deste componente de proteção foi segundo a Comissão de Estudos CE-03:082.01 referente ao projeto de Norma de instalações elétricas fotovoltaicas⁷, que define:

⁶ Condição anormal da *string* consequente da ocorrência de sombreamento ou curto-circuito em algum módulo, resultando em uma tensão nos bornes da *string* consideravelmente inferior as outras *strings* em paralelo (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

⁷ Disponível em <<https://goo.gl/euYG9A>>

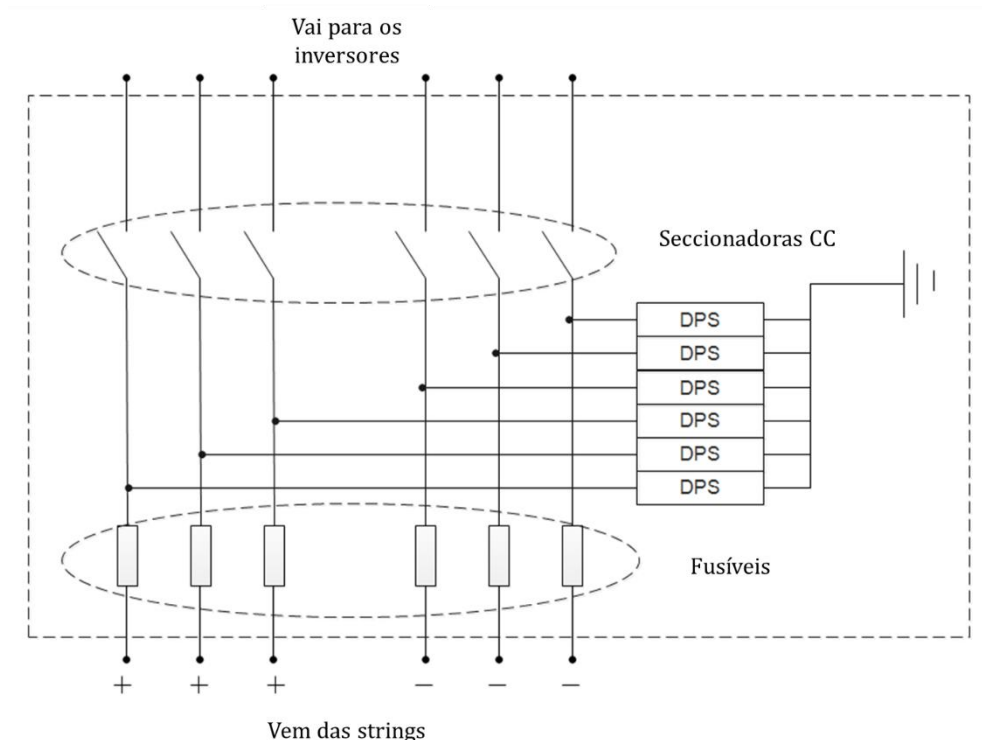


Figura 10. Esquema quadro de proteção CC.

$$I_n > 1,5 \cdot I_{sc} \quad (1a)$$

$$I_n < 2,4 \cdot I_{sc} \quad (1b)$$

$$V_n \geq \text{Tensão na string} \quad (1c)$$

Onde I_n e V_n são a corrente e tensão nominal do fusível, e I_{sc} a corrente de curto-circuito do módulo.

Com base nas correntes dos módulos pré-selecionados, e nos modelos de fusíveis disponíveis no mercado, foram selecionados fusíveis do tipo gPV com corrente nominal $I_n = 20A, 30kA, 1.000V_{cc}, 10x38mm$.

O número total de componentes necessários são de 96 (48 dispositivos para cada barracão de produção), instalados em portas bases fusíveis internas ao quadro de proteção CC.

Dispositivo de Proteção de Surto (DPS)

Os DPS's são componentes de proteção contra sobretensões causadas por descargas atmosféricas que atuam protegendo os equipamentos, cabos e pessoas (VILLALVA; GAZOLI, 2012; ALTENER, 2004). São classificados de acordo com a Classe, podendo ser do tipo I, II, III. A norma IEC 60364-7-712 determina o uso de DPS Classe II nos sistemas fotovoltaicos. Segundo o guia do fabricante de DPS *Finder*, com referência norma TS-62254-7-113⁸, os valores mínimos que o dispositivo deve apresentar além da classe II são: tensão máxima contínua (U_c) maior ou igual a tensão do gerador fotovoltaico em circuito aberto (nas condições padrão) acrescido

⁸ Aborda recomendações técnicas, como sistemas de proteção, para geração renovável de pequena escala e sistemas híbridos de eletrificação rural.

de um valor de 20%, e uma corrente máxima no qual o DPS consegue dissipar sem ser danificado de no mínimo 5kA. As tensões em circuito aberto (sem carga) dos geradores propostos são de 758V e 766,7V, considerando os arranjos CS6P-270P e CS6X-320P respectivamente. Seguindo este critério chegou-se ao **DPS Classe II, 1.000V_{cc}, I_n = 20kA, I_{max} = 45kA**, bipolar, da *Embratec*, selecionado em função da disponibilidade de preço no mercado e no atendimento às especificações técnicas.

A norma IEC 60364-7-712 define que, quando a distância entre o gerador fotovoltaico e o inversor for superior a 10m, deve-se instalar DPS's nas duas extremidades, na saída da *string* e no quadro de proteção CC. O estudo de caso apresentou esta condição, desta forma foi planejada a instalação de 2 DPS's para cada *string*, totalizando 48 dispositivos em cada barracão de produção. Os DPS's de saída de *string* serão instalados sobre os telhados, nos vãos entre os blocos de módulos, onde após receberem os condutores positivo e negativo de cada *string*, encaminharão estes condutores para a parte interna dos barracões nos respectivos eletrodutos.

Chave Seccionadora CC

Em caso de falhas ou em serviços de manutenção do gerador fotovoltaico, há necessidade de isolar o inversor ou a fileira de módulos, para isso utilizam-se chaves seccionadoras CC. A instalação da seccionadora foi proposta para cada *string*

dentro do quadro de proteção CC, deste modo em caso de algum problema em uma *string* será possível sua isolação do restante do sistema, não interferindo na produção de energia. A norma IEC 60364-7-712 define que a chave deverá ser de corte bipolar, dimensionada para a tensão máxima do circuito aberto do gerador solar à temperatura de -10°C e para 125% da corrente máxima sobre o dispositivo.

As máximas tensões na condição de temperatura crítica foram de 840,24V para o arranjo CS6P-270P e, 853,66V para o arranjo CS6X-320P. As máximas correntes sobre o dispositivo foram de 10,94A para o arranjo CS6P-270P e, 10,86A para o arranjo CS6X-320P. A partir dos catálogos da ABB definiu-se a chave seccionadora **OTDC25F2**, bipolar, corrente nominal de **16A** e tensão de **1.000V**, no total de 24 unidades para cada barracão. A seleção da marca ABB se deu pela disponibilidade de preços no mercado, consolidação da empresa no setor fotovoltaico, e pelo atendimento às especificações técnicas exigidas.

B. Quadro CA

O quadro de proteção CA é composto por disjuntores termomagnéticos, DPS e barramentos. Foi proposto sua instalação logo após as saídas dos inversores em cada barracão de produção. Para o dimensionamento dos componentes fez-se uso da norma ABNT NBR 5410. O esquema representativo do quadro de proteção CA é apresentado na Figura 11.

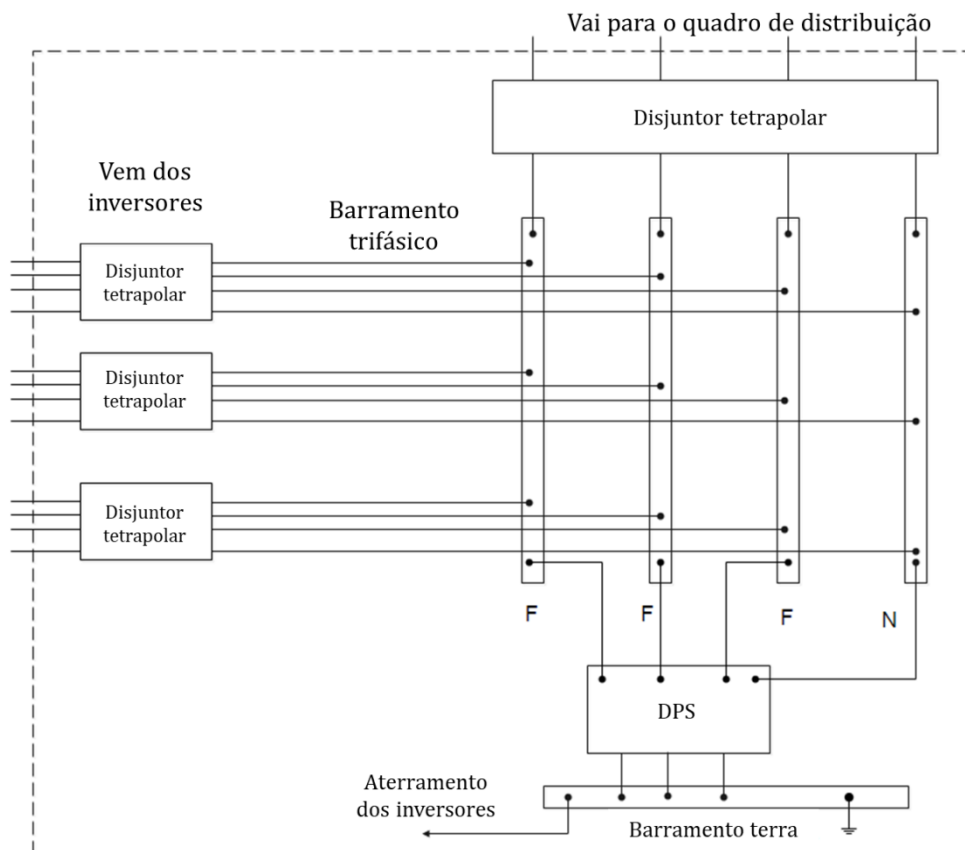


Figura 11. Esquema quadro de proteção CC

Disjuntores

Os dispositivos de proteção contra sobrecorrente recomendados pela ABNT NBR 5410 são disjuntores e/ou fusíveis, responsáveis pelo seccionamento simultâneo de todos os condutores de fase. Nesse trabalho, para o lado de corrente alternada, preferiu-se o uso de disjuntores termomagnéticos por serem também dispositivos de manobra e não requererem substituição após atuação. Os dispositivos de proteção de sobrecarga e curto-circuito segundo a norma ABNT NBR 5410 devem satisfazer as seguintes condições:

$$I_B \leq I_n \leq I_Z \quad (2a)$$

$$I_2 \leq 1,45 \cdot I_Z \quad (2b)$$

Onde I_B é a corrente de projeto do circuito, I_Z a capacidade de condução de

corrente dos condutores, I_n a corrente nominal do dispositivo de proteção e I_2 a corrente convencional de atuação⁹ do disjuntor, que depende da norma utilizada na fabricação.

Na entrada do quadro de proteção CA, considerou-se as características do condutor dimensionado no trecho B, onde a corrente de projeto é de 30,39A e a capacidade de condução de corrente do condutor de secção de 35mm² selecionado é de 89A. A polaridade do dispositivo deve ser tetrapolar (3F+N) segundo especificação de saída do inversor. O disjuntor selecionado para a entrada do quadro foi do fabricante *Schneider Electric*: **NG125N**, corrente

⁹ Os disjuntores selecionados possuem fabricação de acordo com a norma ABNT NBR IEC 60947-2, onde $I_2 = 1,30 \cdot I_n$.

nominal **40A**, curva tipo C, tetrapolar (6 unidades por sistema).

Planejou-se a instalação de um disjuntor termomagnético de alta corrente na saída do quadro de proteção, com função de proteção e seccionamento geral do sistema fotovoltaico com o ponto de conexão com a rede. Para isso, foi considerado a corrente de projeto do condutor dimensionado no trecho C de 182,32A, com capacidade de condução de corrente de 297A (condutor de 240mm² enterrado no solo) para BP01 e 286A (condutor de 240mm² embutido na parede) para BP02. Desta forma selecionou-se o disjuntor da *Schneider Electric*: **NSX250B TM250D**, corrente nominal de **250A**, curva tipo B, tetrapolar (1 unidade por sistema).

Dispositivo de Proteção de Surto (DPS)

A norma IEC 60364-7-712 mantém a recomendação de DPS Classe II para o lado de corrente alternada. O dimensionamento ocorreu com base na norma ABNT NBR 5410 (item 6.3.5.2.4 -

"Seleção dos DPS"), que determina que o nível de proteção UP deve ser de até 2,5kV para dispositivos de classe II, com máxima tensão de operação contínua U_c maior ou igual a 110% da tensão de fase do sistema, no caso da tensão de linha de 380V é cerca de 240V, e corrente máxima de dissipação I_{max} maior ou igual a 20kA para redes trifásicas. Sendo assim, selecionou-se o modelo **Acti9 iPRD** (tetrapolar 3F+N) da Schneider Electric, com U_c de **340V**, UP de **1,4kV**, e I_{max} de **20kA** (1 unidade para cada sistema).

Uma síntese dos condutores e equipamentos de proteção elétrico dimensionados são apresentados nas tabelas 7 e 8. A Tabela 7 apresenta a especificação de condutores e proteção para o lado de corrente contínua, e a Tabela 8 a especificação para o lado de corrente alternada. Os diagramas unifilares dos sistemas dos barracões de produção 01 e 02 são apresentados no Apêndice A, considerando o sistema com módulos CS6X-320P.

Tabela 7. Especificação de condutores e proteção lado de corrente contínua.

Condutores corrente contínua - CS6P-270P
BP01 = 1.434,73m (+), 1.052,50m (-) unipolar 10mm ² , Prysmian Afumex Solar 0,9/1,8kV, 500m Terra 10mm ²
BP02 = 1.392,15m (+), 993,20m (-) unipolar 10mm ² , Prysmian Afumex Solar 0,9/1,8kV, 500m Terra 10mm ²
Condutores corrente contínua - CS6X-320P
BP01 = 1.333,83m (+), 993,14m (-) unipolar 10mm ² , Prysmian Afumex Solar 0,9/1,8kV, 500m Terra 10mm ²
BP02 = 1.357,92m (+), 1.014,21m (-) unipolar 10mm ² , Prysmian Afumex Solar 0,9/1,8kV, 500m Terra 10mm ²
Proteções
96 Fusíveis gPV, 30kA, 1.000V, 10 x 38 mm
96 DPS's Classe II, 20kA, 1.000V, Embrastec
48 Chaves Seccionadoras, 16A, 1.000V, 2 pólos, ABB OTDC25F2

Tabela 8. Especificação de condutores e proteção lado de corrente alternada.

Condutores corrente alternada
BP01 = 60,41m (F-F-F) unipolar 35mm ² , Neutro 21,47m 25mm ² , Terra 21,47m 16mm ² , Prysmian Superastic Flex 750V
BP02 = 119,25m (F-F-F) unipolar 35mm ² , Neutro 29,75m 25mm ² , Terra 39,75m 16mm ² , Prysmian Superastic Flex 750V
BP01 = 53,4m (F-F-F) unipolar 240mm ² , Neutro 17,8m 120mm ² , Prysmian Superastic Flex 750V
BP02 = 14,3m (F-F-F) unipolar 240mm ² , Neutro 4,71m 120mm ² , Prysmian Superastic Flex 750V
Proteção
12 Disjuntores tetrapolares 40A, NG125N Schneider Electric
02 Disjuntores tetrapolar 250A, NSX250B Schneider Electric
02 DPS's Classe II, 20kA, 340V, Schneider Electric

Viabilidade Econômica

A análise financeira foi realizada levando em consideração três cenários de projeção para o preço de energia elétrica. Para isso relacionou-se o histórico da tarifa de energia elétrica fora de ponta da Copel para o subgrupo A4 de tarifação horária verde com o histórico da inflação (IPCA) no mesmo período. Tal escolha de associação foi baseada no trabalho de Nakabayashi (2015), de modo que, preferiu-se adotar esta metodologia de análise por considerar que o momento econômico de um país possui relação direta com a oferta de energia, o que por sua vez, reflete sobre o custo da eletricidade que chega ao consumidor.

Uma vez que o objetivo da instalação fotovoltaica é abastecer preferencialmente o consumo elétrico fora da ponta, buscou-se o histórico dos reajustes da tarifa elétrica para este ponto. Os dados obtidos foram retirados

do sitio da Copel e compreendem as resoluções outorgadas pela Aneel para os reajustes anuais de energia elétrica. O período de análise compreende desde 24/06/2000 (Resolução 239/2000), até 31/04/2017 (Resolução 2096/2017). Ao todo foram 21 reajustes, sendo a variação anual das tarifas apresentadas na Figura 12.

O histórico do índice de preços ao consumidor acumulado (IPCA) anual é apresentado no gráfico da Figura 13, baseado nos dados do IBGE.

A Tabela 9 apresenta uma comparação de períodos entre os índices, mostrando uma evolução média superior para a tarifa elétrica. O trabalho de Nakabayashi (2015), apresentou uma evolução anual média de 6,4% para a inflação e, 9,7% para a tarifa elétrica, tendo como base o período de 1995 a 2014. Deste modo os resultados aqui obtidos são coerentes.

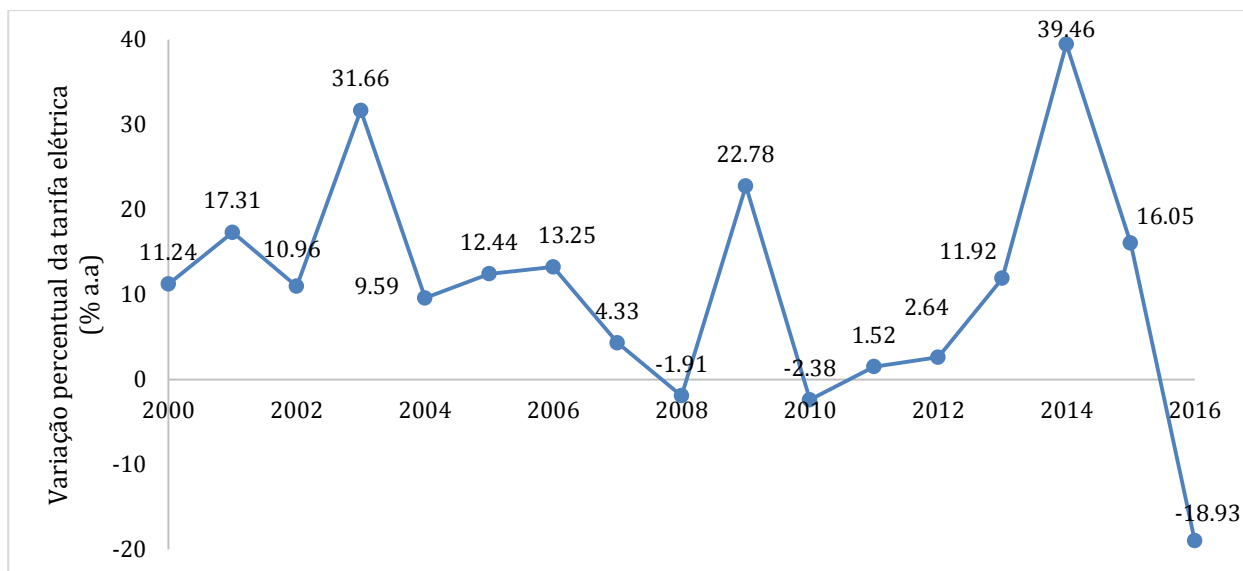


Figura 12. Histórico da variação percentual anual da tarifa de consumo de energia elétrica fora de ponta

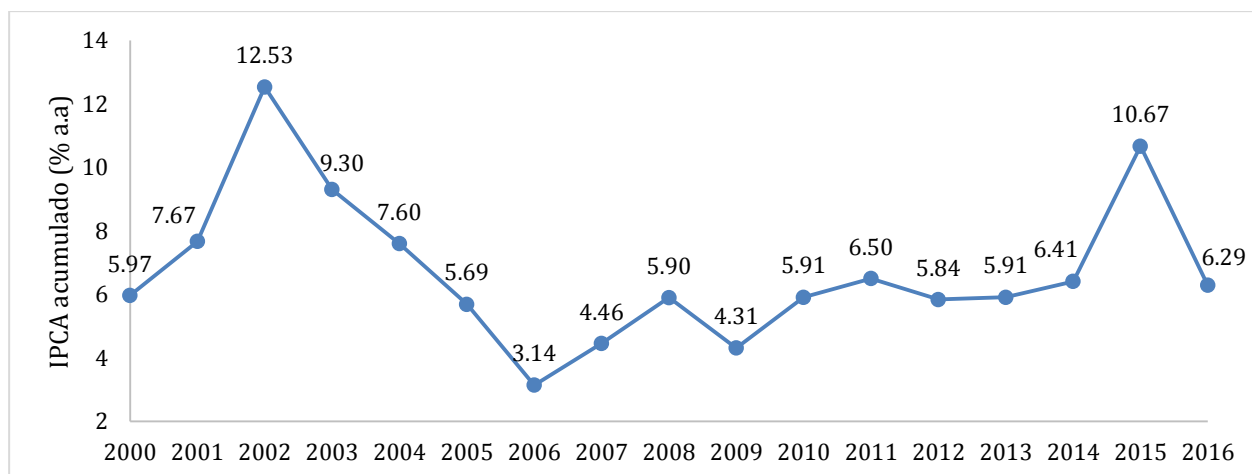


Figura 13. Evolução do IPCA acumulado: período 2000 a 2016.

Tabela 9. Evolução média da tarifa de energia elétrica e IPCA.

	2000 - 2005	2006 - 2012	2013 - 2015	2016 - 2017	2000 - 2017
Tarifa (% a.a)	15,87	4,50	22,48	-18,93	10,67
IPCA (% a.a)	8,13	5,15	7,66	6,29	6,71

A. Cenários

Com base na tabela anterior, foram criados 3 cenários para a projeção da tarifa elétrica: (i) **cenário 1** (padrão) com reajuste tarifário seguindo a tendência média do período 2000-2017, com um

crescimento médio anual de 10,67%, superior à inflação de 6,71%a.a; (ii) **cenário 2** com reajuste abaixo da inflação, com crescimento da tarifa em 4,50%a.a; e (iii) **cenário 3** com reajuste de tarifário igual a inflação, 6,71%a.a. A Tabela 10

apresenta os cenários analisados com o reajuste real da tarifa considerando a inflação média total do período. Para cada cenário foi calculado os indicadores de viabilidade VPL, TIR, e *Payback descontado*, assim como uma análise de sensibilidade para o cenário padrão variando o preço do watt-pico instalado do empreendimento entre 4,00 e 12,00 R\$/Wp afim de obter o indicador VPL e definir a faixa de preços as quais o empreendimento teria viabilidade.

A taxa de desconto (nominal) adotada nos cenários foi o valor da taxa SELIC (Sistema Especial de Liquidação e Custódia) disposta pela 207ª reunião do Comitê de Política Monetária de 10,15%a.a. O autoconsumo foi inserido na análise conforme o esquema da Figura 14. A tarifa de eletricidade com impostos para o período fora de ponta adotado foi de

0,42147 R\$/kWh (vigente no 1º semestre de 2017 para o subgrupo A4), com a tributação de ICMS a 29% e parcela PIS/COFINS de 5,45% conforme informações disponibilizadas pela Copel em seu sítio (consulta em junho de 2017).

B. Cotação dos Sistemas

Com base na pesquisa de mercado foi obtido o custo total estimado de cada sistema. Os custos de projeto e instalação foram estimados com base no proposto por IDEAL (2016), de modo que, os conjuntos módulos, inversores, estruturas, proteções e condutores correspondem a 73% do preço total de um sistema fotovoltaico, enquanto que o projeto e instalação representam 17%. A cotação final obtida para cada arranjo é apresentada na Tabela 11.

Tabela 10. Cenários para análise viabilidade.

Cenário	Reajuste Anual da Tarifa
1	10,67% (3,71% real)
2	4,50% (-2,07% real)
3	6,71% (0% real)

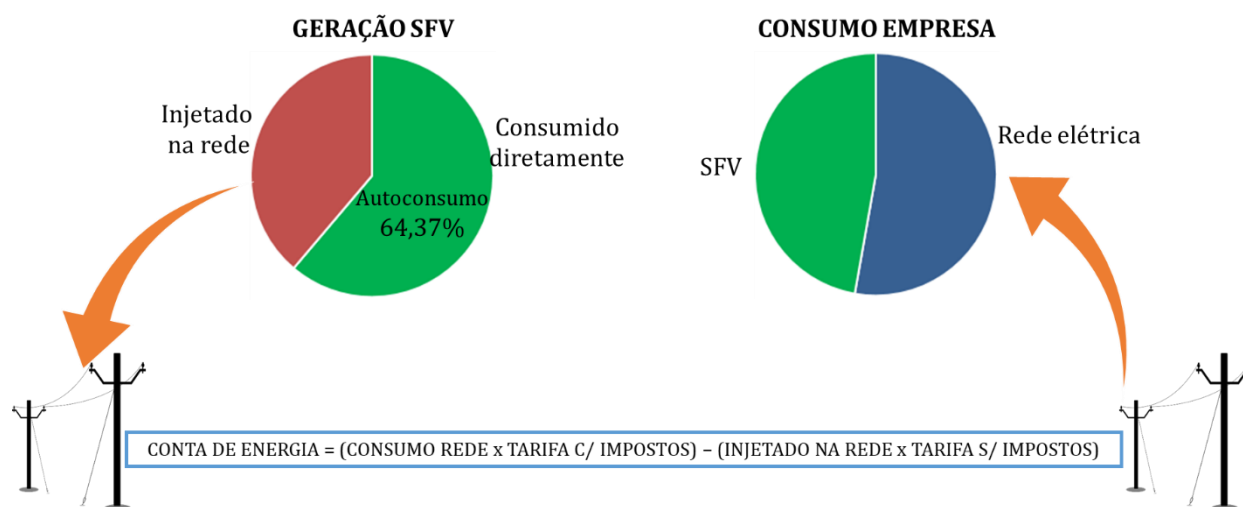


Figura 14. Esquema para determinação da conta de energia considerando a geração do sistema fotovoltaico (SFV).

Tabela 11. Cotação final estimada para os sistemas analisados.

	CS6P-270P	CS6X-320P
Módulos	731.280,00	727.589,12
Inversores	198.894,72	198.894,72
Estruturas	215.924,80	183.603,80
Proteções	85.080,78	85.080,78
Obras de adequação da Copel	69.538,49	62.640,53
Condutores	46.686,86	44.518,06
Projeto e Instalação	313.779,40	303.281,63
Total (R\$)	1.661.185,05	1.605.608,65

Os dispositivos de proteção considerados representam a proteção até o ponto de conexão nos quadros de distribuição. Para as demais proteções, adequações de medição, entrada e obras civis exigidas pela Copel, considerou-se um custo adicional de 15% correspondente ao valor em proteções, estruturas e condutores.

Deste modo, o valor do watt-pico do sistema utilizando módulos de 60 células (CS6P-270P) ficou em **6,41 R\$/Wp**, enquanto que o sistema utilizando módulos de 72 células (CS6X-320P) ficou com **6,15 R\$/Wp**.

Os valores estimados ficaram cerca de 13% superior ao apresentado no trabalho de IDEAL (2017), que para sistemas de proporção semelhante ao dimensionado estavam em média 5,57 R\$/Wp.

Entretanto, os resultados ainda se encontram dentro da faixa de preço divulgado pelo estudo, que apresentou valor máximo médio de R\$10,00/Wp.

C. Fluxo de Caixa

As despesas do fluxo de caixa para os cenários propostos foram dadas pelo montante de investimento inicial, e no

caso da opção de financiamento, pelas prestações.

Como modelo de financiamento selecionou-se a linha de crédito Fundo Clima do BNDES que oferece financiamento para projetos de geração de energia a partir de fontes renováveis para micro, pequenas, médias e grandes empresas.

A taxa de juros nominal é de 12,37%a.a (considerando a inflação de 6,71%a.a e taxa efetiva/real de 5,30%a.a), com participação máxima de 90%, prazo de pagamento em até 16 anos e sistema de amortização constante. Para a análise foi considerado um financiamento de 90% do valor total do investimento com pagamento em 10 anos com prestações anuais.

Outras despesas consideradas foram os custos de operação e manutenção do sistema, estabelecidas como 1%a.a do valor total do sistema segundo Costa (2015), Nakabayashi (2015), Pinho e Galdino (2014). As receitas foram compostas pela economia em energia elétrica, estimada de acordo com a produção de energia simulada para um horizonte de 25 anos acrescido da

troca dos inversores a cada 10 anos, conforme vida útil.

Tabela 12. Resultados da análise de viabilidade econômica (com financiamento).

Cenário	Módulo	VPL (R\$)	TIR	Payback (anos)
1	CS6P-270P	1.310.769,95	18,09%	14,81
	CS6X-320P	1.366.193,47	18,71%	14,36
2	CS6P-270P	-310.413,65	7,14%	-
	CS6X-320P	-250.444,47	7,64%	-
3	CS6P-270P	119.798,48	11,14%	22,76
	CS6X-320P	178.561,38	11,67%	21,72

Tabela 13. Resultados da análise de viabilidade econômica (com recursos próprios).

Cenário	Módulo	VPL (R\$)	TIR	Payback (anos)
1	CS6P-270P	1.438.130,76	16,11%	13,83
	CS6X-320P	1.489.293,31	16,48%	13,41
2	CS6P-270P	-183.052,85	8,92%	-
	CS6X-320P	-127.344,63	9,27%	-
3	CS6P-270P	247.159,28	11,56%	20,55
	CS6X-320P	301.661,22	11,92%	19,35

D. Indicadores Econômicos

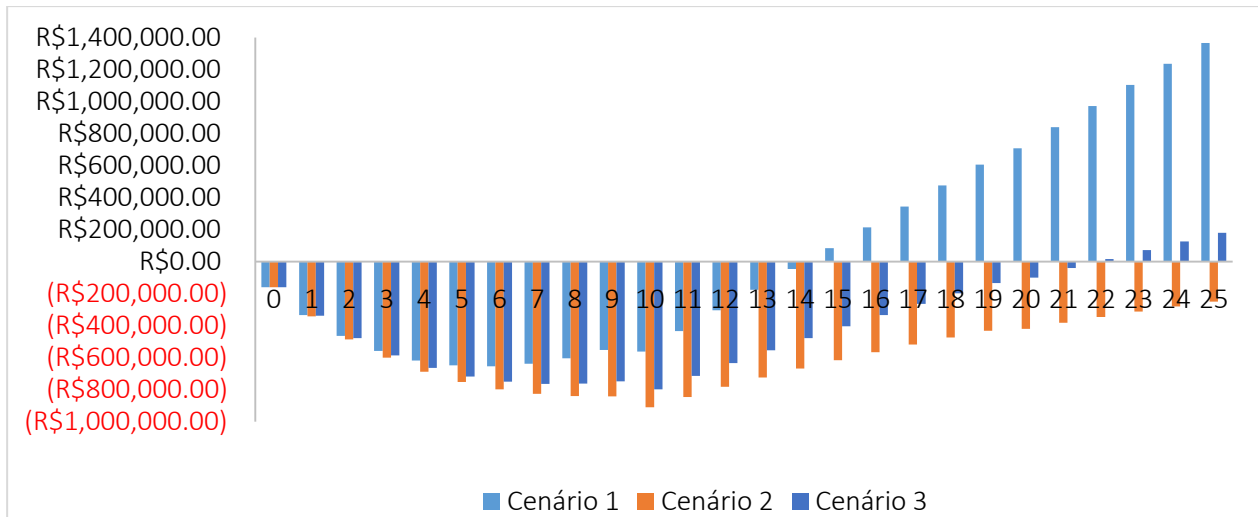
Os resultados obtidos para cada cenário são expostos na Tabela 12, considerando financiamento, e Tabela 13 considerando a opção sem financiamento.

Os resultados foram tidos como viáveis quando o VPL atingisse valor maior ou igual a zero, a TIR fosse superior a TMA, e o tempo de retorno inferior ao horizonte do empreendimento (25 anos), isto garante que no caso extremo o investimento não apresentará prejuízo (HUMMEL; PILÃO, 2003).

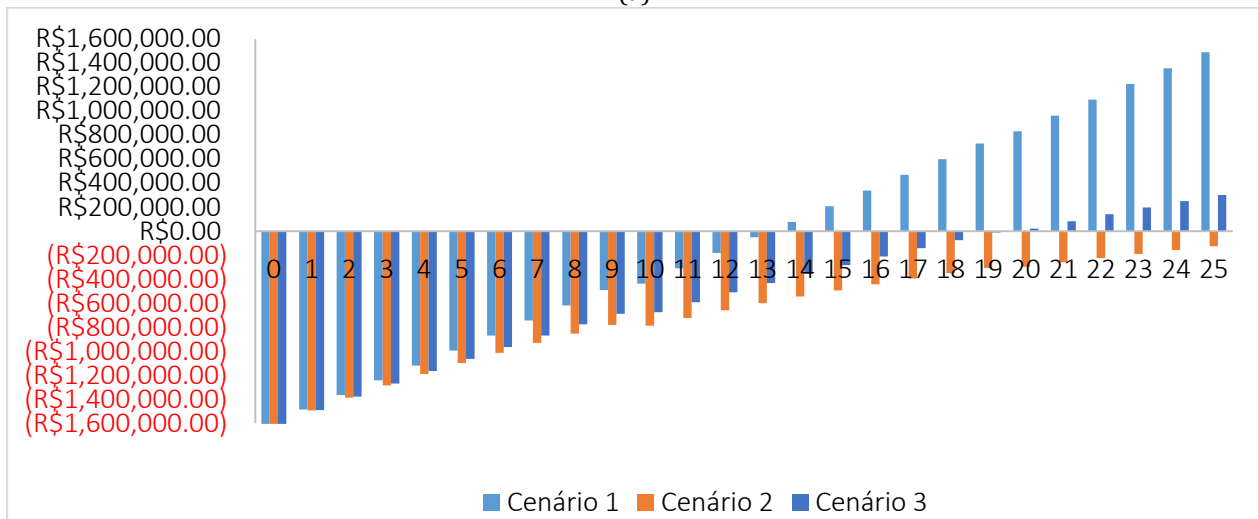
A melhor opção de sistema foi fazendo uso do arranjo com módulos CS6X-320P de 72 células, embora de acordo com as considerações realizadas, ambas as opções são inviáveis numa projeção crítica onde o reajuste da tarifa seja inferior à inflação.

Deste modo, selecionou-se como sistema final pelo critério econômico, o arranjo de 816 módulos CS6X-320P de 320Wp e 12 inversores PHB de 20kW. A estimativa de geração estimou um percentual médio de 71,06% da demanda de energia consumida sendo abastecida pelo gerador fotovoltaico.

Para o período de operação a economia média anual prevista na conta de energia elétrica foi de **R\$ 147.309,90**. Se considerado a vida útil do sistema de 25 anos, o montante total economizado chegaria a cerca de **R\$ 3,68 milhões**. Os fluxos de caixa são apresentados na Figura 15 para as opções com e sem financiamento respectivamente. A análise de sensibilidade é apresentada na Figura 16.

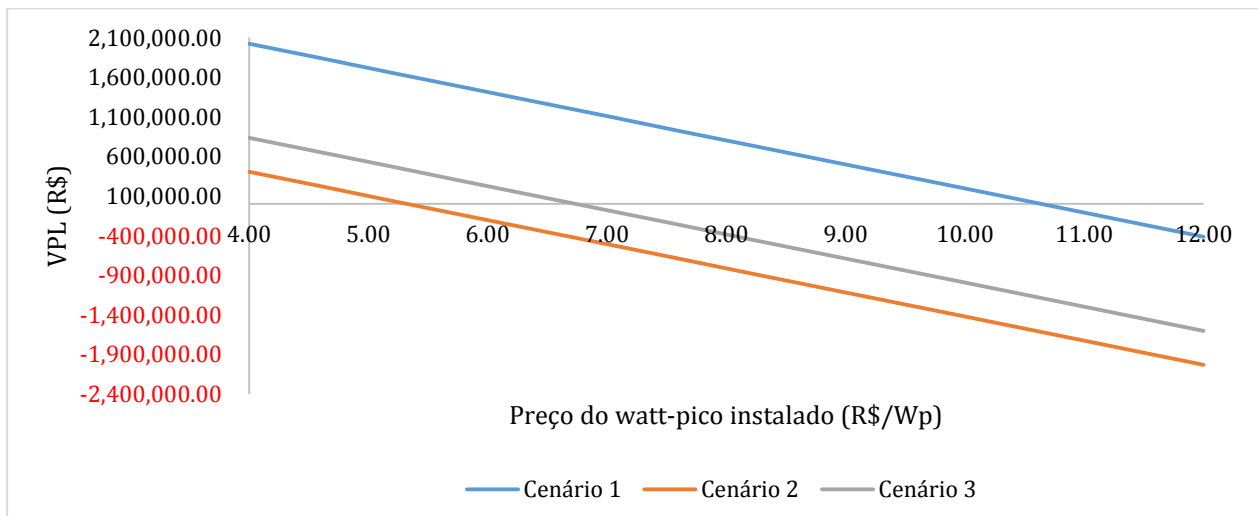


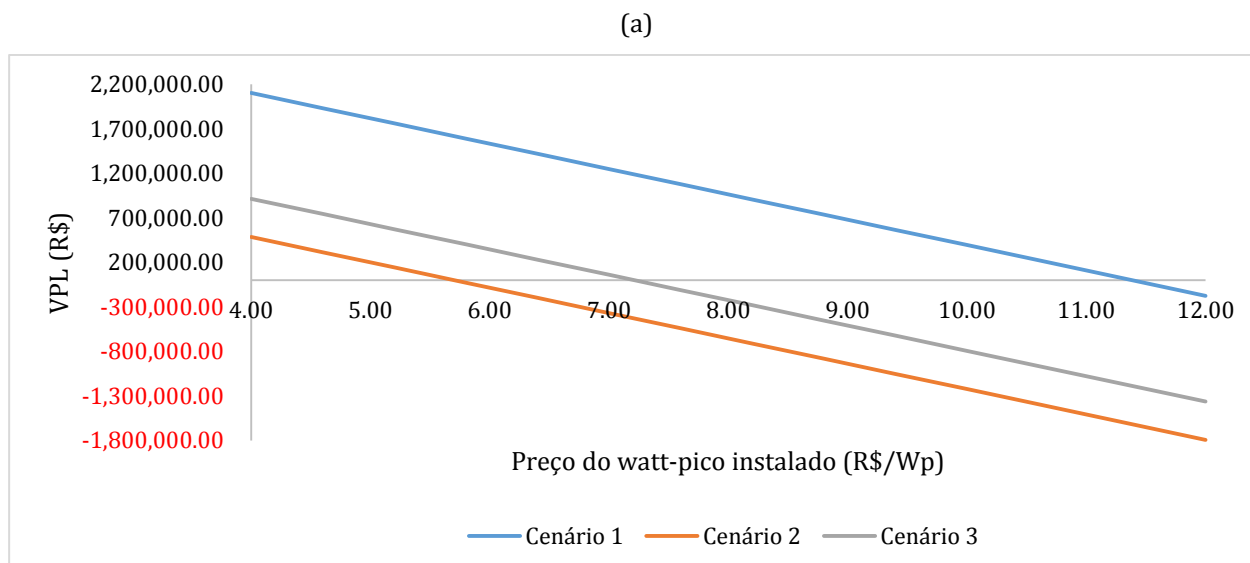
(a)



(b)

Figura 15. Fluxo de caixa descontado acumulado: a) opção com financiamento, b) opção sem financiamento





(b)

Figura 16. VPL vs. preço do watt-pico instalado: a) opção com financiamento, b) opção sem financiamento

E. Impacto do ICMS

Afim de demonstrar o impacto negativo da incidência de ICMS e buscar quantificar a representação do imposto, realizou-se a análise econômica para os 3

cenários definidos, desconsiderando o ICMS sobre a geração injetada na rede, seguindo o estipulado no Convênio ICMS 16. Os resultados alcançados são mostrados nas tabelas 14 e 15.

Tabela 14. Resultados da análise de viabilidade econômica com isenção de ICMS (com financiamento).

Cenário	Módulo	VPL (R\$)	TIR	Payback (anos)
1	CS6P-270P	1.731.022,24	20,65%	13,11
	CS6X-320P	1.785.135,10	21,38%	12,71
2	CS6P-270P	-93.366,84	9,24%	-
	CS6X-320P	-34.074,58	9,81%	-
3	CS6P-270P	390.769,76	13,38%	18,55
	CS6X-320P	448.687,57	14,00%	17,75

Tabela 15. Resultados da análise de viabilidade econômica com isenção de ICMS (com recursos próprios).

Cenário	Módulo	VPL (R\$)	TIR	Payback (anos)
1	CS6P-270P	1.858.383,05	17,58%	12,24
	CS6X-320P	1.908.234,93	17,98%	11,87
2	CS6P-270P	33.993,96	10,37%	24,01
	CS6X-320P	89.025,26	10,75%	22,52
3	CS6P-270P	518.130,56	13,01%	16,85
	CS6X-320P	571.787,40	13,40%	16,15

A queda do ICMS sobre a geração impacta positivamente sobre a viabilidade, ao ponto de o empreendimento tornar-se viável em todos os cenários analisados para a opção sem financiamento. Em média, o tempo de retorno diminui cerca de 2,7 anos e o VPL tem um acréscimo de R\$ 302.284,68. Considerando o cenário padrão e o arranjo selecionado CS6X-320P, a economia na conta de energia alcançaria uma média anual de **R\$ 165.768,47**, o que representa um aumento de 12,53%. Ao longo da vida útil de 25 anos, a economia acumulada chegaria a **R\$ 4,14 milhões**, aproximadamente R\$ 461 mil

superior ao resultante da análise com ICMS.

O total de tributação de ICMS recolhida em 25 anos de operação para o sistema com módulos CS6X-320P, seria equivalente a um sistema fotovoltaico com potência instalada de **75kWp**, que representa **28,74%** da potência instalada do arranjo selecionado. Nas condições deste trabalho, um sistema de 75kWp poderia gerar cerca **102.572,61 kWh/ano**. Se considerado o impacto na escala de tempo anual, a parcela cobrada de ICMS representaria em média 4.102,90 kWh, proporcional a um sistema residencial de 3kWp.

Tabela 16. Síntese dos principais resultados e comparação entre os arranjos.

	Arranjo CS6P-270P	Arranjo CS6X-320P
Produção ano 1 (kWh)	357.699,33	356.683,87
Produção média (kWh/ano)	337.037,16	336.080,32
Fator de Capacidade (%)	15,8	15,6
Fator de Produção (kWh/kW)	1.383	1.367
Consumo médio suprido (%)	71,26	71,06
Autoconsumo (%)	64,36	64,37
Investimento inicial (R\$)	1.661.185,05	1.605.608,65
VPL (R\$)	1.438.130,76	1.489.293,31
TIR (%)	16,11	16,48
Payback (anos)	13,83	13,41
Economia média (R\$/ano)	147.724,10	147.309,90

Conclusão

A análise técnica apontou pequena vantagem ao sistema com módulos CS6P-270P, possuindo maior geração, fator de capacidade e de produção. Por outro lado, a análise financeira apontou maior viabilidade para o arranjo com módulos CS6X-320P. Uma vez que, a comparação técnica entre os arranjos revelou uma similaridade de desempenho considerável, o fator econômico possuiu maior peso na seleção final, sendo selecionado o arranjo composto por 816

módulos CS6X-320P e 12 inversores PHB20K-DT. Considerando o cenário padrão, o sistema apresentou VPL de R\$ 1.489.293,31 e, tempo de retorno de 13,41 anos. A economia anual média em eletricidade foi de R\$ 147.309,90, com economia acumulada perfazendo um montante estimado de R\$ 3,68 milhões. Uma comparação final entre os arranjos analisados é apresentado na Tabela 16.

Considerando a isenção do ICMS sobre o sistema proposto demonstrou-se o impactante entrave que a atual legislação do estado do Paraná se

configura. Ao fim da vida útil de operação do empreendimento (25 anos), a tributação representaria cerca 29% da potência instalada. A migração do estado

Referências

ALTENER. *Energia Fotovoltaica: manual sobre tecnologias, projecto e instalações*. Portugal: Greenpro, 2004. 365p.

ANEEL. *Tarifa de Energia Elétrica*. 2016. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/tarifas>. Acesso em: 15 de maio 2017.

ANEEL, C. T. *Micro e minigeração distribuída. Sistema de Compensação de Energia Elétrica*. Brasília, DF, Brasil: Centro de Documentação-Cedoc, 2014. 34p.

BRASIL, E. D. P. E. *Balanço energético nacional 2017: ano base 2016*. Rio de Janeiro: EPE, 2017. 296p.

COPEL. *Tarifas de Energia da COPEL*. 2017. Disponível em: <https://goo.gl/FRnBoL>. Acesso em: 25 de maio 2017.

COSTA, T. M. G. *Metodologia para Projeto de Microgeração Fotovoltaica*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Minas Gerais, 2015.

EPE, E. D. P. E. *Inserção da geração fotovoltaica distribuída no brasil - condicionantes e impactos*. Nota Técnica da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Rio de Janeiro. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/S%C3%A9rie%20Estudos%20de%20Energia/DEA>, v.2019, n. 20, p. 20, 2014.

para o Convênio ICMS 16, torna-se uma necessidade para o desenvolvimento da micro e minigeração distribuída.

FINDER. *Guia para aplicação de Dispositivos de Proteção contra Surtos - DPS*. Finder, 2012. 74p.

HUMMEL, P. R. V.; PILÃO, N. E. *Matemática financeira e engenharia econômica*. São Paulo: Cengage Learning, 2003. 288p.

IDEAL. *O Mercado Brasileiro de Geração Distribuída Fotovoltaica*. São Paulo: EPE, 2017. 68p.

MORENO, H. *Dimensionamento econômico e ambiental de condutores elétricos*. São Paulo: Instituto Procobre Brasil, 2010. 36p.

NAKABAYASHI, R. *Microgeração Fotovoltaica no Brasil: Viabilidade Econômica*. Tese (Doutorado) — Tese de Mestrado, Instituto de Energia e Ambiente da USP, São Paulo, 2015.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. *Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos*. Rio de Janeiro: CEPEL, 2014. 530p.

TOLMASQUIM, M. T. *Energia renovável: hidráulica, biomassa, eólica, solar, oceânica*. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética, 2016. 452p.

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. *Energia Solar Fotovoltaica: conceitos e aplicações*. São Paulo: Ed. Érica. 2012. 224p.

Agradecimentos

Este projeto foi desenvolvido no âmbito do programa de Pesquisa e Desenvolvimento da COPEL, regulado pela

ANEEL (PD-2866-0452 / 2017). Os autores agradecem à COPEL pelo apoio.

APÊNDICE A

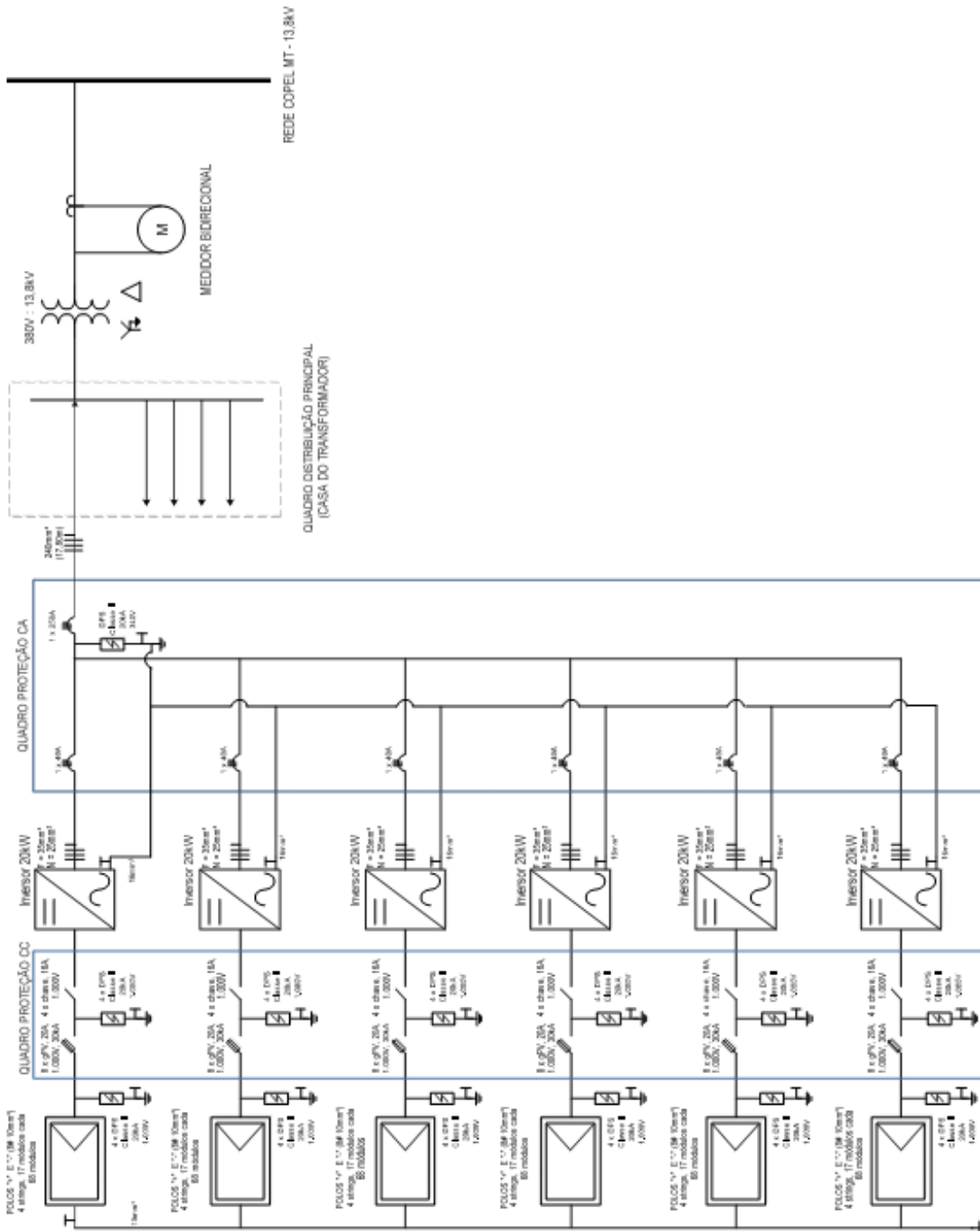


Diagrama unifilar sistema fotovoltaico BP01.

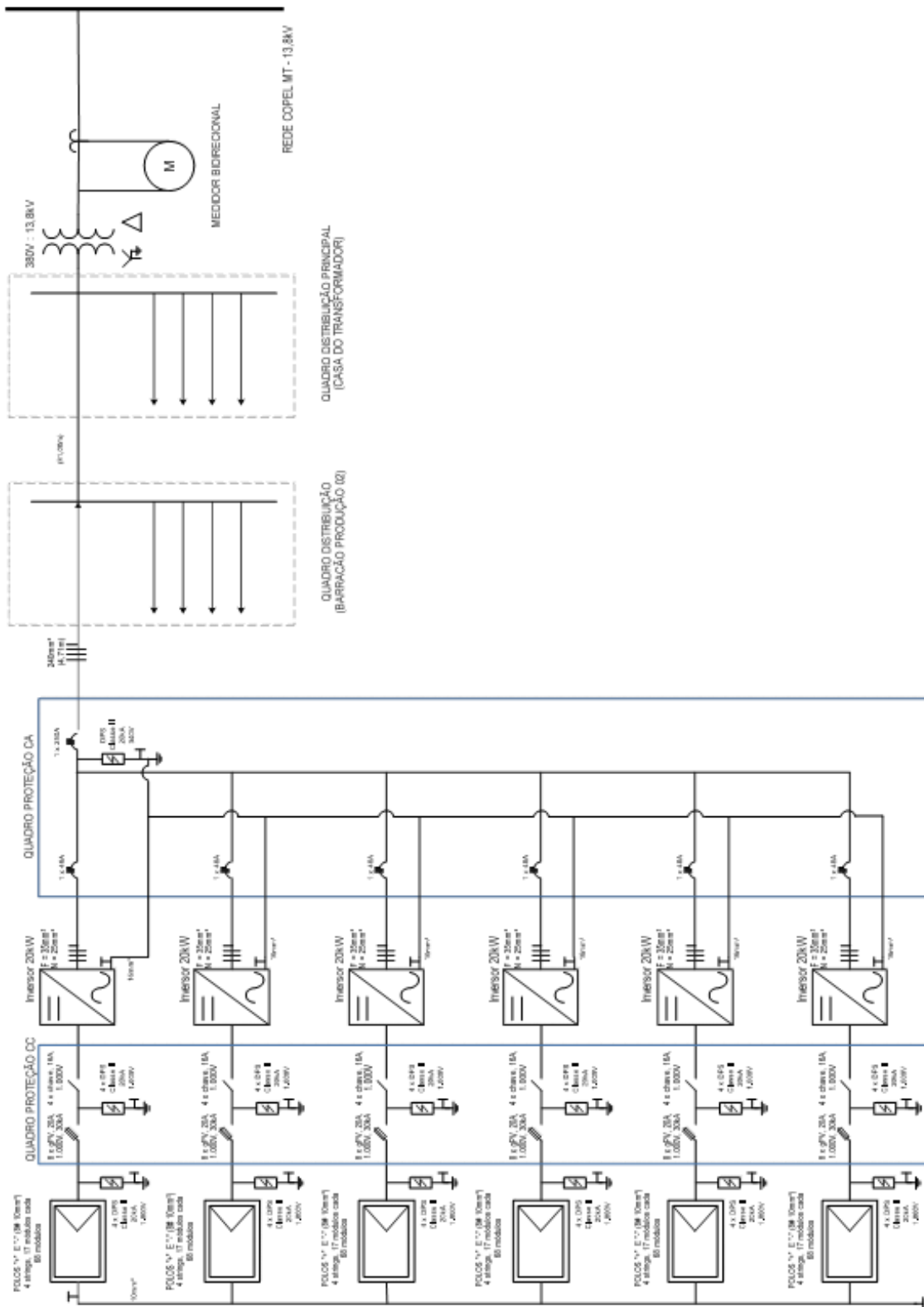


Diagrama unifilar sistema fotovoltaico BP02.